

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА МАЛЫШЕВСКУЮ СВИТУ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.243.23-024.17(1-198.6)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Ортин Илья Вячеславович		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		16.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	–		16.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	–		18.06.2021

Томск – 2021г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли»)
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли»)
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-4, УК-6, УК-8, Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Бурение нефтяных и газовых скважин
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 18.03.2021 Максимова Ю.А.
 (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
2Б7В	Ортин Илья Вячеславович

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Малышевскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-61/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(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.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 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 55 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
---	---

	<ul style="list-style-type: none"> 6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 950 метров / 600 метров 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 8. Диаметр хвостовика: 127 мм 9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 10. Конструкция забоя (выбрать): фильтр и манжетное цементирование от кровли продуктивного пласта до головы хвостовика 11.Способ освоения скважины (выбрать): ГРП/свабирование/струйный насос
<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>	<ul style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ul style="list-style-type: none"> 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ul style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ul style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины <ul style="list-style-type: none"> 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин <ul style="list-style-type: none"> 2.4.1. Расчет обсадных колонн <ul style="list-style-type: none"> 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины <ul style="list-style-type: none"> 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины <ul style="list-style-type: none"> 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)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Спицына Л. Ю., к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Фех А. И., старший преподаватель

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	17.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.т.н.		17.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Ортин Илья Вячеславович		17.03.2021

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 2020 /2021 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:	18.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2021	1 Общая и геологическая часть	5
27.03.2021	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2021	3.Современные тенденции развития породоразрушающего инструмента типа PDC	15
24.04.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2021	5. Социальная ответственность	15
28.05.2021	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		17.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		17.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Ортину Илье Вячеславовичу

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Линейный календарный график
2. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.02.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		02.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Ортин Илья Вячеславович		02.02.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Ортину Илье Вячеславовичу

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Малышевскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технический проект на скважину Область применения бурение скважин на нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край)
--	--

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. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) <ul style="list-style-type: none"> • Статья 297; • Статья 264; • Статья 298; • Статья 299; • Статья 302; – ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности"; – СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" ; – ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» – СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень общей и локальной вибрации; – Повышенный уровень и другие

	<p>неблагоприятные характеристики шума;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте; – Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся части и механизмы.
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок; – Выбросы при ГНВП. <p>Гидросфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом. <p>Литосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Вырубка деревьев; – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ГНВП; – Пожары и взрывы на БУ; – Лесные пожары; – Взрывы ГСМ. <p>– Наиболее типичная ЧС:</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		02.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Ортин Илья Вячеславович		02.02.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 116 страниц, 36 таблиц, 15 рисунков, 34 литературных источников, 5 приложений.

Ключевые слова: бурение, проектирование, АВПД, горизонтальный участок ствола, газ.

Объектом исследования является нефтешазоконденсатное месторождение Красноярского края.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной.

Цель работы достигается путем выполнения ряда задач:

- 1) анализ технической документации, отраслевых нормам и правил при проектировании строительства скважины;
- 2) анализ геологических условий бурения;
- 3) проектирование профиля скважины согласно требованиям технического задания;
- 4) выбор и расчёт оптимальных параметров конструкции скважины;
- 5) проектирование бурильной колонны, компоновки низа бурильной колонны, обсадной колонны;
- 6) проектирование процессов крепления и заканчивания скважины.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 4639 метров, мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважины и техническом сопровождении этих процессов.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

РУС – роторная управляемая система;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ТК – техническая колонна;

ЭК – эксплуатационная колонна;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая;

ГТН – геолого-технический наряд;

ММП – многолетнемерзлые породы.

Оглавление

Введение.....	15
1 Общая и геологическая часть.....	17
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	17
1.2 Геологические условия бурения	17
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	20
1.4 Зоны возможных осложнений	21
2 Технологическая часть	22
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	22
2.2 Обоснование конструкции скважины	23
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	23
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	23
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	24
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	26
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	27
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	27
2.3 Углубление скважины	30
2.3.1 Выбор способа бурения.....	30
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	31
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород..	32
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	33
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	33
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	35
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	40

2.3.8	Выбор гидравлической программы промывки скважины	49
2.3.9	Технические средства и режимы бурения при отборе керна	50
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин	50
2.4.1	Расчет обсадных колонн.....	51
2.4.2	Расчет процессов цементирования скважины.....	58
2.4.2.3	Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей.....	60
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	63
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважины	64
2.5	Выбор буровой установки.....	66
3	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	67
3.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	67
3.1.1	Основные направления деятельности предприятия.....	67
3.1.2	Организационная структура предприятия.....	68
3.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	69
3.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины..	69
3.2.2	Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.....	70
3.2.3	Линейный календарный график выполнения работ.....	71
3.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	72
4	Социальная ответственность	73
4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	73
4.1.1	Правовые нормы трудового законодательства	73

4.1.2	Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны	74
4.2	Производственная безопасность.....	74
4.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего	76
4.3	Экологическая безопасность.....	78
4.3.1	Защита атмосферы	78
4.3.2	Защита гидросферы.....	79
4.3.3	Защита литосферы.....	79
4.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	80
	Заключение	81
	Список использованной литературы.....	83
	Приложение А	86
	Приложение Б.....	91
	Приложение В.....	102
	Приложение Г	112

Введение

Проектированием бурения скважины называется последовательный комплекс технико-технологических решений процесса строительства скважины, который позволяет в кратчайших сроках и при минимальных финансовых затратах произвести строительство скважины.

В этой работе проектируется наклонно- направленная скважина с горизонтальным окончанием, которая имеет ряд преимуществ перед вертикальными скважинами, таких как – кратное увеличение дебита за счет повышенной области дренирования, а также доступ к труднодоступным пластам. В связи с этим такие скважины получили широкое распространение.

Особенностью данной скважины является аномально высокое пластовое давление, что в большей мере влияет на проектирование скважины.

В разрезе имеются 3 водоносных горизонта, 6 нефтяных горизонтов и 4 газовых горизонта.

Для данной скважины присуще высокие коэффициенты кавернозности, а в интервале 0-435 метров коэффициент достигает 1,6.

Разрез скважины представлен преимущественно глинами, алевролитами, аргиллитами и песчаником. Породы средней твердости. Продуктивный пласт представлен песчаником.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием глубиной по стволу 4639 м на Малышевскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения Красноярского края. Проект состоит из решений, которые включают в себе все основные сферы: технологической, обслуживающей, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

На всем интервале скважины ожидаются поглощения бурового раствора с частичной максимальной интенсивностью поглощения.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- 1) анализ горно-геологических условий бурения;
- 2) расчет профиля скважины, по заданным техническим заданием условиям;
- 3) выбор оптимальной конструкции скважины, способов и режимов бурения;
- 4) подбор оптимальных систем буровых растворов, и их рецептур;
- 5) проектирование заканчивания скважины и выбор технологической оснастки.

Индивидуальной задачей является рассмотрение современных тенденций развития породоразрушающего инструмента типа PDC.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Красноярский край расположен в Центральной и Восточной Сибири. Занимает 13,86 % территории России. Он протянулся почти на 3000 км с севера на юг, а максимальная ширина с запада на восток равна 1250 км. Расположен в бассейне реки Енисея. На севере край омывается водами двух морей Северного Ледовитого океана — Карским морем и морем Лаптевых.

Климат Красноярского края от резко континентального до умеренно континентального; характерны сильные колебания температур воздуха в течение года. В связи с большой протяжённостью края в меридиональном направлении климат очень неоднороден.

На территории края выделяют три климатических пояса: арктический, субарктический и умеренный. В пределах каждого из них заметны изменения климатических особенностей не только с севера на юг, но и с запада на восток. Поэтому выделяются западные и восточные климатические области, граница которых проходит по долине Енисея. Длительность периода с температурой более +10 °С на севере края составляет менее сорока дней, на юге 110—120 дней.

Средняя температура января –36 °С на севере и –18 °С на юге, в июле соответственно +10 °С и +20 °С. В среднем в год выпадает 316 мм осадков, основная часть — летом, в предгорьях Саян 600—1000 мм. Снежный покров устанавливается в начале ноября и сходит к концу марта. В горах Восточного и Западного Саян снег в некоторые годы сохраняется круглый год. Здесь снег лежит на высоте 2400—2600 м, в горах Путорана — на высоте 1000—1300 м.

1.2 Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.2 приложения А.

В таблице А.3 приложения А представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице 1.

Разрез скважины сложен породами средней твердости, поэтому необходимо проектировать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить породы данной категории.

Продуктивный горизонт – малышевская свита выражена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Продуктивный пласт в интервале 3795-3810 метров представлен песчаником, плотностью 2590 кг/м³.

Присутствуют аномально высокие пластовые давления на интервале 3350-3900 м. На интервале 3350-3475 возникают несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва.

В интервале 3490-3900 метров наблюдается максимальный градиент давления гидроразрыва, который равняется 2,07 МПа/100 м.

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/100 м	МПа/100 м	МПа/100 м	МПа/100 м	°С
1	2	3	4	5	6	7	8
Q	0	185	0,98	0,98	1,43	1,95	-5
P _{1kt}	185	435	0,98	0,98	1,63	2,00	-2
K _{2tn}	435	590	0,98	0,98	1,70	2,02	0
K _{2tn}	590	790	0,98	0,98	1,70	2,05	24
K _{2sp}	790	840	0,98	0,98	1,71	2,06	25
K _{2ns}	840	1150	0,98	0,98	1,73	2,11	35
K _{2dr}	1150	1265	0,98	0,98	1,74	2,17	38
K _{1-2dl}	1265	1590	0,98	0,98	1,75	2,23	48
K _{1jak}	1590	2075	0,98	0,98	1,76	2,25	62
K _{1mch}	2075	2270	0,98	0,98	1,76	2,30	68
K _{1sd}	2270	2820	0,98	0,98	1,76	2,33	85
K _{1nch}	2820	3210	0,98	0,98	1,77	2,35	96
J _{2jan}	3210	3350	0,98	0,98	1,89	2,35	101
J _{2jan}	3350	3475	1,23	1,23	1,89	2,35	104
J _{2jan}	3475	3490	1,52	1,52	1,89	2,35	105
J _{2-3sg}	3490	3690	1,52	1,52	2,07	2,36	111
J _{2tc}	3690	3725	1,52	1,52	2,07	2,37	112
J _{2ml}	3725	3900	1,52	1,52	2,07	2,38	117

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Газонефтеводоносность по разрезу скважины представлена в таблицах

2-4.

Таблица 2 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды мг/дм ³						Степень минерализации, г/дм ³	Тип воды по Сулину:	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы				ГКН - гидрокарбонатно-натриевый	
							Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K	Mg ²⁺	Ca ²⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Сд-IV	2360	2365	поровый	1014	-	-	274	01	8,1	238,5	4,3	40,1	16,66	ГКН	нет
Нх-I	2545	2550	поровый	1007	-	-	185	78	8,23	175,1	1,24	18,3	11,5	ХЛК	нет
Нх-III-IV	2860	2880	поровый	1007	-	-	172	2,9	14,27	176,8	2,89	10,1	12,118	ГКН	нет

Таблица 3 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание сероводорода, % по объёму	Содержание углекислого газа, % по объёму	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит ГК смеси, тыс. м ³ /сут	Плотность газоконденсата, кг/м ³		Фазовая проницаемость, мД
	от (верх)	до (низ)								в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Сг-IV	3525	3560	поровый	газ, конденсат	-	-	0,663	-	-	-	-	-
Мл-I	3735	3765	поровый	газ, конденсат	-	-	0,663	-	-	-	-	-
Мл-II	3770	3785	поровый	газ, конденсат	-	-	0,663	-	-	-	-	-
Мл-III	3795	3810	поровый	газ, конденсат	-	-	0,663	-	-	-	-	-

Таблица 4 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность, мкм ² /мПа*с		Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации	в пластовых условиях	после дегазации				газовый фактор, м ³ /т	содержание сероводорода, процент по объёму	содержание углекислого газа, процент по объёму	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости 1/МПа 10 ⁻⁴	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Як-III-VII	1920	2060	поровый	888	923	-	-	-	-	-	49,2	-	-	0,573	-	10
Сд-IV	2360	2365	поровый	790	862	-	-	0,83	2,26	55	91	-	0,37	0,6085	-	19,02
Сд-VII	2545	2550	поровый	851	862	-	-	0,83	2,26	55	91	-	0,37	0,648	-	19,02
Нх-I	2860	2880	поровый	810	814	-	-	0,05	2,94	200	281	-	0,4	0,829	-	26,58
Нх-III-IV	2995	3015	поровый	810	852	-	-	0,1	2,98	68	200	-	0,67	0,5885	-	27,75
Сг-V-VI	3565	3590	поровый	807	825	-	-	0,1	2,98	219	-	-	-	0,845	-	55,86

1.4 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблицах А.4 А.8 приложения А.

Самыми распространенными осложнениями являются нефтегазоводопроявления. Для их предупреждения необходимо поддерживать противодавление на пласт таким, чтобы оно было выше гидростатического. Так же необходимо контролировать скорость подъема бурильного инструмента. Еще одним распространенным осложнением являются поглощения бурового раствора. Для их предупреждения необходимо поддерживать оптимальную плотность раствора и вводить в раствор понизители фильтрации. Также по разрезу присутствуют прихватоопасные зоны. Для предупреждения прихватов необходимо вводить в буровой раствор смазочные добавки, поддерживать вязкость и СНС на минимально допустимом уровне. Еще одним возможным осложнением являются осыпи и обвалы стенок скважины. Для предупреждения данного осложнения необходимо поддерживать оптимальную плотность раствора и низкую водоотдачу.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Согласно техническому заданию данные по профилю необходимо соблюдать следующие требования: 5 интервалов с неизменной интенсивностью искривления, угол входа в пласт не менее 80 градусов, максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 55 градусов, максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10 м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10 м, максимальная интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 950 м, длина горизонтального участка 600 м.

Результаты проектирования представлены в таблице Б.1 приложения Б. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 1.

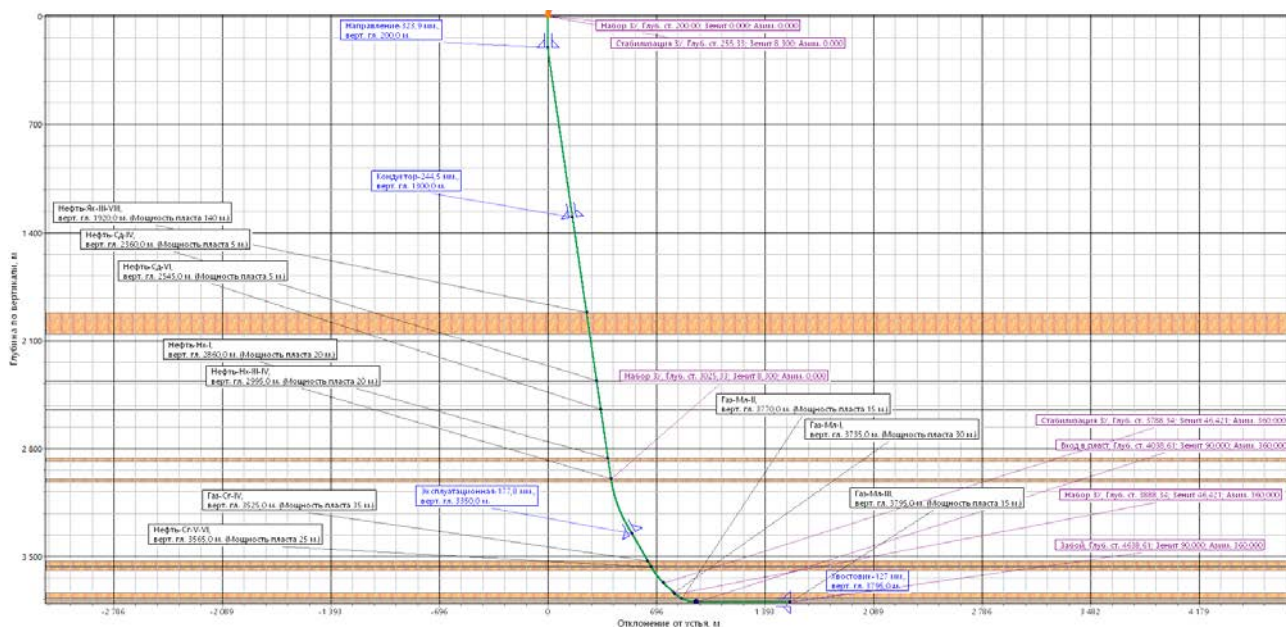


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

По техническому заданию было необходимо запроектировать хвостовик, условным диаметром 127 мм. Также из условия задания, хвостовик будет цементироваться от подошвы продуктивного пласта до головы хвостовика.

Метод освоения – ГРП.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

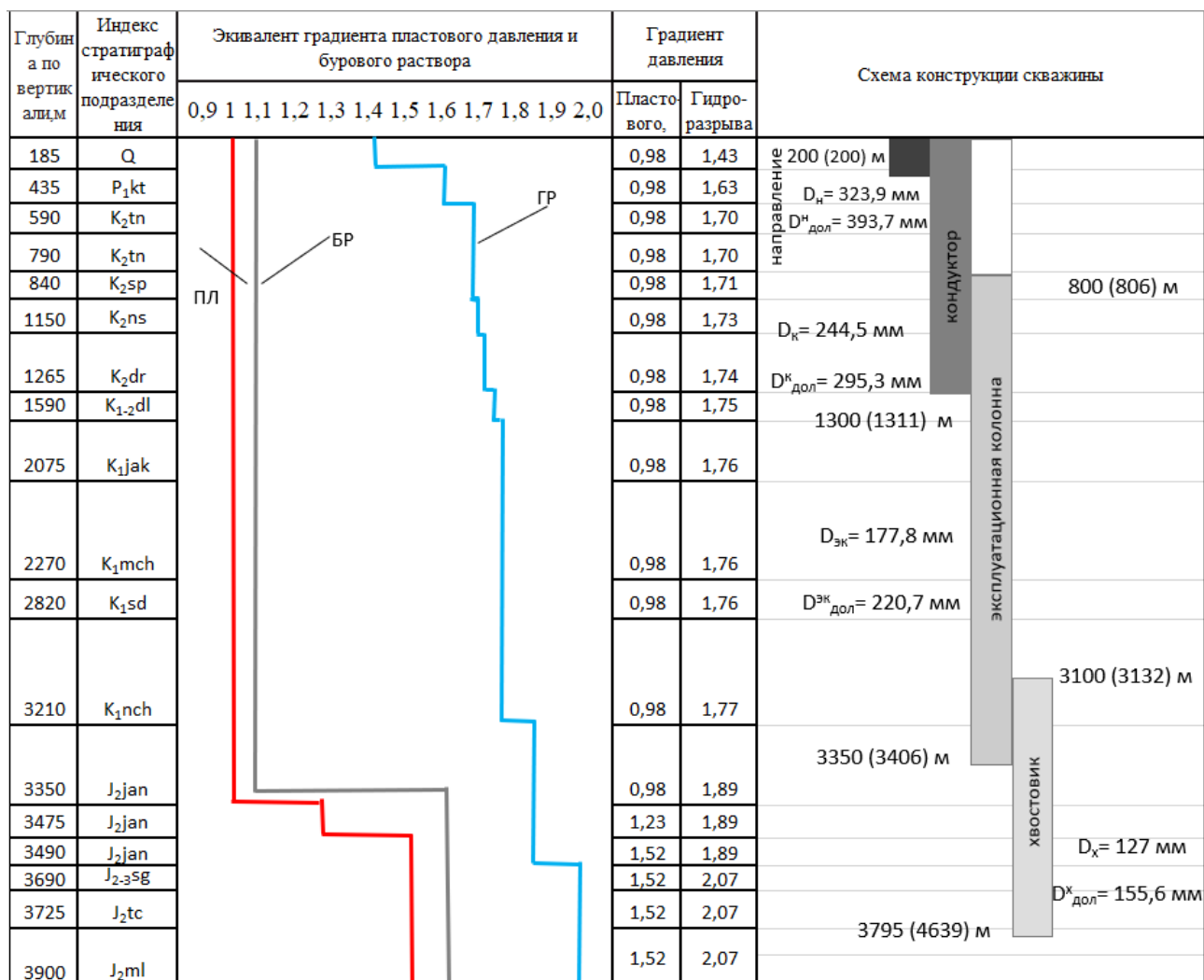


Рисунок 2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Исходя из анализа графика, несовместимая зона по условиям бурения на глубине 3350 м по вертикали обязывает нас ввести обсадную колонну разделяющую вышележащие пласты от нижележащих, для обеспечения дальнейшей безаварийной проводки ствола, так же необходимо учитывать данный факт при проектировании буровых растворов. Применено следующее решение: спуск эксплуатационной колонны в заданный интервал.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Поскольку на рассматриваемом месторождении четвертичные отложения составляют 185 м, глубина спуска обсадной колонны принимается равной 200 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва. Расчетная глубина спуска кондуктора по вертикали составила 1300 м (1311 м по стволу). Данная глубина спуска позволяет изолировать прихватоопасные зоны осыпей и обвалов, зоны возможных поглощений, а также зоны ММП.

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется глубиной и мощностью разрабатываемого объекта. Расчетные глубины спуска кондуктора также показывает зоны, которые необходимо перекрыть для дальнейшей безаварийной проводки скважины. Расчет следует провести, как для нефтяной скважины, так и для газовой, так как имеется и нефтяной и газовый пласты. Результаты расчетов представлены в таблицах 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Расчет глубины спуска ЭК для нефтяных пластов

ИМЯ ПЛАСТА	Як-III-VII	Сд-IV	Сд-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Ср-V-VI
$L_{кр}$	1920	2360	2545	2860	2995	3565
$\Gamma_{пл}$	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,152
$\Gamma_{грп}$	0,163	0,17	0,17	0,17	0,17	0,177
ρ_n	888	790	851	810	810	807
Расчетные значения						
Пластовое давление	188,16	231,28	249,41	280,28	293,51	541,88
$L_{конт\ min}$	300	575	470	640	670	2900
запас	1,09	1,10	1,10	1,09	1,09	1,09
Принимаемая глубина	2900					

Таблица 4.2 – Расчет глубины спуска ЭК для газовых пластов

ИМЯ ПЛАСТА	Ср-IV	Мл-I	Мл-II	Мл-III
$L_{кр}$	3525	3735	3770	3795
$\Gamma_{пл}$	0,152	0,152	0,152	0,152
$\Gamma_{грп}$	0,177	0,189	0,189	0,189
γ_F	0,663	0,663	0,663	0,663
Расчетные значения				
$P_{пл}$	535,8	567,72	573,04	576,84
$P_{гр}$	582,33	604,8	608,58	608,58
e^s	1,02	1,04	1,04	1,04
$P_{пл}/e_s$	527,52	547,93	552,52	555,26
$L_{конт\ min}$	3290	3200	3220	3220
Требуемый запас	1,10	1,10	1,10	1,10
Принимаемая глубина	3200			

Исходя из произведенных расчетов, видно, что глубина кондуктора должна составлять минимум 3200 метров, но было принято решение спустить ЭК до глубины 3350 метров по вертикали (3406 м по стволу), так как это максимально возможная глубина до зоны, несовместимой по условиям бурения.

Хвостовик спускается при наличии в разрезе нескольких пластов с нормальным давлением и одного нижнего с АВПД. В данном случае расчет кондуктора на условие предотвращения гидроразрыва ведётся для пластов с нормальным давлением для сокращения глубины спуска кондуктора, а эксплуатационная колонна рассчитывается на условие недопущения гидроразрыва пород у башмака колонны для пласта с АВПД. Хвостовик же спускается в зону продуктивного пласта с перекрытием эксплуатационной колонны в соответствии с правилами безопасности. Хвостовик в вертикальной и наклонно-направленной скважине должен перекрывать подошву самого нижнего продуктивного пласта на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м. Интервал ствола скважины, расположенный от подошвы продуктивного пласта до забоя скважины называется «ЗУМППФ» (зона успокоения механических примесей пластовых флюидов). Он является своеобразным «отстойником». С течением времени механические примеси (частицы горных пород, из которых сложен коллектор) аккумулируются в ЗУМППФе и приводят к ограничению притока флюида, тогда приступают к процессу очистки ЗУМППФа с использованием специального оборудования. Глубина спуска хвостовика составляет 3850 метров (4639 м по стволу).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»[2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0-200 м и 0-1311 м соответственно;

– при наличии газовых пластов эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 500 м – 806 – 3406 м. (по стволу).

– хвостовик цементируется от кровли продуктивного пласта до подвесного устройства – 3132– 4039 м. (по стволу).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 5. Конструкция скважины представлена на рисунке Б.1 приложения Б.

Таблица 5 – 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	200	200	200	200	0-200	0-200	323,9	393,7
Кондуктор	1300	1300	1311	1311	0-1300	0-1311	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3350	3200	3406	3237	800-3350	806-3406	177,8	220,7
Хвостовик	3850	3850	4639	4639	3100-3795	3132-4039	127	155,6

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$, которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется 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, рассчитывается по формуле:

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

где P_{MV} – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{MV} = \frac{P_{nl}}{e^s}, \quad (3)$$

где P_{nl} – 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 – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

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

Результаты расчета с учетом наличия нефтяного и газового пластов представлены соответственно в таблицах 6.1 и 6.2.

Таблица 6.1 – Результаты расчета давления опрессовки колонн с учетом наличия газового пласта

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	49,23
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{гнвп}$	44,76
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	25,97
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	40,69
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	54,19
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,02
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³	ρ_n	807
Ускорение свободного падения	g	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	3565
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	55,86
Основание натурального логарифма	e	2,70
Степень основания натурального логарифма	s	0,32
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,85
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	3776,20

Таблица 6.2 – Результаты расчета давления опрессовки колонн с учетом газового пласта

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	69,11
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{гнвп}$	62,83
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	57,12
Степень основания натурального логарифма	s	0,25
Основание натурального логарифма	e	1,04
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,663
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	3795
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	57,684
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,0152

Из полученных значений берем наибольшее, то есть $P_{оп} = 69,11$ МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-70-178x245 ХЛ.

Примем схему ОП6-230/80x70 с рабочим давлением 70 Мпа, условным диаметром прохода 230 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

2.3 Углубление скважины

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, типов бурового раствора, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

2.3.1 Выбор способа бурения

Бурение под направление будем производить роторным способом, т.к. в интервале 0-200 метров находятся мягкие породы, требующие большой осевой нагрузки и небольшие скорости.

Бурение остальных интервалов будем производить совмещённым способом с применением ВЗД и ротора, для увеличения механической скорости проходки и достижения высоких технико-экономических показателей.

Таблица 7 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	200	Роторный
200	1311	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)+ Ротор

Продолжение таблицы 7

1311	3406	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)+ Ротор
3406	4639	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)+ Ротор

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала 0-200 метров под направление, проектируем шарошечное долото производства “Волгабурмаш”, имеющее код IADC 135. Данное долото предназначено для бурения пород категории МС, имеют повышенный ресурс при форсированных режимах бурения. В долотах продуктовой линии GrandPro применяются как опоры скольжения, так и опоры качения. В подшипнике скольжения комплектующие детали изготавливаются из антифрикционного материала с покрытием слоем серебра, что повышает ресурс опоры. Долота оснащаются комбинированной системой промывки.

Интервал 200-1300 метров сложен породами категории С, поэтому было принято решение бурить этот интервал долотом PDC для средних пород с твердыми пропластками. Для бурения интервала 200-1300 метров под кондуктор проектируем долото БИТ 295,3 В 616 УМ.38 производства “НПП Буриртех”, имеющее код IADC IADC M323. Долото предназначено для бурения средних пород с твердыми пропластками горных пород.

Для бурения интервала 1300-3350 метров под эксплуатационную колонну проектируем БИТ 220,7 ВТ 613 долото PDC производства “НПП Буриртех”, имеющее код IADC S333. Антивибрационные вставки ограничивают вибрации долота и повышают стабильность его работы. Применение PDC позволит сократить время строительства скважины благодаря значительному увеличению механической скорости бурения по сравнению с шарошечным долотом.

Для бурения интервала 3350-3850 метров под хвостовик проектируем долото PDC БИТ 155,6 ВТ 613 производства “НПП Буриртех”, имеющего код

IADC S333, предназначенного для бурения пород средней твёрдости. Характеристики долот приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Параметр		Значение параметра			
Интервал, м		0-200	200-1311	1311-3406	3406-4639
Шифр долота		Волгабурмаш 393,7 GRDP135	БИТ 295,3 В 616 УМ.38	БИТ 220,7 ВТ 613	БИТ 155,6 ВТ 613
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	155,6
Тип горных пород		МС	С	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3 - 152	3 - 117	3-88
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,455	0,5	0,383	0,231
Масса, кг		180	90	47	15
G, т	Рекомендуемая	7,1-29,6	2-10	2-10	2-10
	Максимальная	29,6	10	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	80-400	60-400	60-320
	Максимальная	300	400	400	300

где: G – осевая нагрузка, тс;

n – частота вращения, об/мин.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Параметр	Значение параметра			
Интервал, м	0-200	200-1311	1311-3406	3406-4639
Исходные данные				
D_{δ} , см	39,37	29,53	22,07	15,56
$G_{пред}$, Т	29,6	10	10	10
Результаты проектирования				
$G_{доп}$, Т	23,68	8	8	8
$G_{проект}$, Т	8	5	6	6

где: D_{δ} – диаметр долота, см;

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

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот производится расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет ведется по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_\delta}, \quad (5)$$

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

D_δ – диаметр долота, м.

После получения расчетных значений частот вращения долота производится сопоставление с фактическими значениями частоты вращения, применяемыми на производстве. Результаты представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета частоты вращения долота

Параметр		Значение параметра			
Интервал, м		0-200	200-1311	1311-3406	3406-4639
Исходные данные					
V_l , м/с		2,8	2	2	2
D_δ	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	393,7	295,3	220,7	155,6
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		136	129	173	246
$n_{стат}$, об/мин		40-60	100-140	100-180	120-220
$n_{проект}$, об/мин		60	130	180	220

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

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

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя $D_{з\delta}$ в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{з\delta} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_\delta. \quad (13)$$

Выбираемый забойный двигатель должен развивать мощность, которая будет тратиться на работу долота под действием осевой нагрузки и на

преодоление трения в опорах. Требуемый крутящий момент M_p определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{y\delta} \cdot G_{oc}, \quad (14)$$

где M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н·м;

$M_{y\delta}$ – удельный момент долота, Н·м/кН;

G_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_\delta \quad (15)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\delta} = Q + 1,2 \cdot D_\delta, \quad (16)$$

где Q – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

В таблице 12 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 12 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Параметр		Значение параметра			
Интервал, м		0-200	200-1311	1311-3406	3406-4639
Исходные данные					
D_δ	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	393,7	295,3	220,7	155,6
G_{oc} , кН		69	78	49	59
Q , Н·м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{з\delta}$, мм		–	236	177	124
M_p , Н·м		–	1959	1757	1265
M_o , Н·м		–	148	110	78
$M_{y\delta}$, Н·м/кН		–	37	28	20

Для бурения интервалов 200-1311, 1311-3406 м и 3406-4639 будем применять МВР-240Т, ДГР-178М.7/8.3, и ДРЗ-127М.7/8.37 соответственно, которые обеспечат требуемый момент силы на долоте для разрушения породы, а так же подходит по остальным техническим характеристикам.

Технические характеристики ВЗД и РУС представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики запроектированных ВЗД и РУС

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН·м	Мощность двигателя, кВт
МВР-240Т	200-1311	240	8,655	2470	30-75	80-200	50	76-286
ДГР-178М.6/7.57	1311-3406	178	7,0	1038	35-60	180-240	12	62-128
ДРЗ-127М.7/8.37	3406-4639	127	5,7	418	10-20	120-240	5,5	33-96

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

БК должна удовлетворять следующим требованиям:

- 1) Достаточная прочность при минимальном весе, обеспечивающем создание требуемой осевой нагрузки;
- 2) Обеспечение герметичности при циркуляции бурового раствора, причём с минимальными гидравлическими потерями;
- 3) Минимальные затраты времени при СПО, при этом соединения должны обеспечивать прочность не менее прочности тела трубы, быть взаимозаменяемыми.

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

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах Б.2 приложения Б.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение Q_{TK} с применением коэффициента обхвата $C=0,9$.

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (17)$$

где $Q_{КНБК}$ и $Q_{Б.Т.}$ – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

В таблице Б.3 приложения Б представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Результаты расчета бурильных колонн на прочность приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета бурильных колонн на прочность

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-200 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,46	–	0,180	0,180	–	–	–
	Переводник	243,0	100,0	–	–	–	0,7	–	0,100	0,280	–	–	–
	Калибратор	385,0	100,0	–	–	–	0,32	–	0,252	0,532	–	–	–
	Переводник	243,0	101,0	–	–	–	0,52	–	0,100	8,336	–	–	–
	Клапан обратный переливной	240,0	55,0	–	–	–	0,52	–	0,105	8,441	–	–	–
	НУБТ	203,0	76,0	–	–	–	36	0,2140	7,704	8,236	–	–	–
	Переводник	123,0	74,0	–	–	–	0,52	–	0,111	8,552	–	–	–
БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	160,97	0,0312	5,025	13,58	1,69	>10	8,18	
Кондуктор													
200-1311 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,5	–	0,090	0,090	–	–	–
	Переводник	243,0	71,0	–	–	–	0,52	–	0,117	0,207	–	–	–
	Калибратор	295,3	80,0	–	–	–	0,3	–	0,156	0,363	–	–	–
	Переводник	240,0	74,0	–	–	–	0,52	–	0,111	0,475	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	8,65	–	2,470	2,945	–	–	–
Переводник	240,0	71,0	–	–	–	0,38	–	0,054	18,12	–	–	–	

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Клапан обратный переливной	240,0	55,0	-	-	-	0,48	-	0,105	18,22	-	-	-
	Обратный клапан	240,0	78,0	-	-	-	0,52	-	0,131	18,36	-	-	-
	НУБТ	172,0	83,0	-	-	-	9,45	1,6000	15,12	18,06	-	-	-
	УБТ	203,0	100,0	-	-	-	12	0,2140	2,568	20,92	-	-	-
	Переводник	200,0	80,0	-	-	-	0,38	-	0,054	20,98	-	-	-
	УБТ	178,0	80,0	-	-	-	18	0,1560	2,808	23,79	-	-	-
	Переводник	140,0	80,0	-	-	-	0,38	-	0,054	23,84	-	-	-
	Яс гидравлический	164,0	57,2	-	-	-	4,3	-		23,14	-	-	-
	Переводник	140,0	80,0	-	-	-	0,38	-	0,054	23,84	-	-	-
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	1259	0,0312	39,30	63,14	1,06	4,04	2,47
Эксплуатационная колонна													
1311-3406 Бурение КНБК №3	Долото	220,7		-	-	-	0,38	-	0,047	0,047	-	-	-
	Переводник	204,0	76,0	-	-	-	0,7	-	0,040	0,087	-	-	-
	Калибратор	215,9	70,0	-	-	-	0,44	-	0,043	0,130	-	-	-
	Переводник	200,0	76,0	-	-	-	0,7	-	0,040	0,170	-	-	-
	Двигатель	178,0		-	-	-	6,98	-	1,038	1,208	-	-	-
	Клапан обратный переливной	172,0	66,0	-	-	-	0,84	-	0,103	16,48	-	-	-
	Обратный клапан	162,0	78,0	-	-	-	0,52	-	0,113	16,59	-	-	-
	НУБТ	172,0	83,0	-	м	ЗП-184-83	9,48	1,6000	15,17	16,38	-	-	-
	УБТ	178,0	90,0	-	-	-	42	0,1560	6,552	23,14	-	-	-
	Яс гидравлический	164,0	57,2	-	-	-	4,3	-		23,14	-	-	-
	Переводник	155,0	101,0	-	-	-	0,52	-	0,100	23,24	-	-	-
		БТ	127,0	113,0	7,0	М	ЗУ-155	900	0,0240	21,60	44,84	-	4,75
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	2439	0,0312	76,15	120,99	1,02	2,11	1,49

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Хвостовик													
3406-4639 Бурение КНБК №4	Долото	155,6	–	–	–	–	0,23	–	0,015	0,015	–	–	–
	Переводник	155,0	54,0	–	–	–	0,43	–	0,030	0,045	–	–	–
	Калибратор	155,6	70,0	–	–	–	0,32	–	0,025	0,070	–	–	–
	Двигатель	127,0		–	–	–	5,74	–	0,418	0,488	–	–	–
	НУБТ	120,0	68,0	–	–	–	9,48	0,7500	7,110	7,598	–	–	–
	Переводник	120,0	58,0	–	–	–	0,33	–	0,025	7,624	–	–	–
	Клапан обратный переливной	120,0	54,0	–	–	–	0,84	–	0,085	7,709	–	–	–
	Обратный клапан	120,0	57,0	–	–	–	0,44	–	0,030	7,739	–	–	–
	Переводник	120,0	46,0	–	–	–	0,33	–	0,026	7,764	–	–	–
	Яс гидравлический	120,0	57,2	–	–	–	4	–	–	7,764	–	–	–
	Переводник	89,0	50,0	–	–	–	0,45	–	0,025	7,789	–	–	–
	БТ	89,0	73,0	8,0	м	ЗП-140-51	200	0,0183	3,660	11,45	3,79	>10	>10
	УБТ	89,0	64,0	–	е	ЗП-140-51	12	0,0640	0,768	12,22	–	–	–
	БТ	88,9	70,2	9,3	М	ЗП-140-51	200	0,0211	4,216	16,43	–	>10	–
	УБТ	89,0	64,0	–	е	ЗП-140-51	12	0,0640	0,768	17,20	–	–	–
	БТ	88,9	70,2	9,3	М	ЗП-140-51	200	0,0211	4,216	21,42	–	9,80	–
	УБТ	89,0	64,0	–	е	ЗП-140-51	12	0,0640	0,768	22,19	–	–	–
	БТ	88,9	70,2	9,3	М	ЗП-140-51	100	0,0211	2,108	24,29	–	8,64	–
УБТ	89,0	64,0	–	е	ЗП-140-51	12	0,0640	0,768	25,06	–	–	–	
БТ	88,9	70,2	9,3	М	ЗП-140-51	100	0,0211	2,108	27,17	–	7,73	–	
УБТ	89,0	64,0	–	е	ЗП-140-51	12	0,0640	0,768	27,94	–	–	–	
БТ	88,9	66,1	11,4	м	ЗП-140-51	3756	0,0256	96,35	124,29	–	1,80	–	

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Направление – Bentonитовый раствор

Для бурения интервала 0-200 м под направление было принято решение выбрать бентонитовый буровой раствор. Данный раствор предназначен для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами, суглинками и супесями (направление). Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой или добавлением понизителя вязкости. Примерный компонентный состав бентонитового бурового раствора приведен в таблице 15.

Ключевые особенности данной системы бурового раствора: Компания M-I SWACO, входящая в состав компании ООО «ТКШ» (Schlumberger) разработала добавку SODA ASH – регулятор щелочности (pH), основной функцией которой является удаление кальция из системы.

Таблица 15 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (pH) (SODA ASH)	Регулирование кислотности среды	0,7-1,2
Структурообразователь (ТЕХКОМ)	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	50-80
Регулятор жесткости (РОСФЛОК)	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Понизитель вязкости (ФХЛС-М)	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	0,5-1,5

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства, представленные в таблице 16.

Таблица 16 – Технологические свойства бентонитового раствора.

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,03-1,1
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

В данной системе наличие утяжелителя не представляется нужным, так как регламентируемая плотность выбранного бурового раствора обеспечивает необходимую плотность для бурения интервала под направление.

Кондуктор – Полимер-глинистый раствор

При бурении данного интервала (200-1311м) нам придется столкнуться с такими горными породами как пески, алевроиты, глины и песчаники. Также на данном участке возможны осложнения в виде поглощений бурового раствора, осыпей и обвалов стенок скважины и наличие прихватоопасных зон (заклинков). В связи с данными геологическими условиями было принято решение выбрать полимер-глинистый буровой раствор.

Полимер-глинистый буровой раствор предназначен для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в различных отложениях. Также по требованию заказчика может применяться для вскрытия продуктивных пластов.

Полимер – глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород. В то же время некоторые типы малоглинистых буровых растворов могут применяться для вскрытия продуктивного пласта. Полимер – глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Ключевые особенности данной системы бурового раствора:

Компания M-I SWACO, входящая в состав компании ООО «ТКШ» (Schlumberger) разработала ряд добавок, используемых в данной системе:

- SODA ASH (Карбонат натрия) – основной функцией которой является удаление кальция, а вспомогательной – контроль pH.
- CAUSTILIG – Обработанный каустиком лигнит, основной функцией которой является фильтрация бурового раствора, а вспомогательной – контроль реологических св-в.
- ULTRAFREE⁺ L – Недорогая добавка для предотвращения сальникообразования основной функцией которой является смазывание бурильной колонны.

- POLYPAC⁺ UL – Полианионная целлюлоза, основной функцией которой является фильтрация бурового раствора, а вспомогательной – контроль глин.
- HIBTROL⁺ Ulv – Модифицированный металлцеллюлозный полимер основной функцией которой является фильтрация бурового раствора, а вспомогательной – ингибирование глин.
- DRILZONE⁺ L – Недорогая добавка для предотвращения налипания частиц шлама на бурильную колонну.
- KLA-CURE⁺ – Ингибитор гидратации, основной функцией которой является контроль глин.

Примерный компонентный состав полимер-глинистого бурового раствора приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора.

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (рН) (SODA ASH)	Регулирование кислотности среды	0,4-0,5
Структурообразователь Бентонит марки ПБМА+КМЦ (ПСМ ГРУПП)	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	30-40
Высоковязкий понизитель фильтрации (CAUSTILIG)	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2-0,5
ПАВ (ULTRAFREE ⁺ L)	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	5
Понизитель фильтрации (POLYPAC ⁺ UL)	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	3-5
Понизитель фильтрации (HIBTROL ⁺ Ulv)	Регулятор фильтрации	5
ПАВ (DRILZONE ⁺ L)	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Ингибиторы (KLA-CURE ⁺)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	40

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства:

Таблица 18 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора.

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,04-1,05
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

В данной системе наличие утяжелителя не представляется нужным, так как регламентируемая плотность выбранного бурового раствора обеспечивает необходимую плотность для бурения интервала под кондуктор.

Эксплуатационная колонна – Полимер-глинистый раствор

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну (1311-3406) было принято решение использовать полимер-глинистый буровой раствор.

Полимер-глинистый буровой раствор предназначен для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в различных отложениях. Также по требованию заказчика может применяться для вскрытия продуктивных пластов.

Полимер – глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород. В то же время некоторые типы малоглинистых буровых растворов могут применяться для вскрытия продуктивного пласта. Полимер – глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Ключевые особенности данной системы бурового раствора:

Компания M-I SWACO, входящая в состав компании ООО «ТКИШ» (Schlumberger) разработала ряд добавок, используемых в данной системе:

- SODA ASH (Карбонат натрия) – основной функцией которой является удаление кальция, а вспомогательной – контроль рН.
- CAUSTILIG – Обработанный каустиком лигнит, основной функцией которой является фильтрация бурового раствора, а вспомогательной – контроль реологических св-в.

- ULTRAFREE⁺ L – Недорогая добавка для предотвращения сальникообразования основной функцией которой является смазывание бурильной колонны.
- POLYPAC⁺ UL – Полианионная целлюлоза, основной функцией которой является фильтрация бурового раствора, а вспомогательной – контроль глин.
- HIBTROL⁺ Ulv – Модифицированный металлцеллюлозный полимер основной функцией которой является фильтрация бурового раствора, а вспомогательной – ингибирование глин.
- DRILZONE⁺ L – Недорогая добавка для предотвращения налипания частиц шлама на бурильную колонну.
- KLA-CURE⁺ – Ингибитор гидратации, основной функцией которой является контроль глин.
- PTS-200⁺ – Полимерный стабилизатор температуры, основной функцией которого является обеспечение термостабильности.

Примерный компонентный состав биополимерного бурового раствора приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (рН) (SODA ASH)	Регулирование кислотности среды	0,4-0,5
Структурообразователь Бентонит марки ПБМА+КМЦ (ПСМ ГРУПП)	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	30-40
Высоковязкий понизитель фильтрации (CAUSTILIG)	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2-0,5
ПАВ (ULTRAFREE ⁺ L)	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	5
Понизитель фильтрации (POLYPAC ⁺ UL)	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	3-5
Понизитель фильтрации (HIBTROL ⁺ Ulv)	Регулятор фильтрации	5
ПАВ (DRILZONE ⁺ L)	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5

Продолжение таблицы 19.

Ингибиторы (KLA-CURE ⁺)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	30
Стабилизаторы температуры (PTS-200 ⁺)	Обеспечение стабильности системы бурового раствора при термическом воздействии	10

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства:

Таблица 20 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,04-1,05
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

В данной системе наличие утяжелителя не представляется нужным, так как регламентируемая плотность выбранного бурового раствора обеспечивает необходимую плотность для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

Хвостовик – KCL/полимерный (биополимерный)

Интервал бурения хвостовика (3406-4639 м) сложен песчаниками, аргиллитами, алевролитами. Кроме того, в разрезе высокие забойные температуры. На основании всего вышесказанного, можно сделать вывод, что наиболее оптимальным типом бурового раствора будет KCL/полимерный (биополимерный).

Биополимерный буровой раствор используется для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях и при высоких забойных температурах, а также наклонно-направленных и горизонтальных участках скважин. Технический результат изобретения - уменьшение количества и концентрации компонентов для приготовления бурового раствора при сохранении ингибирующих, смазочных, фильтрационных и противоприхватных свойств, а также повышение

структурно-реологических свойств и термостойкости, обеспечение солестойкости, снижение вредного влияния на окружающую среду.

Ключевые особенности данной системы бурового раствора:

Компания M-I SWACO, входящая в состав компании ООО «ТКШ» (Schlumberger) разработала ряд добавок, используемых в данной системе:

- SODA ASH (Карбонат натрия) – основной функцией которой является удаление кальция, а вспомогательной – контроль pH.
- TANNATHIN⁺ – Молотый лигнит, основной функцией которого является фильтрация бурового раствора, а вспомогательной – термостабильность.
- K-52⁺ – Калийная соль, основной функцией которой является контроль гидратации глин.
- SAFE-CARB⁺ – Молотый мрамор (карбонат кальция), кольматант. Также влияет на плотность бурового раствора.
- M-I CIDE⁺ – биоцид, главной задачей которого является борьба с вредными микроорганизмами, усложняющими процесс бурения.
- BUBBLE BUSTER⁺ – пеногаситель низкой токсичности.
- M-I WATE – Высококачественный барит бурового сорта, основной функцией которого является увеличение плотности бурового раствора.

Примерный компонентный состав биополимерного бурового раствора приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (pH) (SODA ASH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости (РОСФЛОК)	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь Высокомолекулярный биополимер (DUO-TEC ⁺ NS)	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,4-3,6
Понижитель фильтрации (TANNATHIN ⁺)	Регулятор фильтрации	16-18
Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов продуктивного пласта (соль) (K-52 ⁺)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60-100

Продолжение таблицы 21

Закупоривающие материалы, кольматанты (разного фракционного состава) (SAFE-CARB ⁺)	Регулирование плотности, кольматация каналов	50-100
Бактерициды (M-I CIDE ⁺)	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пенегасители (BUBBLE BUSTER ⁺)	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5
Утяжелитель (M-I WATE)	Регулирование плотности	В соответствии с проведенным расчетом по формуле 2.1.

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства:

Таблица 22 – Технологические свойства КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,07-1,08
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Исходя из технологических свойств выбранного раствора, можно увидеть, что величина плотности 1,08 г/см³ не достигает минимального допустимого значения равного 1,62691 г/см³. Для этого определим количество утяжелителя, плотностью 4,4 г/см³, необходимое для утяжеления 1 м³ бурового раствора от 1,08 до 1,62691 г/см³:

$$q_{\text{ут}} = \frac{\rho_{\text{ут}} \cdot (\rho_{\text{убр}} - \rho_{\text{бр}})}{\rho_{\text{ут}} - \rho_{\text{убр}}}, \text{ [кг]}; \quad (18)$$

$$q_{\text{ут}} = \frac{\rho_{\text{ут}} \cdot (\rho_{\text{убр}} - \rho_{\text{бр}})}{\rho_{\text{ут}} - \rho_{\text{убр}}} = \frac{4,4 \cdot (1,62691 - 1,08)}{4,4 - 1,62691} = 867,8 \text{ кг.}$$

Далее рассчитаем объем утяжелителя в 1 м³ бурового раствора по формуле 19:

$$V_{\text{ут}} = \frac{q_{\text{ут}}}{\rho_{\text{ут}}}, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \right]; \quad (19)$$

$$V_{\text{ут}} = \frac{0,8678}{4,4} = 0,19722 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

Обоснование параметров и свойств бурового раствора

Обоснование плотности производится с учетом возможных осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов (формула 20):

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k * P_{\text{пл}}}{g * L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (20)$$

L – глубина скважины по стволу [м];

g – ускорение свободного падения [9,81 м/с²];

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

P_{пл} – пластовое давление [Па].

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Однако, стенки скважины сложены породами, склонными к осыпям и обвалам, поэтому для предотвращения осложнений в ходе бурения скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличить (таблица 23):

Таблица 23 – Величина репрессии для интервалов

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

Направление

Согласно формуле 20 плотность бурового раствора равна:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,17 * 1842737}{9,81 * 200} = 1098,88 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right] = 1,09888 \left[\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right];$$

Кондуктор

Согласно формуле 20 плотность бурового раствора равна:

$$\rho_{бр} = \frac{1,13 * 11838057}{9,81 * 1300} = 1048,93 \left[\frac{кг}{м^3} \right] = 1,04893 \left[\frac{г}{см^3} \right];$$

Эксплуатационная колонна

Согласно формуле 20 плотность бурового раствора равна:

$$\rho_{бр} = \frac{1,055 * 32674418}{9,81 * 3350} = 1048,93 \left[\frac{кг}{м^3} \right] = 1,04893 \left[\frac{г}{см^3} \right];$$

Хвостовик

Согласно формуле 20 плотность бурового раствора равна:

$$\rho_{бр} = \frac{1,055 * 58242607}{9,81 * 3850} = 1626,91 \left[\frac{кг}{м^3} \right] = 1,62691 \left[\frac{г}{см^3} \right];$$

В таблице Б.4 приложения Б представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 24-26 соответственно.

Таблица 24 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно-логической 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	200	Бурение	0,247	0,037	периферийная	3	12,7	118,4	391,4
Под кондуктор									
200	1311	Бурение	0,917	0,102	периферийная	3	17,5	97	408,6
Под эксплуатационную колонну									
1311	3406	Бурение	1,7	0,131	периферийная	3	16,3	82,9	213,1
Под хвостовик									
3406	4639	Бурение	0,088	0,084	периферийная	4	10	50,9	40

Таблица 25 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	200	бурение	УНБ-1180	2	95	140	367,2	0,95	125	22,5	45
200	1311	бурение	УНБ-1180	3	95	150	316,8	0,95	125	23,33	70
1311	3406	бурение	УНБ-1180	3	95	140	367,2	0,95	125	16,67	50
3406	4639	бурение	4АН-700	3	95	102	459,0	0,95	120	5,33	16

Таблица 26 – 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	200	бурение	109,0	87,0	0,0	11,8	0,3	10,0
200	1311	бурение	244,6	58,4	70,3	102,4	3,6	10,0
1311	3406	бурение	309,0	42,6	108,6	126,4	21,3	10,0
3406	4639	бурение	454,9	25,0	65,7	310,5	49,5	4,2

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна не предусмотрен техническим заданием.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а

также приводятся результаты расчетов технологической оснастки обсадных колонн.

2.4.1 Расчет обсадных колонн

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

Согласно РД 39-00147001-767-2000[3], при данных геологических условиях и возможных осложнениях необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению вода ($\rho_{буф.} = 1050 \text{ кг/м}^3$).

Облегченный тампонажный раствор: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – $\rho_{тр обл} = 1400 \text{ кг/м}^2$.

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – $\rho_{н тр} = 1820 \text{ кг/м}^2$.

Таблица 27 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором, м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности, м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	-	-	0-200	0-200
Кондуктор	0-1200	0-1210	1200-1300	1210-1311
Эксплуатационная колонна	1795-2550	1812-2575	2550-3350	2575-3406
Хвостовик	–	–	3100-3795	3132-4039

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

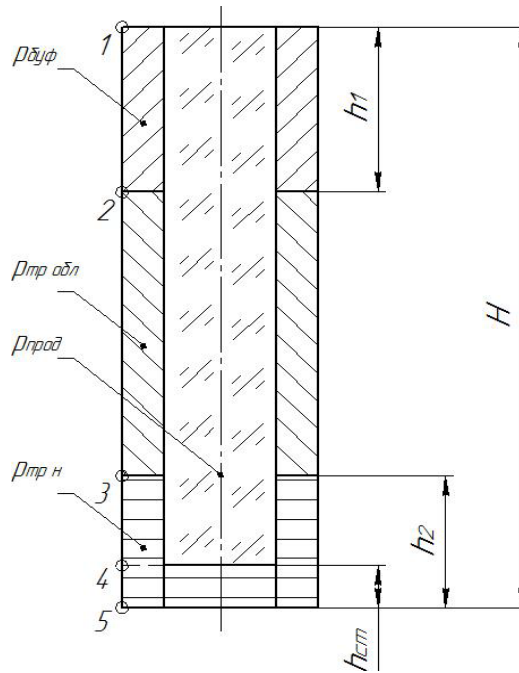


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в эксплуатационной колонне в конце эксплуатации газовой скважины.

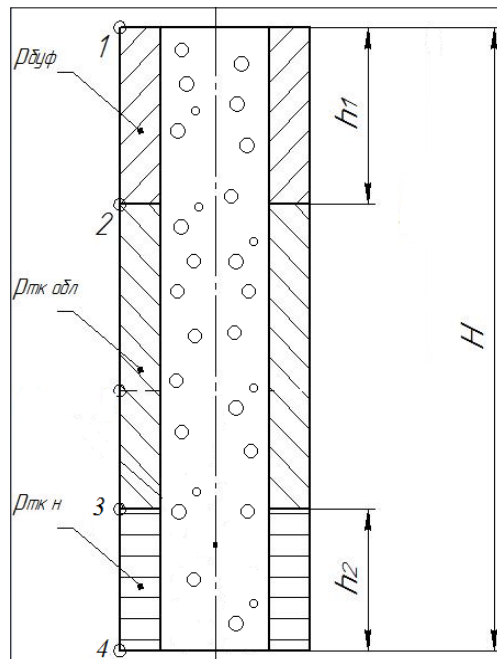


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в эксплуатационной колонне в конце эксплуатации газовой скважины

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 5.

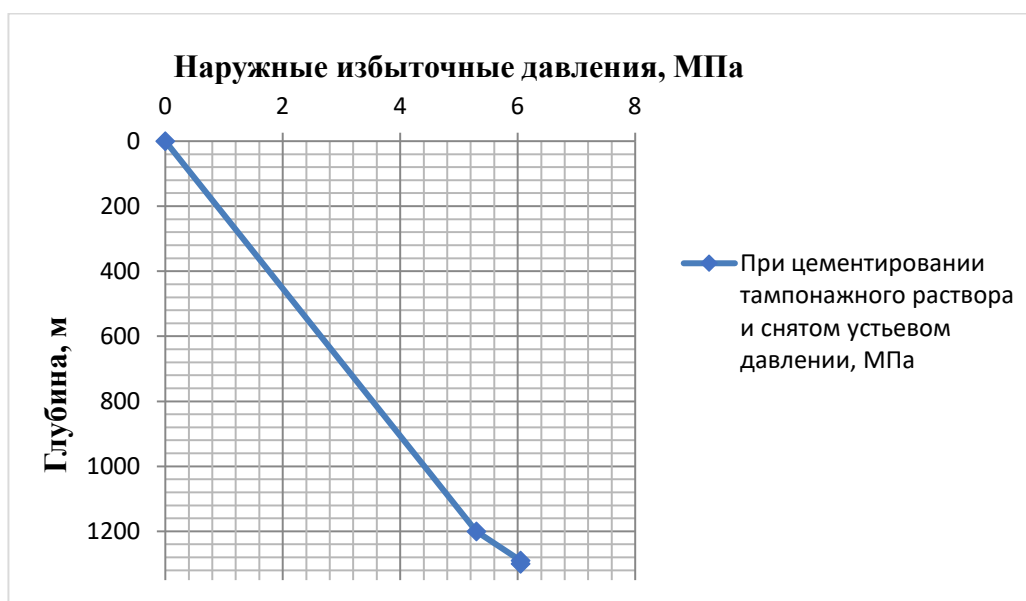


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

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.

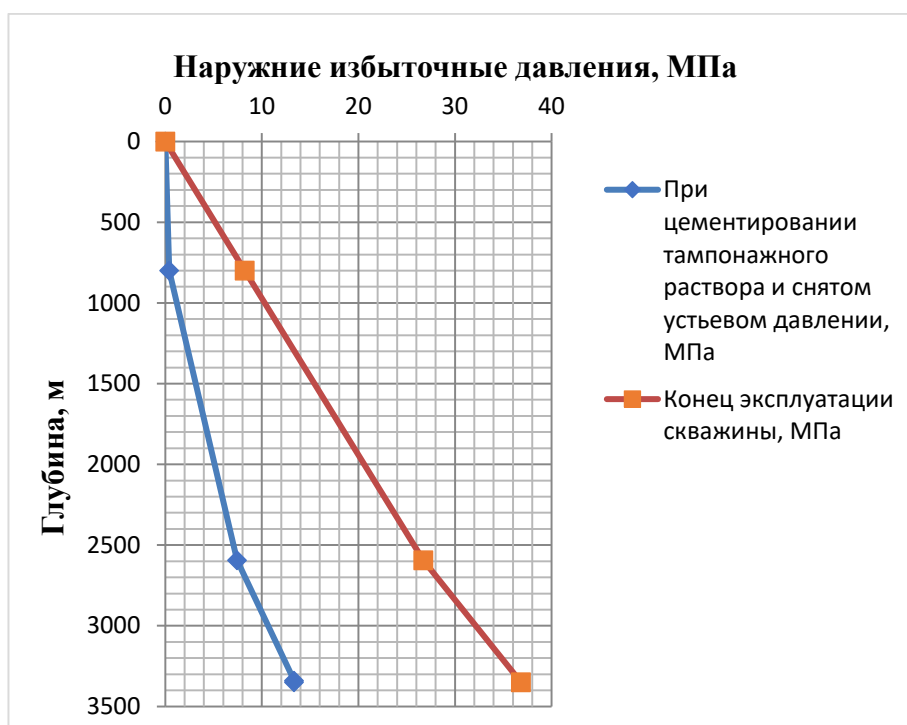


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной
КОЛОННЫ

Результаты расчета наружных избыточных давлений для хвостовика представлены на рисунке 7.

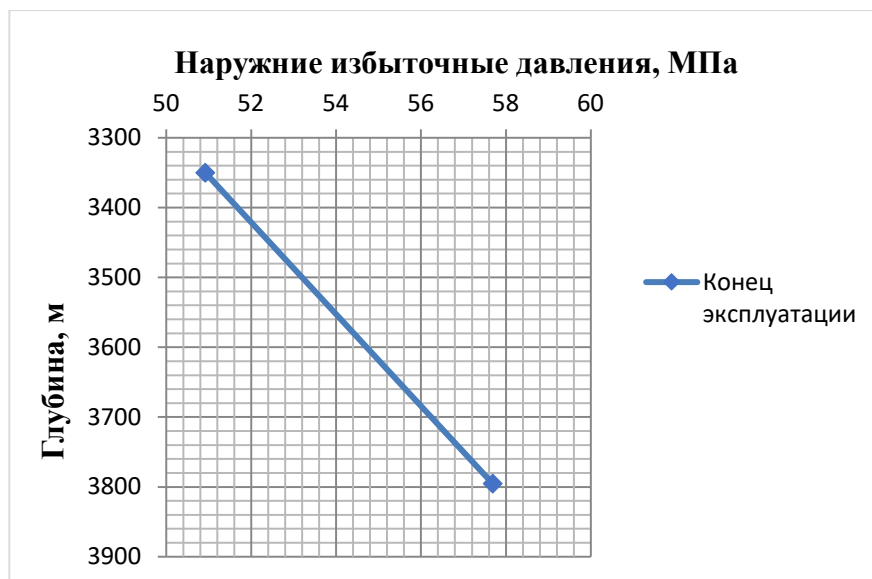


Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

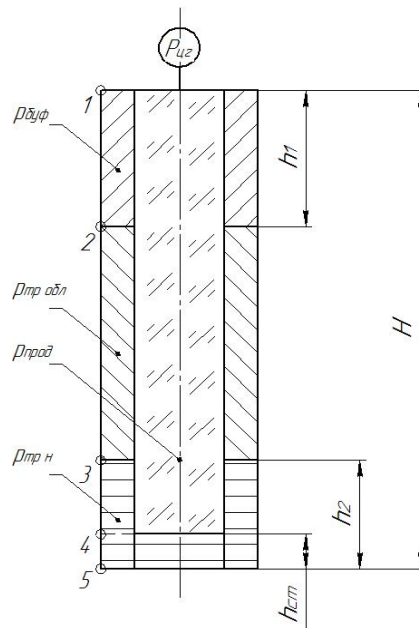


Рисунок 8 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

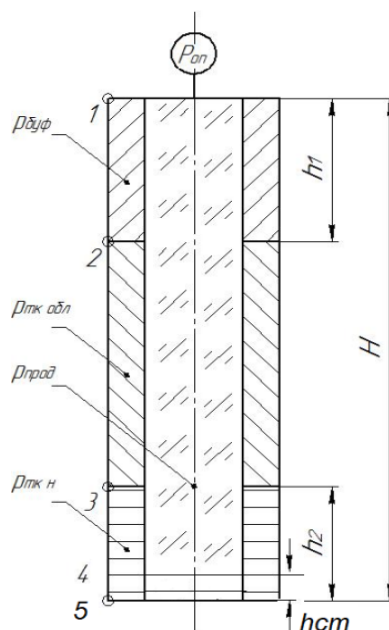


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

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

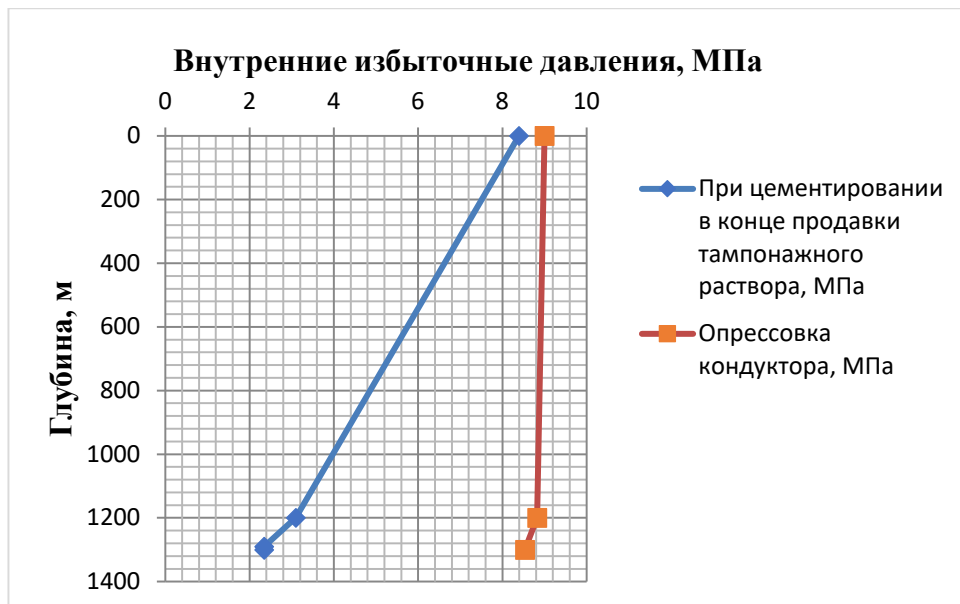


Рисунок 10 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора
 Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 11.

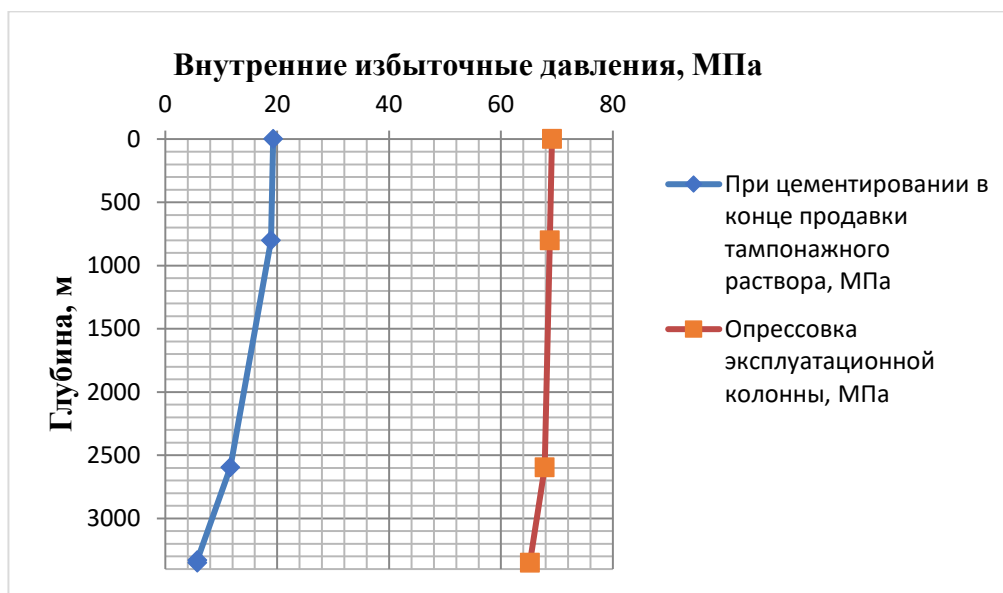


Рисунок 11 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Для не цементируемой части производится расчет внутренних избыточных давлений при проверке колонны на ГРП, результат которого представлен на рисунке 13.

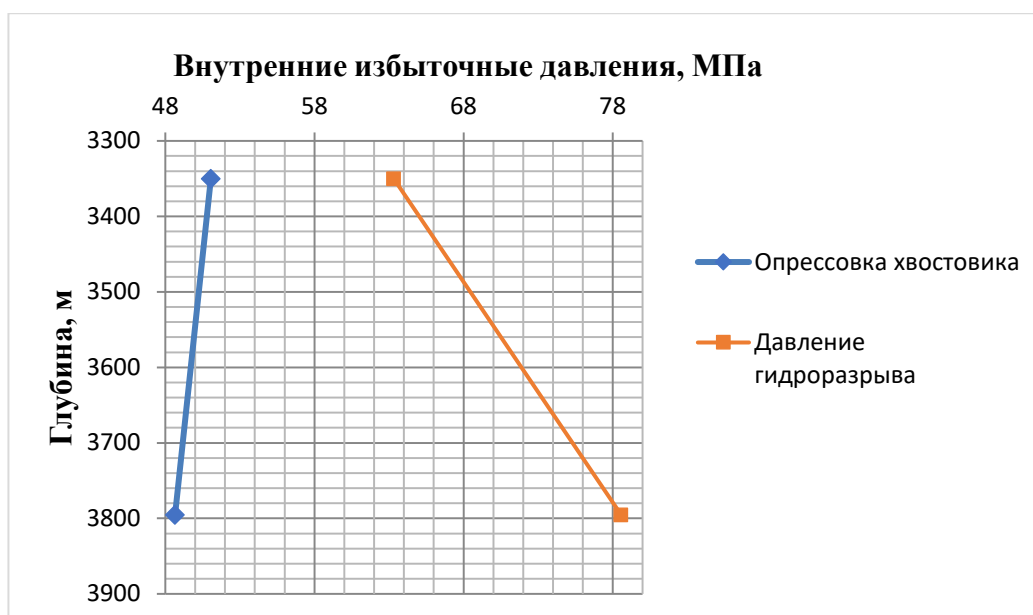


Рисунок 13 – Эпюра внутреннего избыточного давления для нецементируемой части эксплуатационной колонны

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Характеристика секций 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	
Направление									
1	ОТТМ	323,9	Д	8,5	200	67	13400	13400	0-200
Кондуктор									
1	ОТТМ	244,5	Д	7,9	1311	47	61617	61617	0-1311
Эксплуатационная колонна									
1	ОТТМ	177,8	Л	12,7	3406	51,4	160082	160082	0-3406
Хвостовик									
1	ОТТМ	127	Е	10,7	1483	30,6	45380	45380	3156-4639

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{зр}, \quad (21)$$

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

$P_{гдкп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

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

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{гс кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н тр} \cdot h_2), \quad (22)$$

$$P_{гс кп} = 46,372851 \text{ МПа.}$$

где $\rho_{буф}$, $\rho_{тр н}$, $\rho_{тр обл}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были определены в практической работе «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений».

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гдкп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (23)$$

$$P_{гд} = 0,0013 \cdot 3406 = 4,4278 \text{ МПа.}$$

где L – длина скважины по стволу, м;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

Проверка условий:

$$46,372851 + 4,4278 \leq 0,95 \cdot 0,0189 \cdot 3350,$$

$$50,800651 \leq 60,14925.$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м (таблица 29)

L – длина скважины по стволу, м;

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Таблица 29 – Гидравлические сопротивления в затрубном пространстве при цементировании

Параметр	Значение параметра		
Диаметр колонны, мм	219 и выше	140-194	114-127
Коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м	0,00065	0,0013	0,0008

2.4.2.2 Расчет необходимого объема тампонажной смеси и количества составных компонентов

Объём тампонажного раствора $V_{тр}$ (в m^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства, объёма кольцевого пространства между стенками скважины и стенками обсадной колонны учитывая коэффициент кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{экд}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{экн}^2) \cdot (L - L_{тк}) + (D_{квн}^2 - D_{экн}^2) \cdot (L_{тк} - L_1) + d_{эквн}^2 \cdot l_{см}] / 4. \quad (24)$$

Общий объём тампонажного раствора складывается из объёмов облегченного раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{тр} = V_{тр\ обл} + V_{тр\ норм}. \quad (25)$$

Рассчитаем объёмы облегченного раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{тр\ обл} = \pi \cdot [(D_{тквн}^2 - D_{экн}^2) \cdot (L_{тк} - L_1) + (D_{экд}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{экн}^2) \cdot (L - h_2 - L_{тк})] / 4. \quad (26)$$

$$V_{тр\ норм} = \pi \cdot [(D_{экд}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{экн}^2) \cdot h_2 + D_{эквн}^2 \cdot l_{см}] / 4. \quad (27)$$

$$V_{обл\ нл} = 0,785 \cdot (((0,2287^2) - (0,1778^2)) \cdot (3406 - 806)) + (((0,2207^2) \cdot 1,14 - (0,1778^2)) \cdot (3406 - 806 - 761)) = 47,35412 \text{ м}^3.$$

$$V_{н\ нл} = 3,14 \cdot (((0,1556^2) \cdot 1,10) - (0,127^2)) \cdot 480 + ((0,1086^2) \cdot 10) / 4 = 4,0503 \text{ м}^3.$$

$$V_{тр} = 47,35412 + 4,0503 = 51,40442 \text{ м}^3.$$

где L_1 – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора, м;

$d_{\text{экви 1}}$ – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м;

$l_{\text{ст}}$ – длина по стволу цементного стакана в обсадной колонне, м.

2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{\text{б.ж}} = S_{\text{к.п.о.с}} \cdot V_{\text{в.п}} \cdot t, \quad (28)$$

где $S_{\text{к.п.о.с}} 0,00977 \text{ м}^2$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

$V_{\text{кп}} = 0,5 \text{ м/с}$ – скорость восходящего потока (0,5–0,8 м/с);

$t = 600 \text{ с}$ – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 600÷720 с при ламинарном течении).

$$V_{\text{б.ж.}} = 0,00977 \cdot 0,5 \cdot 600 = 2,931 \text{ м}^3.$$

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{\text{прод}}$ (м^3) выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(d_{\text{эк вн}}^2 \cdot L - d_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot h_{\text{ст}})] / 4. \quad (29)$$

$$V_{\text{прод}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot ((0,1056^2) \cdot 4639 - (0,1056^2) \cdot 10) / 4 = 41,737 \text{ м}^3$$

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

Исходя из общей массы тампонажной смеси расположенной в бункерах, рассчитываем потребное число цементосмесительных:

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}. \quad (30)$$

- Для цемента нормальной плотности

$$m = 71,47 / 13 = 5,5 \text{ (требуется 6 цементосмесительных машин)}$$

- Для облегченного

$$m = 44,59 / 10 = 4,46 \text{ (требуется 5 цементосмесительных машины)}$$

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно.

В таблице 30 представлены результаты расчета необходимого количество цементирующего оборудования.

Таблица 30 – Результаты расчета необходимого количество цементирующего оборудования

Интервал	Количество цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора	Количество цементосмесительных машин для тампонажного раствора нормальной плотности
Направление	–	6
Кондуктор	–	6
Эксплуатационная колонна	5	6
Хвостовик	5	6

Таким образом, для проведения операций по цементированию скважины понадобится пять цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора и шесть для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементирующей техники представлена на рисунке 14.

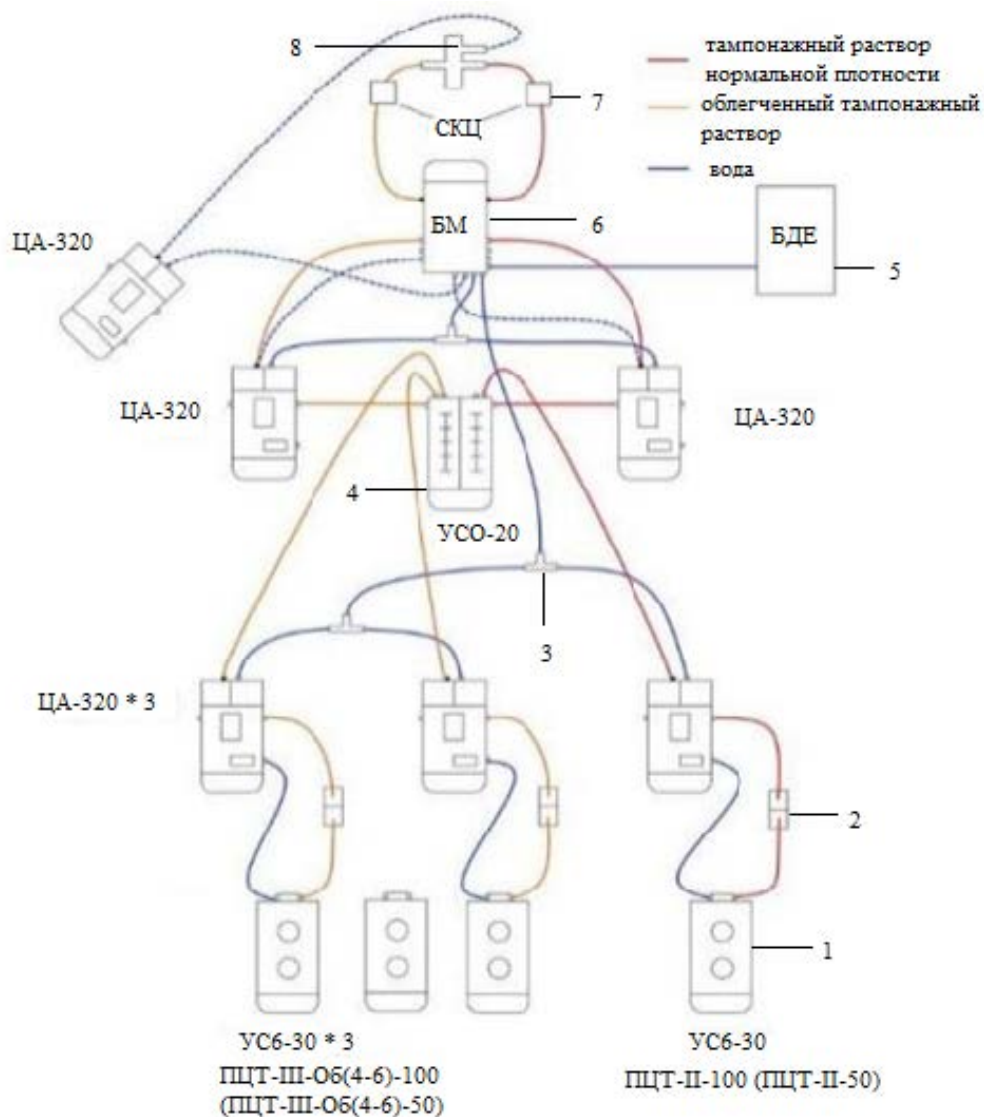


Рисунок 14 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:
 1 – цементосмесительная машина типа УС 6-30; 2 – бачок затворения; 3 – тройник; 4 – установка смесительная осреднительная типа УСО-20; 5 – блок дополнительных емкостей; 6 – блок манифольда; 7 – станция контроля цементирования; 8 – цементировочная головка

2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации $0,41 \text{ кг/м}^3$.

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

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

В таблице 31 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 31 – Расчет количеств компонентов при проведении цементаж

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	2,931	0,7	1050	0,7	МБП-СМ	49
		2,2		1,1	МБП-МВ	33
Продавочная жидкость	41,737		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	47,35412		1600	51,1425	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	44590
					НТФ	31,4
Нормальной плотности тампонажный раствор	4,0503		1890	3,28	ПЦТ-II-150	7147
					НТФ	1,66

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для подвешивания хвостовика проектируется подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая, которая подбирается в соответствии с диаметрами колонн.

Для дальнейшего проведения многостадийного гидроразрыва пласта, в оснастку включены муфты ГРП, активируемые перепадом давления.

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 32. Характеристики гидравлического пакера представлены в таблице Б.5 приложения Б.

Таблица 32 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, D _{усл} мм	Наименование, шифр, типоразмер, Производитель: «НЕФТЕМАШ»	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От по стволу	До по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 323,9	БКМ-324	200	200	1	1
	ЦКОДМБД-324	39	39	1	1
	ПЦ-2-324/394	0	20	2	6
		20	50	3	
		50	54	1	
	ПРП-Ц-324	45	45	1	1
Кондуктор, 244,5	БКМ-245	322	322	1	1
	ЦКОДМ-245	312	312	1	1
	ПЦ-2-245/295	0	30	3	14
		30	180	6	
		180	322	5	
ПРП-Ц-Н-245	312	312	1	1	
Эксплуатационная колонна, 177,8	БКМ-178	3261	3261	1	1
	ЦКОД-178	3251	3251	1	1
	ЦПЦ-178/216	0	120	4	111
		90	1800	57	
		1800	3300	51	
	ПРП-В-178	3210	3210	1	1
ПРП-Н-178	3240	3240	1	1	
Хвостовик, 127	ПЗГ-127 Г	3162	3162	1	1
	БКМ-127	4230	4230	1	1
	ЦКОДУ-127	4230	4230	1	1
	ЦПС-127-165	3162	4602	49	101
		4192	4518	25	
		4930	4140	27	
ПХГМЦЗ 127/178	2842	2842	1	1	

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

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 31.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 0,0152 \cdot 3795 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 3795} = 1626,91 \text{ кг/м}^3 \quad (31)$$

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 31[2].

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot (V_{вн}^{168,3} + V_{вн}^{139,7}) \quad (32)$$

где $V_{вн}^{152,4}$ – внутренний объем эксплуатационной колонны, м³;

$V_{вн}^{105,6}$ – внутренний объем хвостовика.

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot (V_{вн}^{152,4} + V_{вн}^{105,6}) = 2 \cdot 0,785(0,1524^2 \cdot 3100 + 0,1056^2 \cdot 695) = 125,2 \text{ м}^3$$

Выбор муфт ГРП и расчет их количества

Для проведения МГРП на данной скважине используются муфта гидравлическая МГ–139,7. Она спускается в скважину как составляющая часть обсадной колонны. Активация муфты происходит посредством создания определенного давления внутри колонны. Количество муфт проектируется исходя из длины горизонтального участка, которая составляет 502 метра. Муфты устанавливаются с интервалом в 90 метров, то есть необходимо проектировать 5 муфт МГ–139,7. Для разобщения зон МГРП друга от друга в заколонном пространстве используются 2 набухающих пакера Б-П-НК 140 на одну муфту, таким образом, потребуется 10 пакеров. Характеристики муфт ГРП и используемых пакеров представлены в таблицах Б.6 и Б.7 приложения Б соответственно.

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 70 МПа: арматура фонтанная АФБ-80/65х70.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 4000/250 ЭК-БМЧ. Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	77,45	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 77,45
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	144,07	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 144,07
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	100,69	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	1,99 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		

Геолого-технический наряд представлен в приложении Г.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

3.1.1 Основные направления деятельности предприятия

В 1961 году в Западной Сибири велись планомерные геологоразведочные работы, в результате чего было открыто крупнейшее нефтяное месторождение на данной территории – Усть-Балыкское. В феврале 1966 года здесь было создано одно из самых крупных предприятий региона – нефтепромысловое управление «Юганскнефть», позже преобразованное в нефтегазодобывающее управление «Юганскнефть». В 60 – 70-е годы прошлого века в регионе вводились в эксплуатацию новые крупные месторождения. Объемы бурения и добычи росли, а предприятие уже не отвечало по своей структуре современным требованиям. И в 1977 году министром нефтяной промышленности Мальцевым Николаем Алексеевичем был подписан приказ о создании производственного объединения «Юганскнефтегаз». В его состав вошли 22 предприятия: нефтегазодобывающие управления, управления буровых работ, вышкомонтажное управление, тампонажная контора, управления технологического транспорта, базы производственно-технического обслуживания, строительный трест, жилищно-коммунальные конторы.

Сегодня компания является ведущим добывающим предприятием НК «Роснефти» и одним из самых крупных нефтедобывающих предприятия России. Предприятие ведет геологоразведку и разработку месторождений на 38 лицензионных участках, общей площадью свыше 21 тысячи квадратных километров. Численность персонала составляет 16,6 тысяч человек. В 2019 году предприятием добыто более 69,5 млн тонн нефти. Действующий фонд составляет порядка 20 тыс. скважин, из них свыше 13 тыс. - добывающие. В октябре 2019 г. с начала разработки месторождений (с 1964 года) накопленная

добыча «РН-Юганскнефтегаз» составила 2 млрд 400 млн тонн нефти. В июле 2019 года предприятие установило абсолютный исторический рекорд по суточной добыче нефти - 198,008 тыс. тонн [13].

3.1.2 Организационная структура предприятия

В предприятии применена смешенная система организационной структуры управления и сформирована иерархическая система, состоящая из 10 блоков, которые функционируют под руководством генерального директора.

- 1) подразделение первого заместителя генерального директора по производству – главного инженера;
- 2) подразделение первого заместителя генерального директора по экономике;
- 3) подразделение главного геолога;
- 4) подразделение заместителя генерального директора по развитию производства;
- 5) подразделение заместителя генерального директора по строительству;
- 6) подразделение заместителя генерального директора по МТО;
- 7) подразделение заместителя генерального директора по кадровой политике;
- 8) подразделение заместителя генерального директора по бурению;
- 9) подразделение заместителя генерального директора по региональной политике и корпоративным вопросам;
- 10) подразделение заместителя генерального директора по безопасности.

Производственный блок состоит из четырех управлений:

- 1) главное управление добычи нефти и газа;
- 2) управление по подготовке нефти и газа;
- 3) управление поддержания пластового давления (ППД);

4) управление эксплуатации трубопроводов.

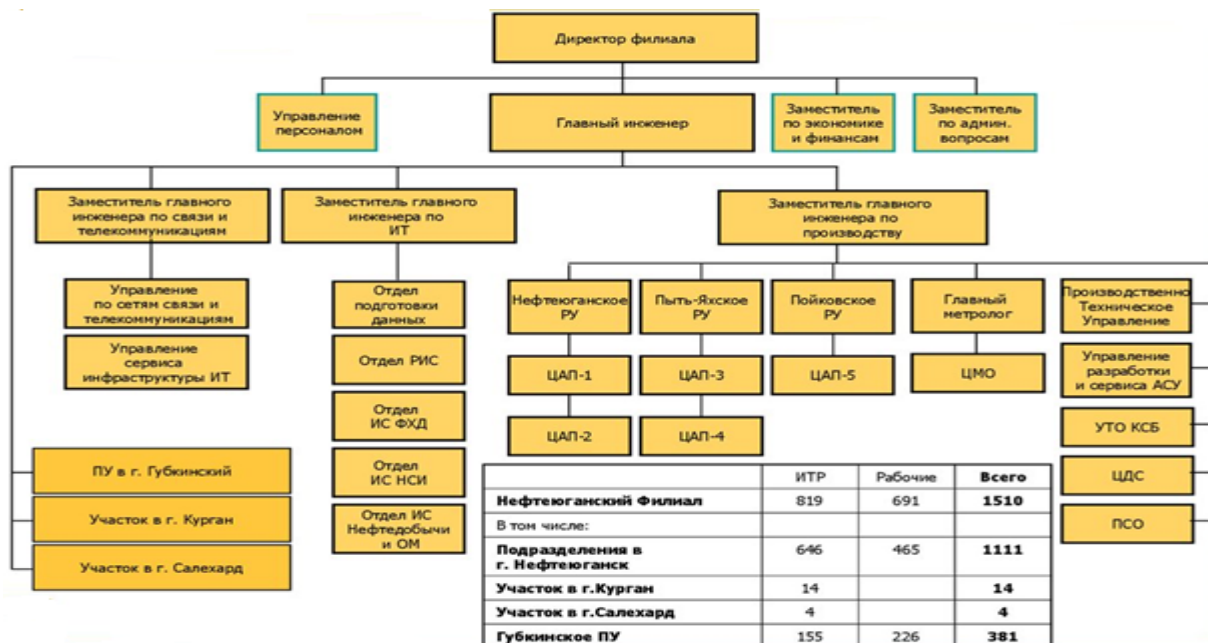


Рисунок 15 – Организационная структура «РН-Юганскнефтегаз»

3.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

3.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы:

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

Для расчета нормативной карты выполнения работ по строительству скважины необходимо использовать следующие данные:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра, нормы проходки на долото;

- нормы времени на спускоподъемные операции, вспомогательные и подготовительно-заключительные работы, связанные с креплением и цементированием скважины.

Суммарное нормативное время, затрачиваемое на бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле:

$$T_B = T_{Б1} \cdot h, \text{ час}, \quad (33)$$

где: $T_{Б1}$ - норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала.

Для расчета нормативного времени на СПО необходимо определить количество спускаемых и поднимаемых свече и количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad (34)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (35)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (36)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (37)$$

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, час.

3.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.

После определения продолжительности цикла строительства скважины, необходимо определить следующие скорости:

Механическая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \text{ м / час,} \quad (38)$$

где: H – глубина скважины, м;

t_m - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО})}, \text{ м / час,} \quad (39)$$

где: $t_{сно}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость, которая определяется по формуле:

$$V_K = \frac{(H \cdot 720)}{T_K}, \text{ м / ст.мес} \quad (40)$$

где: T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине, которая определяется формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n}, \text{ м,} \quad (41)$$

где: n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

Результаты расчета механической, рейсовой, коммерческой скоростей и средней проходки представлены в таблице 34.

Результаты расчета нормативной карты представлены в таблице В.1 приложения В [14;15]:

Таблица 34 – Результаты расчета механической, рейсовой, коммерческой скоростей и средней проходки

Параметр	Значение параметра
Механическая скорость бурения, м/час	15,74
Рейсовая скорость бурения, м/час	13,6
Коммерческая скорость, м/ст.мес	4740,35
Средняя проходка на долото по скважине, м	683,4

3.2.3 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 1327 часов (56 дня), буровые работы 519 часов (22 дня).

Таблица 35 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы		
		1	2	3
Вышкомонтажная	56			
Бурения	22			
Испытания	10			

3.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Себестоимость строительства скважины определяется затратами средств на все установленные работы по сооружению скважины. Для расчета себестоимости необходимо определить:

- 1) объем буровых работ в сметных ценах;
- 2) накладные расходы основных, вспомогательных и подсобных производств;
- 3) свод затрат по строительству скважин.

Сметный расчет на бурение скважины в ценах 1984 года представлен в таблице В.2 приложения В [16].

Сметный расчет на крепление скважины в ценах 1984 года представлен в таблице В.3 приложения В [16].

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

4 Социальная ответственность

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтегазоконденсатном месторождении. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины.

В данном разделе рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. Помимо этого, в данном разделе отражены проектные решения, исключающие несчастные случаи в производстве, и снижающие вредное воздействие на окружающую среду.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

В связи с удаленным географическим расположением месторождений от близлежащих населенных пунктов, для персонала установлен режим работы вахтовым методом согласно ТК РФ гл.47 ст. 297 [2].

Рабочая зона вокруг скважины попадает в списки опасных производственных объектов (далее ОПО) и согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, персонал подверженный опасному и вредному воздействию должен проходить обязательное медицинское обследование не реже 1 раза в год [3].

Согласно Статьи 9 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) организация, эксплуатирующая ОПО, обязана обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями [4]. А также по Статье 298 Трудового кодекса РФ, при выполнении работы на ОПО, персонал обязан получить соответствующую квалификацию и допуск к самостоятельной работе [1].

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.

Заключение договора обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с установленным законом РФ за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте. Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ [5].

Персоналу в связи с дальним расположением от места проживания, организация обязана организовывать доставку к месту выполнения работ, либо компенсировать самостоятельное прибытие, согласовав в действующем договоре.

В свою очередь персонал ОПО обязан «соблюдать положение правовых актов. Знать правила ведения работ и порядок действия в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте» 19.07.2011 N 248-ФЗ. Проходить соответствующую подготовку и аттестацию.

4.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

При рассмотрении СанПиН 1964-79 можно выделить несколько основных положений для работы на буровой установке [4].

Машины и механизмы должны обеспечивать максимальную механизацию и автоматизацию основных и вспомогательных производственных операций, снижение тяжести и напряженности труда и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.005-74[5].

Системы управление, расположение и компоновка пульты, органов управления индикаторов должны соответствовать анатомо-физиологическим особенностям человека. ГОСТ 22269-76 [6].

Рабочее место должно быть максимально защищено от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочей зоны.

4.2 Производственная безопасность

При основных технологических процессах на буровой установке имеет место проявление действия ряда опасных и вредных производственных факторов. В рамках данного раздела будут рассмотрены наиболее вероятные и пагубные. Опасные и вредные факторы предоставлены в таблице 36.

Таблица 36 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень вибрации	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [8] Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [8]
2. Повышенный уровень шума	-	+	+	Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах [9]
3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте	+	+	+	ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [7]
4. Повышенная загазованность рабочей зоны	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88[10] Требования к загазованности воздуха устанавливаются СанПиП 2.04.05-91 [11] Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
5. Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности [12]

4.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего

4.2.1.1 Повышенный уровень общей и локальной вибрации

На буровой установке используются различные машины и механизмы, которые являются источниками вибрации (буровые насосы, вибросита, электромоторы и др.). Вибрации вызывают поражение нервной и сердечно-сосудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов.

Для снижения вредного воздействия вибраций на буровой необходимо использовать средства индивидуальной защиты, производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, своевременно смазывать вращающиеся детали, производить контроль за плотным креплением оборудования к основаниям, а также отдельных частей его между собой.

Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [8].

4.2.1.2 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2013 производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА. Мерами для устранения негативного воздействия шума подразумевают использование наушников, вкладышей и коллективных средств защиты.[9].

4.2.1.3 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте

Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на недостаток естественной освещенности в ночное время суток. Конструкция БУ меняется в зависимости от метеоусловий, так, при повышенных ветровых нагрузках и сильно низких температурах установка имеет корпус закрытого типа, что вызывает недостаток естественной освещенности и днём.

Воздействие данного фактора может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека, вызывании усталости центральной нервной системы.

Согласно документу ГОСГОРТЕХНАДЗОРа России «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещенность[7]:

- роторного ствола - 100 лк;
- пути движения талевого блока - 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков - 75 лк;
- превенторной установки - 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста - 10 лк;

4.2.1.4 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Запыленность и загазованность рабочей зоны на территории БУ возникает в результате работы бурового и вспомогательного оборудования, поступления пластовых флюидов из скважины, использовании химических реагентов при приготовлении буровых растворов. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), которые контролируются согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [10]. ПДК вредных примесей в воздухе предоставлены в таблице 37.

Таблица 37 - ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

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

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91 [11]. СИЗ органов дыхания - респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [9].

4.2.1.5 Движущиеся части и механизмы

На всех этапах работ на буровой площадке, работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск.

Основным источником являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

Требования к работе с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: ограждения, концевые выключатели, ремонт и обслуживание проводятся только в отключенном состоянии, в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2001.

Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги [12].

4.3 Экологическая безопасность

Строительство скважин на нефть и газ является экологически опасным видом работ и сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды, которое может проявляться в загрязнении почв, грунтов, подземных вод, атмосферного воздуха и др.

4.3.1 Защита атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы при ГНВП [13]. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78. Установление значения ПДВ, как количества вредных веществ, которое не разрешается превышать при выбросе в атмосферу в единицу времени, производят на основе методов расчета ПДВ в атмосферу, утвержденных Госстроем СССР [14].

Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ представлены в таблице 3 приложения Г.

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

4.3.2 Защита гидросферы

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

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 рекомендуется предпринимать следующие меры [15]:

места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ; буровой раствор хранить в емкостях, исключающих его утечку;

разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на установки подготовки нефти или на очистные сооружения.

Для повышения качества цементирования необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку турбулизаторы, выждать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

4.3.3 Защита литосферы

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

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке [16]. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94[13]. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов [16]. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация на БУ может быть вызвана технологическими, техническими, человеческим фактором и при природных катаклизмах. Основные аварии при которых складывается такая ситуация: ГНВП (открытое фонтанирование, грифоны), пожар, взрыв, падение буровой. По статистике самым опасным и распространенным осложнением является ГНВП с последующим фонтанированием, которое уже может повлечь за собой последующие перечисленные аварии. ГНВП относится к техногенной чрезвычайной ситуации.

Причины, по которым может произойти ГНВП: ошибки в расчетах и приготовлении бурового раствора, жидкости глушения, отсутствие контроля уровня жидкости в скважине и в колонне.

В случае открытого фонтанирования буровая бригада обязана покинуть БУ. Дальнейшие действия по ликвидации аварии берет на себя бригада КРС.

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») [7].

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной по стволу 4639 м с горизонтальным окончанием на Малышевскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения Красноярского края.

Все расчеты были произведены согласно типовым расчетным схемам и правилам нефтяной и газовой промышленности.

В процессе проектирования был индивидуальным профиль скважины, состоящий из пяти интервалов, с горизонтальным участком, составляющим 600 метров и отходом в 950 метров. Для успешной его проводки было решено применять роторный способ бурения под направление, совмещенный способ бурения (ротатор+ ВЗД) для кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика.

Для бурения интервалов совмещенным способом бурения были применены такие забойные двигатели, как: МВР-240Т, ДГР-178М.7/8.3, и ДРЗ-127М.7/8.37 соответственно, которые обеспечат требуемый момент силы на долоте для разрушения породы, а так же подходит по остальным техническим характеристикам.

Поскольку интервал бурения под направление является вертикальным, то для его бурения выбрано трехшарошечное долото, которые обеспечит вертикальность ствола и устойчивое положение инструмента на забое. Для бурения интервалов под кондуктор, ЭК и хвостовик выбраны долота РДС. Данные долота облегчают процесс искривления скважины и обладают повышенным моторесурсом.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальное количество, тип буровых насосов и режимы их работы. В связи с наличием глин по всему разрезу скважины для бурения интервалов под кондуктор и ЭК запроектированы полимер-глинистые буровые растворы, которые предотвратят набухание глин. Для бурения под хвостовик выбран биополимерный раствор, в состав которого входит ингибитор (соль) KCL,

который предупредит набухание глинистых минералов в призабойной зоне и обеспечит сохранение коллекторских свойств пласта.

Интенсификация притока осуществляется путем проведения многостадийного ГРП, который повышает площадь дренирования скважины и увеличивает дебит продуктивного пласта.

В специальной части были рассмотрены современные тенденции развития породоразрушающего инструмента типа PDC, была изучена его система классификации и этапы создания.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству газовой скважины.

Раздел социальная ответственность содержит технику безопасности на буровой установке, также в данном разделе была рассмотрена охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

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 нормы 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. Ахмеджанов Т.К., Ыскак А.С. Освоение шельфовых месторождений: Учеб.пособие. – Алматы: КазНТУ, 2008 – 259 с.
5. Кузнецов В.Г. Особенности бурения скважин на арктическом шельфе: учебное пособие / В. Г. Кузнецов, Н. Е. Щербич, А. И. Сазонов, С. Е. Кузьменко. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 53 с
6. Малюков В.П., Федин В.Д. Защита окружающей среды при разработке приразломного нефтяного месторождения на шельфе печерского моря. Горны информационно-технический бюллетень. 2018 №5 с. 95-101
7. Ощинин В.П. Комплекс технических средств для изыскательских работ на шельфе арктических морей. Записки Горного института Тм 197. С-Пб – 2012. С. 46-49
8. Пронкин А.П., Хворостовский И.С., Хворостовский С.С: Морские буровые моноопорные основания. Теоретические основы проектирования и эксплуатации: М. Недра-Бизнесцентр: 2002 312 с.
9. Скрыпник С.Г. Техника для бурения нефтяных и газовых скважин на море. М. Недра, 1982.

10. Тасмуханова А.Е., Шигапова Р.Р. Особенности разработки шельфовых месторождений нефти // Вестник Евразийской науки, 2018 №2, URL: <https://esj.today/PDF/53NZVN218.pdf> (доступ свободный).
11. Шелковников И.Г., Кабанов О.В., Коровин С.К., Русаков Е.А. Перспективы применения подводных буровых станков разведочного бурения. Записки горного института Том 157, – С-пб, 2004 С. 201-204.
12. Промышленный портал PROMZN.RU [Электронный ресурс]/Как производится бурение подводных скважин в море, 2017. URL: <https://promzn.ru>, свободный. – Загл. с экрана. — Яз. рус., англ. Дата обращения: 12.03.2020 г.
13. Научно-технический вестник ОАО «НК» Роснефть» https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_publication/177133/v04_2007.pdf
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. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом.
18. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом.
19. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты.
20. ТК РФ Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом.
21. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
22. СанПиН 1964-79. Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых.
23. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

24. СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту.
25. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
26. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
27. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
28. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
29. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
30. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94.
31. ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.
32. 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.
33. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
34. ГОСТ 22263-76 Щебень и песок из пористых горных пород. Технические условия.

Приложение А

Геологическая характеристика скважины

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 в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	185	Четвертичн. отлож.	Q	0	-	1,6
185	435	Кэтпарская	P ₁ kt			1,6
435	790	Танамская	K ₂ tn	0	-	1,3
790	840	Салпадинская	K ₂ sp	0	-	1,3
840	1150	Насоновская	K ₂ ns	0	-	1,3
1150	1265	Дорожковская	K ₂ dr	0	-	1,3
1265	1590	Долганская	K ₁₋₂ dl	0	-	1,3
1590	2075	Яковлевская	K ₁ jak	0	-	1,1
2075	2270	Малохетская	K ₁ mch	0	-	1,1
2270	2820	Суходудинская	K ₁ sd	0	-	1,1
2820	3210	Нижнехетская	K ₁ nch	0	-	1,1
3210	3490	Яновставская	J ₂ jan	0	-	1,1
3490	3690	Сиговская	J ₂₋₃ sg	0	-	1,1
3690	3725	Точинская	J ₂ tc	0	-	1,1
3725	3900	Малышевская	J ₂ ml	0	-	1,1

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и тп.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	185	пески	40	Пески, глины, супеси, суглинки с галькой изверженных пород, обломки древесины. Глины, вязкие и пластичные, с прослоями углистых сланцев. Брекчи, конгломераты и галечники крепкие
			супеси	15	
			суглинки	15	
			глины	20	
			торф	10	
P ₁ kt	185	435	пески	50	Переслаивание песков, алевролитов, глин. Пески кварцевого состава, с обломками обугленной древесины. Глины, пластичные, вязкие. Встречаются редкие обломки углей. В нижней части дресва и галечник терригенных и изверженных пород.
			алевролиты	40	
			глины	10	
K ₂ tn	435	790	пески	50	В верхней части пески, слабо заглинизированные, и алевролиты с включением слюдисто-глинистого материала. В нижней части алевролиты, от слабосцементированных глинистым материалом до рыхлых, реже пески и глины. В породах мелкие обломки углей
			алевролиты	40	
			глины	10	
K ₂ sp	790	840	глины	80	Глины с прослоями алевролитов, со стяжениями известковых алевролитов, с прослоями песков глинистых. В подошве свиты глины более плотные, аргиллитоподобные
			алевролиты	20	
K ₂ ns	840	1150	алевролиты глинистые	40	Верхнюю половину свиты слагают алевролиты глинистые, переслаивающиеся с глинами, вязкими, пластичными; нижнюю - алевролиты, участками глинистые, пористые, глины аргиллитоподобные.
			глины	40	
			пески	20	
K ₂ dr	1150	1265	аргиллитоподобные глины	50	Аргиллитоподобные глины с редкими прослоями песков. На плоскостях напластования отмечаются намывы углистого материала и пирита
			алевролиты	50	
K ₁₋₂ dl	1265	1590	песчаники	35	Глины серые и зеленовато-серые, комковатые с редкими маломощными прослоями алевролитов и опоковидных глин, в средней части с прослоями кварцево-глауконитовых песчаников.
			пески	10	
			алевролиты	10	
			глины	45	
K _j ak	1590	2075	песчаники	40	Подразделяется на две подсвиты. Верхнеяковлевская подсвита - переслаивание алевролитов, песчаников, аргиллитов. Песчаники алевролитистые и мелкозернистые, кварцевые, глинистые и глинисто-карбонатные; карбонатизация послойная; алевролиты глинистые и глинисто-карбонатные. Нижнеяковлевская подсвита - чередование песчано-алевролитовых и алевроито-глинистых пачек
			алевролиты	20	
			аргиллитоподобные глины	25	
			аргиллиты	10	
			угли	5	
K ₁ mch	2075	2270	песчаники	70	Песчаники с углисто-глинистыми прослойками, с включениями растительного детрита, с прослоями алевролитов, песчаных, глинисто-карбонатных. Алевролиты, неравномерно песчаные, глинисто-карбонатные
			прослой глинисто-алевролитовых пород	30	
K ₁ sd	2270	2820	песчаники	40	Переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов. Песчаники глинисто-карбонатные и карбонатные; как крепкосцементированные, так и слаболитифицированные, отмечается послойная карбонатизация. В кровельной части повышенная углистость. Алевролиты глинистые, глинисто-карбонатные; аргиллиты слаболитифицированные
			аргиллиты	20	
			алевролиты	40	
K ₁ nch	2820	3210	песчаники	20	Нижняя часть свиты - переслаивание алевролитов, песчаников, аргиллитов с углефицированными остатками. Алевролиты сцементированные и крепкосцементированные. Верхняя часть свиты преимущественно
			аргиллиты	20	
			алевролиты	60	
J ₂ jan	3210	3490	песчаники	35	Характеризуется равномерным чередованием слоёв песчаников, алевролитов и аргиллитов, сформированных в условиях мелководно-морского бассейна шельфовой зоны.
			аргиллиты	35	
			алевролиты	30	
J ₂₋₃ sgl	3490	3690	аргиллиты	70	Песчаники, алевролиты, аргиллиты
			песчаники	20	
			алевролиты	10	
J ₂ tc	3690	3725	алевролиты		Аргиллиты, алевролиты
			аргиллиты	100	
J ₂ ml	3725	3900	песчаники	40	Песчаники, алевролиты, аргиллиты
			аргиллиты	40	
			алевролиты	15	

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, процент	Проницаемость, мДарси	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Твердость, Мпа	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	185	пески	1980	н/д	н/д	-	-	1,5-3	-	4,5-8	МС
			супеси									
			суглинки									
			глины									
P ₁ kt	185	435	торф	2160	н/д	н/д	-	-	2,5-4	-	1,5-5	С
			пески									
			алевролиты									
K ₂ tn	435	790	глины	2160	н/д	н/д	-	-	2,5-4	-	1,5-5	С
			пески									
			алевролиты									
K ₂ sp	790	840	глины	2180	28	315	-	-	2,4-4	-	1,5-5	С
			алевролиты									
K ₂ ns	840	1150	алевролиты	2270	28	371	-	-	2,4-5	-	1,5-6,5	С
			глины									
			пески									
K ₂ dr	1150	1265	аргиллитоподоб-	2290	22	112	-	-	3,5-5	-	1,5-6,5	С
			алевролиты									
K _{1,2} dl	1265	1590	песчаники	2380	27	399	-	-	3,5-5	-	3,5-5,5	С
			пески									
			алевролиты									
			глины									
K ₁ jak	1590	2075	песчаники	2480	21	599	-	-	05.июн	-	4-6,5	С
			алевролиты									
			аргиллитоподоб-									
			ные глины									
			аргиллиты									
K ₁ mch	2075	2270	угли	2510	20	32	-	-	4,5-6	-	5-6,5	С
			песчаники									
K ₁ sd	2270	2820	прослой глинисто-	2590	24	467	-	-	4,5-6	-	4,5-7,5	С
			алевролитовых									
			пород									
K ₁ nch	2820	3210	песчаники	2610	18	105	-	-	4,5-6,5	-	3,5-6,5	С
			аргиллиты									
			алевролиты									
J ₁ jan	3210	3490	песчаники	2590	20	301	-	-	3,5-6,5	-	3,5-6,5	С
			аргиллиты									
			алевролиты									
J _{2,3} sg	3490	3690	аргиллиты	2590	21	205	-	-	3,5-5,5	-	4,5-7,5	С
			песчаники									
			алевролиты									
J ₂ tc	3690	3725	алевролиты	2400	25	103	-	-	4,5-6	-	3,5-6,5	С
			аргиллиты									
J ₂ ml	3725	3900	аргиллиты	2590	23	185	-	-	4,5-6	-	5-6,5	С
			песчаники									
			алевролиты									

Таблица А.4 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа на 100 м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₂ ns	840	1150	частичное	-	нет	1,73	1,78	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20 % гидростатического давления.
K ₁₋₂ dl	1265	1590	частичное	-	нет	1,75	1,80	
K ₁ jak	1590	2075	частичное	-	нет	1,76	1,81	
K ₁ mch	2075	2270	частичное	-	нет	1,76	1,81	
K ₁ sd	2270	2820	частичное	-	нет	1,76	1,81	
K ₁ nch	2820	3210	частичное	-	нет	1,77	1,82	

Таблица А.5 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q-P ₁ kt	0	435	Полимерглинистый	<1,16	V>10 см ³ за 30 мин	3,0	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
K ₂ tn	435	790	Полимерглинистый	<1,16	V>10 см ³ за 30 мин	2,5	
K ₂ sp	790	1150	Малоизвестковистый	н/д	V>10 см ³ за 30 мин	2,5	
K ₂ dr	1150	1265	Малоизвестковистый	н/д	V>10 см ³ за 30 мин	2,5	

Таблица А.7 – Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и пр.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, кг/м ³	водоотдача, см ³ /30 мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q-P ₁ kt	0	435	заклинки	полимерглинистый	<1,16	<6	-	да	Размыв рыхлых пород, обвал стенок скважины при растеплении ММП
K ₂ tn	435	790	заклинки	глинистый	<1,16	<6	-	да	Отклонение параметров бурового раствора от проектных. Потеря устойчивости глин
K ₂ sp	790	1150	заклинки	глинистый	<1,16	<6	-	да	
K ₂ dr	1150	1265	заклинки	глинистый	<1,16	<6	-	да	

Таблица А.8 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Як-III-VII	1920	2060	нефть, газ	908	888	888	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурильного инструмента	Перелив бурового раствора, снижение плотности
Сд-IV	2360	2365	нефть, газ	1830	790	790		
Сд-VII	2545	2550	нефть, газ	1836	851	851		
Нх-I	2860	2880	нефть, газ	2678	810	810		
Нх-III-IV	2995	3015	нефть, газ	2794	810	810		
Сг-IV	3525	3560	газ	3525	-	-		
Сг-V-VI	3565	3590	нефть, газ	755	807	807		
Мл-I	3735	3765	газ	3735	-	-		
Мл-II	3770	3785	газ	3770	-	-		
Мл-III	3795	3810	газ	3795	-	-		

Приложение Б

Проектирование профиля, процессов углубления и заканчивания скважин

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

Интервал по вертикали, м		Длина интервала По вертикали, М	Интенсивность изменения зенитного угла, град/10м	Зенитный угол, град.		Горизонтальное смещение		Длина по стволу, м	
От (верх)	До (низ)			В начале интервала	В конце интервала	За интервал	Общее	Интервала	Общая
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0,0	200,0	200	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	200,00
200,0	255,14	55,14	1,50	0,00	8,30	4,00	4,00	200,00	255,33
255,14	2996,13	2740,99	0,00	8,30	8,30	399,87	403,87	255,33	3025,33
2996,13	3304,18	308,05	0,66	8,30	30,04	107,09	510,96	3025,33	3353,43
3304,18	3586,13	281,95	0,00	30,04	30,04	163,05	674,01	3353,43	3679,14
3586,13	3671,62	85,49	1,50	30,04	46,42	67,35	741,36	3679,14	3788,34
3671,62	3740,56	68,94	0,00	46,42	46,42	72,44	813,80	3788,34	3888,34
3740,56	3795,0	54,44	2,90	46,42	90,00	136,2	950,00	3888,34	4038,61
3795,0	3795,0	0,0	0,00	90,00	90,00	600	1550,00	4038,61	4638,61

Таблица Б.2 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммар- ный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0-50 м)							
1	490,0 GRD213	0,63	490,0	–	3-152	Ниппель	0,300
2	Наддолотный Переводник Sperry Drilling M177xM171	0,52	241	56	3-177	Муфта	0,176
					3-171	Муфта	
3	К-490,0 MC	1,15	490	100	3-171	Ниппель	0,560
					3-171	Муфта	
4	Переводник П-171/181	0,523	229	101	3-171	Ниппель	0,099
					3-181	Муфта	
5	УБТ245	24	245	135	3-181	Ниппель	6,408
					3-181	Муфта	
6	Переводник П-181/133	0,538	203	101	3-181	Ниппель	0,061
					3-133	Муфта	
7	ПК-127x9 Л	23	127	108,6	3-133	Ниппель	0,723
					3-133	Муфта	
Бурение под кондуктор (50–740 м)							
1	393,7 GRD213	0,3	393,7	–	3-152	Ниппель	0,035
2	Наддолотный Переводник Sperry Drilling M152xM171	0,52	240	–	3-152	Муфта	0,180
					3-171	Муфта	
3	К 393,7 MC	1,3	393,7	80	3-171	Ниппель	0,473
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	ДРУ-240РС	8,487	240	–	3-171	Ниппель	2,350
					3-163	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-240РС	0,375	240	55	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-163	Ниппель	0,105
					3-163	Муфта	
7	Переводник П-163/171	0,538	229	127	3-163	Ниппель	0,091
					3-171	Муфта	
8	К 393,7 МС	1,3	393,7	80	3-171	Ниппель	0,473
					3-171	Муфта	
9	Переводник П-171/88	0,350	203	58	3-171	Ниппель	0,043
					3-88	Муфта	
10	Переводник П-88/147	0,350	178	58	3-88	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	
11	УБТ178х90	48	178	90	3-147	Ниппель	6,9792
					3-147	Муфта	
12	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
13	ПК-129х9 Л	До устья	127	108,6	3-133	Ниппель	21,18277
					3-133	Муфта	
Бурение под техническую колонну (740–1554)							
1	TD-295,SVD 616-T1.2	0,3	220,7	–	3-152	Ниппель	0,025
2	Переводник М-152/152	0,391	197	101	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	Калибратор К 295,3 МС	1,3	295,3	80	3-152	Ниппель	0,058
					3-152	Муфта	
4	Переводник П-152/171	0,517	203	122	3-152	Ниппель	0,068
					3-171	Муфта	
5	ДРУ-240РС	8,487	240	–	3-171	Ниппель	2,350
					3-163	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-240РС	0,375	240	55	3-163	Ниппель	0,098
					3-163	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-163	Ниппель	0,103
					3-163	Муфта	
8	Переводник П-163/88	0,517	203	101	3-163	Ниппель	0,053
					3-88	Муфта	
9	ЗТС Telescope 675	7,53	172	120	3-88	Ниппель	0,946
					3-88	Муфта	
10	Переводник П-88/147	0,350	178	58	3-88	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	
11	НУБТ-172 Weatherford	18,9	172	83	3-147	Ниппель	3,200
					3-147	Муфта	
12	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
13	Яс SJ-172	5,6	172	72	3-133	Ниппель	0,682
					3-133	Муфта	
14	Переводник П-133/147	0,52	0,178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
15	УБТ178*90	24	178	88	3-147	Ниппель	3,4896
					3-147	Муфта	
16	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
17	ПК-127х9 Р	До устья	127	108,62	3-133	Ниппель	47,477
					3-133	Муфта	
Бурение под эксплуатационную колонну (1554–3417)							
1	215,9 ViM613	0,336	215,9	–	3-117	Ниппель	0,115
2	Переводник М-117/117	0,356	146	78	3-117	Муфта	0,040
					3-117	Муфта	
3	Калибратор К 215,9 МС	0,44	215,9	78	3-117	Ниппель	0,050
					3-117	Муфта	
4	РУС PowerDrive vortex 675	13	191	-	3-117	Ниппель	2,463
					3-117	Муфта	
5	Переводник П-117/171	0,350	203	80	3-117	Ниппель	73
					3-171	Муфта	
6	Переливной клапан КП-178	0,567	178	50	3-147	Ниппель	0,066
					3-147	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-178-3-147	0,41	178	–	3-147	Ниппель	0,045
					3-147	Муфта	
8	Переводник П-147/88	0,350	178	58	3-147	Ниппель	0,038
					3-88	Муфта	
9	ЗТС Telescope 675	7,53	172	120	3-88	Ниппель	0,946
					3-88	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
10	Переводник П-88/133	0,350	178	58	3-88	Ниппель	0,040
					3-133	Муфта	
11	ПК 127х9 Л	560	127	108,62	3-133	Ниппель	82,685
					3-133	Муфта	
12	ТБТ-127	72	127	76,2	3-133	Ниппель	5,364
					3-133	Муфта	
13	Переводник П-133/102	0,495	155	62	3-133	Ниппель	0,031
					3-102	Муфта	
14	Яс SJ-120	5,5	120	72	3-102	Ниппель	0,320
					3-102	Муфта	
15	Переводник П-102/133	0,496	146	78	3-102	Ниппель	0,031
					3-133	Муфта	
16	ТБТ-127	72	127	76,2	3-133	Ниппель	5,364
					3-133	Муфта	
17	ПК-127х9 Р	До устья	127	108,62	3-133	Ниппель	65,827
					3-133	Муфта	

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	50	ПК-127x9 Л	127	Л	9,19	3-133	30	0,949	6,79	23,70	24,93
Бурение	50	740	ПК-127x9 Л	127	Л	9,19	3-133	680	21,71	32,35	4,97	5,23
Бурение	740	1554	ПК-127x12,7 Р	127	Р	12,7	3-133	1488	64,90	75,98	4,06	4,26
Бурение	1554	3417	ПК-127x9 Л	127	Л	9,19	3-133	560	17,89	21,77	7,39	7,78
Бурение	1554	3417	ПК-127x12,7 Р	127	Р	12,7	3-133	2755	120,17	147,00	2,08	2,19

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	200	200	393,7	-	1,6	38,94
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						3,19
Расчетные потери бурового раствора при очистке						24,76
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,8
Объем раствора в конце бурения интервала						38,94
Общая потребность бурового раствора на интервале:						112,7
Объем раствора к приготовлению:						112,7
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						42
Кондуктор						
200	1300	1100	295,3	0,307	1,36	117,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						22,58
Расчетные потери бурового раствора при очистке						72,65
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						4,8
Объем раствора в конце бурения интервала						117,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						262,23
Объем раствора к приготовлению:						220,23
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						97,32
Эксплуатационная колонна						
1300	3350	2050	220,7	228,7	1,13	142

Продолжение таблицы Б.4

1	2	3	4	5	6	7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						26,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						63
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						10,8
Объем раствора в конце бурения интервала						142
Общая потребность бурового раствора на интервале:						389
Объем раствора к приготовлению:						291,68
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						97,32
Хвостовик						
3350	3850	500	155,6	159,4	1,1	77,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,34
Расчетные потери бурового раствора при очистке						8,02
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						8,7
Объем раствора в конце бурения интервала						77,3
Общая потребность бурового раствора на интервале:						353,66
Объем раствора к приготовлению:						353,66
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						–

Таблица Б.6 – Характеристики пакера ПГМЦ1.168

Наименование показателя	Значение
Условный диаметр обсадной колонны, оборудованной пакером, мм	168
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую производится спуск, мм	215,9
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами при номинальном коэффициенте пакеровки, МПа	15
Длина перекрываемой уплотнительным элементом пакера зоны скважины, мм	1120
Внутреннее избыточное давление открытия цементировочных окон, МПа $\pm 10\%$	16
Внутреннее избыточное давление закрытия цементировочных окон, МПа $\pm 10\%$	2,5
Коэффициент пакеровки: номинальный/максимальный	1,13/1,3
Максимальная рабочая температура, °С	100
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус, кН	1200
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	150,5
Наружный диаметр, мм	197
Длина, не более: - в рабочем положении, мм	5279

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

Параметры	Значения параметров
Рабочее давление, атм	700
Рабочая температура, °С	150
Равнопроходной диаметр, мм	76
Длина, мм	1030
Наружный диаметр, мм	139,7
Допустимая растягивающая нагрузка, кН	765
Момент свинчивания присоединительной резьбы, Н·м	5816

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	216 ÷ 221
Максимальный выдерживаемый пакером перепад давления после полного набухания, МПа	30
Направление действия перепада давления	двустороннее
Среда набухания	вода/нефть(в том числе газоконденсат)
Рабочая температура в зоне установки пакера, °С	110
Увеличение диаметра набухающего элемента с активационной жидкостью спустя 48 часов, не более, мм	5

Приложение В

Финансовые расчеты по строительству скважины

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	393,7 GRDP135	0	200	400	0,02	200	1	1	1
Промывка (ЕНВ)									0,055
СПО и наращивание (ЕНВ)									0,7
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									1,2
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,17
Крепление (ЕНВ)									12,1
Смена вахт									0,1
Ремонтные работы									0,6
Итого									15,92
Кондуктор									
Бурение	295,3 В 616 УМ.38	200	1311	500	0,027	1111	2	18,63	18,63
Промывка (ЕНВ)									0,47
СПО и наращивание (ЕНВ)									4,84
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,3

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,4
Крепление (ЕНВ)									25,2
Смена вахт									0,5
Ремонтные работы									2,15
Итого									56,49
Эксплуатационная колонна									
Бурение	220,7 ВТ 613	1311	3406	3200	0,06	814	1	48,48	48,48
Промывка (ЕНВ)									0,56
СПО и наращивание (ЕНВ)									9,72
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
ГТИ									6,9
Итого									104,96
Хвостовик									
Бурение	155,6 ВТ 613	3406	4639	3200	0,08	1863	1	149,04	149,04
Промывка (ЕНВ)									0,88
СПО и наращивание (ЕНВ)									20,9
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									5,7

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,5
Крепление (ЕНВ)									45,4
Смена вахт									1,9
Ремонтные работы									8,9
ГТИ									12,1
Итого									245,32
Итоговое время на бурение									422,69
Подготовительные работы									96
Вышкомонтажные работы									1327

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,00	516,60	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,67	92,59	2,40	33,166	4,40	608,04	10,22	1412,30
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	27,78	-	99,5	-	182,41	-	423,69
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	0,67	9,65	2,40	34,56	4,40	63,56	10,22	147,17
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	2,89	-	10,37	-	19,01	-	44,15
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	4,00	71,80	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,00	1011,44	0,67	169,42	2,40	606,86	4,40	1112,58	10,22	2584,23
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	1443,00	4,00	5772,00	0,67	966,81	2,40	3463,30	4,40	6349,20	10,22	14747,46
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,60	-	-	-	-	-	-	-	-	10,22	2499,81
Прокат ВЗД	сут	175,44	-	-	-	-	2,4	421,06	4,40	771,94	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25%	сут	240,90	-	-	-	-	2,4	578,28	4,40	1060,18	-	-
Прокат РУС	сут	426,27	-	-	-	-	-	-	-	-	10,22	4356,38

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	15,7	–	–	0,67	10,52	2,40	37,68	4,40	69,09	10,22	160,45
Эксплуатация ДВС,	сут	10,90	–	–	0,67	7,30	2,40	26,16	4,40	47,96	10,22	111,40
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	149,48	–	–	0,67	100,15	2,40	358,75	4,40	657,71	10,22	1527,69
Эксплуатация спецтранспорта	сут	177,60	4,00	710,40	0,67	118,99	2,40	426,24	4,40	781,44	10,22	1815,07
Зависящие от объема работ												
Сода каустик	т	138,18	–	–	0,065	8,98	0,1164	16,08	0,0313	4,33	0,177	24,46
Сода бикарбонат	т	229,31	–	–	0,065	14,91	0,233	53,43	0,0625	14,33	0,354	81,18
Бентонит марки ПБМБ	т	91,52	–	–	3,91	357,84	–	–	–	–	–	–
Osno-Desco SA	т	366,98	–	–	0,065	23,85	–	–	–	–	–	–
Барит	т	348	–	–	11,73	4082,04	9,312	3240,58	2,41	838,68	–	–
Сульфанол	т	504,59	–	–	–	–	0,233	117,57	0,0625	31,54	–	–
Гаммаксан	т	642,2	–	–	–	–	0,09312	59,80	0,0241	15,48	1,238	795,04
Оснопак HV-O	т	779,8	–	–	–	–	0,2794	217,88	0,0723	56,38	–	–
Оснопак LV-O	т	756,88	–	–	–	–	0,9312	704,81	0,241	182,41	–	–
Atren Thermo A	т	275,2	–	–	–	–	0,1862	51,24	0,0482	13,26	6,012	1654,5
Atren-FK D	т	412,84	–	–	–	–	2,328	961,09	0,6025	248,74	7,07	2920
Хлористый калий	т	160,54	–	–	–	–	–	–	–	–	28,3	4543,28
Atren -Ores	т	114,68	–	–	–	–	–	–	–	–	26,5	3039,02

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Atren-Bio A	т	275,23	–	–	–	–	–	–	–	–	0,177	48,72
Atren Antifoam B	т	1605,5	–	–	–	–	–	–	–	–	0,177	284,17
Долото Волгабурмаш 393,7 GRDP135	шт	1661,7	–	–	1	1661,7	–	–	–	–	–	–
Долото БИТ 295,3 В 616 УМ.38	шт	1422	–	–	–	–	2	2844	–	–	–	–
Долото БИТ 220,7 ВТ 613	шт	4983,6	–	–	–	–	–	–	1	4983,6	–	–
Долото БИТ 155,6 ВТ 613	шт	5504,6	–	–	–	–	–	–	–	–	1	5504,6
Калибратор 2-КА 385,0 МС	шт	871,56	–	–	1	871,56	–	–	–	–	–	–
Калибратор 1-КС 292,0 С	шт	550,46	–	–	–	–	2	1100,92	–	–	–	–
Калибратор 1-КА 215,9 С	шт	412,84	–	–	–	–	–	–	1	412,84	–	–
Калибратор КС-155,6 С	шт	275,23	–	–	–	–	–	–	–	–	1	275,23
Итого затрат на бурение по этапам	–	–	–	8082,24	–	8531,78	–	15778,89	–	18363,26	–	43373,00
Итого затрат на бурение	96973,2											

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	0,50	69,10	1,05	145,10	1,25	172,74	1,89	261,18
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	20,73	–	43,53	–	51,82	–	78,35

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	0,50	7,20	1,05	15,12	1,25	18,00	1,89	27,22
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	2,16	–	4,54	–	5,40	–	8,16
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,50	126,43	1,05	265,50	1,25	316,08	1,89	477,91
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	1443,00	0,50	11,43	1,05	24,00	1,25	28,58	1,89	43,21
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки тампонажного раствора	сут	22,86	0,50	11,43	1,05	24,00	1,25	28,58	1,89	43,21
Эксплуатация ДВС,	сут	10,90	0,50	5,45	1,05	11,45	1,25	13,63	1,89	20,60
Плата за подключенную мощность	кВт/ сут	149,48	0,50	74,74	1,05	156,95	1,25	186,85	1,89	282,52
Эксплуатация спецтранспорта	сут	177,60	0,50	88,80	1,05	186,48	1,25	222,00	1,89	335,66
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 323,9x10 Д	т	344,38	5,325	1833,82	–	–	–	–	–	–
Обсадные трубы 244,5x8,5 Д	т	344,38	–	–	50,616	17431,14	–	–	–	–
Обсадные трубы 245x8,9 Д	т	345,38	–	–	–	–	93,24	32203,23	–	–
Обсадные трубы 177,8x8 Е	т	399,1	–	–	–	–	–	–	91,44	36494,90
Обсадные трубы 127x10,5 Л	т	431,2	–	–	–	–	–	–	20,44	8813,73
БКМ-426	шт	142,57	1	142,57	–	–	–	–	–	–
ЦКОДМ-426	шт	398,94	1	398,94	–	–	–	–	–	–
ПЦ-426/490	шт	31,6	6	189,60	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-426	шт	70,45	1	70,45	–	–	–	–	–	–
БКМ-324	шт	74,77	–	–	1	74,77	–	–	–	–
ЦКОДМ-324	шт	142	–	–	1	142,00	–	–	–	–
ЦТГМ-324/394	шт	35	–	–	21	735,00	–	–	–	–
ПЦ-324/394	шт	31,6	–	–	5	158,00	–	–	–	–
ПРП-Ц-324	шт	35,4	–	–	1	35,40	–	–	–	–

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
БКМ-245	шт	56,93	–	–	–	–	1,00	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	–	–	–	–	23	584,20	–	–
ПРП-Ц-245	шт	26,14	–	–	–	–	1	26,14	–	–
БКП-Вр-140	шт	80,7	–	–	–	–	–	–	1	80,70
ЦКОДУ-140	шт	63	–	–	–	–	–	–	1	63,00
Муфта гидравлическая (ГРП) МГ-139,7	шт	807,34	–	–	–	–	–	–	5	4036,70
Набухающий пакер Б-П-НК 140	шт	359,63	–	–	–	–	–	–	10	3596,30
ПЦ-2-140/216	шт	16,7	–	–	–	–	–	–	97	1619,90
Переводник П 168/140	шт	18,8	–	–	–	–	–	–	1	18,80
ПГМЦ1.168	шт	5271,33	–	–	–	–	–	–	1	5271,33
ЦТГ-168/216	шт	20,16	–	–	–	–	–	–	46	927,36
ПЦ-2-168/216	шт	20,16	–	–	–	–	–	–	5	100,80
ПРП-Ц-Н 168	шт	17,7	–	–	–	–	–	–	1	17,70
ПРП-Ц-В 168	шт	9,84	–	–	–	–	–	–	1	9,84
МБП-СМ	кг	0,69	547,94	378,0786	410,268	283,0849	236,58	163,2402	138,27	95,4063
МБП-МВ	кг	0,98	469,66	460,2668	351,66	344,6268	202,78	198,7244	118,52	116,1496
ПЦТ - П - 50	т	28,9	7,64	220,796	9,9	286,11	–	–	–	–
ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	т	27	–	–	31,68	855,36	–	–	–	–
ПЦТ - П - 100	т	30,6	–	–	–	–	5,79	177,174	6,44	197,064
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	28,44	–	–	–	–	30,75	874,53	25,55	726,642
НТФ	кг	1,17	2,44	2,85	21,01	24,58	19,17	22,4289	16,45	19,2465
Итого затрат на крепление по этапам	–	–	–	4103,41	–	21222,74	–	36085,08	–	63740,37
Итого затрат на крепление						125151,6				

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	59 123	12 888 920
Рекультивация перед планировкой	13 348	2 909 867
Итого		15 798 787
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	140 112	30 544 416
Разборка и демонтаж	12 084	2 634 312
Итого		33 178 728
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	96 973,2	20 520 159
Крепление скважины	125 151,6	27 283 049
Итого		47 803 208
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	35 333	7 702 562
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	28 008	6 105 635
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)	12 132	2 644 786
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	898,67	195 910
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 610	6 672 980
Итого		9 513 676
Итого прямых затрат		120 102 596
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)	137 732,3	30 025 649
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)	48 260,3	10 508 977
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	73 556,57	16 035 333
Транспортировка буровых бригад	5 341	1 164 338
Сооружение водяной скважины	4 636,3	1 010 709
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)	1 473,7	321 274
Итого		18 531 654
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)	41 093,78	8 958 444

Продолжение таблицы В.4

1	2	3
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		188 127 320
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		225 752 784

Приложение Г

Защита атмосферы

Таблица Г.1 – Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ.

Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2020 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	0,000008	0,0000001	0,000008
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% SiO2	0,0249122	0,054976	0,0249122	0,054976

ГЕОЛОГО – ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием глубиной 4639 м

Месторождение:
Образдованье:
Буровая установка: БУ 4,000/250 ЭК-5МЧ
Лебедка: ЛБУ – 1200
Талева система: 5х6
Рапор: 3 – 560
Насосы: УНБ-180, 4АН-700

Глубина, м	Стратиграфия	Литологическое описание пород	Температура	Отверстие	Интервалы возможных осложнений	Конструкция скважины			Техническая часть						
						Диаметр	Глубина	Длина	8	9	10	11	12	13	Примечание
1	Свита	Чемберлинские отложения	-5			323,9 мм	24,5 мм	177,8 мм	227 мм	Волгабурмаш 393,7 GRDP135	-	8	60	22,5	
100	Тонкая		0						БИТ 295,3 В 616 УМ38	МВР-240Т	5	130	23,33		
200	Кампирская		-2												
300	Тонкая														
400	Тонкая														
500	Тонкая														
600	Тонкая														
700	Тонкая														
800	Тонкая														
900	Тонкая														
1000	Тонкая														
1100	Тонкая														
1200	Тонкая														
1300	Тонкая														
1400	Тонкая														
1500	Тонкая														
1600	Тонкая														
1700	Тонкая														
1800	Тонкая														
1900	Тонкая														
2000	Тонкая														
2100	Тонкая														
2200	Тонкая														
2300	Тонкая														
2400	Тонкая														
2500	Тонкая														
2600	Тонкая														
2700	Тонкая														
2800	Тонкая														
2900	Тонкая														
3000	Тонкая														
3100	Тонкая														
3200	Тонкая														
3300	Тонкая														
3400	Тонкая														
3500	Тонкая														
3600	Тонкая														
3700	Тонкая														
3800	Тонкая														
3900	Тонкая														