

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное
 учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
 Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства- эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 3135 метров на нефтяном месторождении Томской области»

УДК 622.323: 622.24-049.32(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Хохлов Алексей Леонидович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Бурение нефтяных и газовых скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2017г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное
 учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
 Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой
 _____ Ковалев А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б3В	Хохлов Алексей Леонидович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства- эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 3135 метров на нефтяном месторождении Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геологические условия бурения Особые условия бурения: – Интервал отбора керна: – Тип профиля: наклонно-направленный Глубина по вертикали: 2500 метров Отход / длина горизонтального участка ствола: отход от устья скважины на точку входа в горизонт (Т2) 700 м/500 м Способ цементирования: прямой одноступенчатый Требования к специальной части: разработать мероприятия по минимизации объемов буровых сточных вод и загрязняющего воздействия бурового раствора на окружающую среду. Дополнительные данные представлены в Прил. Е
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 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 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

	<p>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</p> <p>2.3. Углубление скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины</p> <p>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</p> <p>2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов</p> <p>2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей</p> <p>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины</p> <p>2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси</p> <p>2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин</p> <p>2.5. Выбор буровой установки</p>
Перечень графического материала	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд)</p> <p>2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Татьяна Святославовна, к.х.н., старший преподаватель кафедры экономики
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна, к.т.н., инженер лаборатории радиационной спектроскопии

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	6 февраля 2017 года
---	---------------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Хохлов Алексей Леонидович		



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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Хохлову Алексею Леонидовичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	131504 «Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>Организационная структура управления организацией Линейный календарный график выполнения работ Нормативная карта</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н		07.03.2017г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Хохлов Алексей Леонидович		07.03.2017г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Хохлову Алексею Леонидовичу

Институт	ИПР	Кафедра	Бурение нефтяных и газовых скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: проект реконструкции добывающей скважины методом резки бокового ствола на месторождении Томской области
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; действие фактора на организм человека; приведения допустимых норм с необходимой размерностью ; предлагаемые средства защиты. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: механические опасности (источники, средства защиты); термические опасности (источники, средства защиты); электробезопасность (источники, средства защиты).	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -повышенный уровень вибрации; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; -необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -поражение электрическим током; -возникновение пожаров; -необходимые средства защиты от опасных факторов.
2. Экологическая безопасность анализ воздействия объекта на атмосферу; анализ воздействия объекта на гидросферу; анализ воздействия объекта на литосферу; разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	2. Экологическая безопасность анализ воздействия объекта на атмосферу; анализ воздействия объекта на гидросферу; анализ воздействия объекта на литосферу; решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; перечень возможных ЧС на объекте; выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.03.2017
--	------------

Задание выдал консультант:

Группа	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		28.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Хохлов Алексей Леонидович		28.03.2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы: выпускная квалификационная работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 мая 2017 года	1. Геологическая и технологическая части	65
1 июня 2017 года	2. Специальная часть и графические приложения	30
5 июня 2016 года	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Бурения скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 106 с., 24 рис., 28 табл., 39 литературных источников, 9 прил.

Ключевые слова: зарезка, бурение, скважина, газоконденсат, ВЗД, эластомер, буровой раствор.

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение Томской области.

Цель работы – проектирование реконструкции добывающей скважины глубиной 2250 метров методом зарезки бокового ствола на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.

В процессе работы был составлен технологический проект на реконструкцию добывающей скважины глубиной 2250 метров методом зарезки бокового ствола на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области, а также проводились исследования влияния концентраций полианионной целлюлозы и порошка бентонитового марки Б на скорость износа эластомера.

В результате исследования была выявлена закономерность уменьшения времени износа образца эластомера, изготовленного из резины ИРП-1226, при увеличении концентрации ПАЦ, а также установлено, что концентрация глины практически не оказывает влияние на его срок службы.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработан боковой ствол, представляющий наклонно-направленную скважину с горизонтальным участком ствола, имеющую диаметр обсадной колонны составляет 114 мм и диаметр скважины 142,9 мм.

В будущем планируется продолжить научное исследование на тему поведению эластомера ВЗД при его изнашивании в щелочной среде, а также влияние на его срок службы триботехнических свойств и содержание твердой фазы в буровом растворе.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

– **газонефтеводопроявление:** Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

– **скважина:** Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

– **эластомер:** Обкладка статора винтового забойного двигателя, изготовленная из резины марки ИРП – 1226.

– **нефтегазодоносность:** Содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.

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

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- ДРУ – двигатель с регулятором угла;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- БТ – бурильные трубы;
- ПХЦЗ- подвеска хвостовика цементируемая защищенная;
- ПГМЦ- пакер гидравлический для манжетного цементирования;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ИРП – резиновая смесь с повышенной износостойкостью.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то есть; т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - свыше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

При многократном упоминании устойчивых словосочетаний могут быть дополнительно установлены сокращения, применяемые только в данном тексте.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). Система стандартов безопасности труда; ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

Оглавление

Введение	15
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	15
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	16
1.2. Геологические условия бурения	16
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	16
1.4. Зоны возможных осложнений	16
1.5. Исследовательские работы	17
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	18
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	18
2.2. Обоснование конструкции скважины.....	20
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	20
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений	21
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуск	22
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	22
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	22
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважин	22
2.3. Углубление скважины.....	23
2.3.1. Выбор способа бурения	23
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	23
2.3.4. Расчет частоты вращения долота	24
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	25
2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора	26
2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	28
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	34
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины	37
2.4. Проектирование процессов закачивания скважин	38
2.4.1. Расчет обсадных колонн	38
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	38
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	41
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	44
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	44
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	44
2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов	45
2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости	45
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины.....	45
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования.....	46
2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси	45
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	47
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	48
2.5. Выбор буровой установки	50
3. Специальная часть	52
3.1. Актуальность проблемы	52
3.2. Методика эксперимента.....	55
3.3. Результаты исследований	59
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	63
4.1. Основные направления деятельности и организационная структура	63
4.1.1. Основные направления деятельности предприятия АО «ССК»	63
4.1.2. Организационная структура предприятия	63
4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	64
4.2.1. Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	64

4.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения	68
4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ.....	68
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	69
5. Социальная ответственность при реконструкции добывающей скважины методом резки бокового ствола на месторождении Томской области	72
5.1 Производственная безопасность	72
5.1.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды.....	73
5.1.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды.....	76
5.2 Экологическая безопасность	79
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	82
5.5. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.....	83
Заключение.....	84
Список публикаций студента	84
Список использованных источников	84
Приложение А Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	90
Приложение Б Геологические условия бурения	91
Приложение В Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	95
Приложение Г Зоны возможных осложнений	96
Приложение Д Исследовательские работы.....	97
Приложение Е	98
Приложение Ж.....	99
Приложение И.....	105
Приложение К.....	106

Введение

Бурение нефтяных и газовых скважин является важным элементом в жизни человека в настоящее время. Добываемые нефть и газ- важнейшие энергетические ресурсы, занимающие лидирующие позиции в мировой энергетике.

Процесс строительства скважины является основным этапом в процессе добычи нефти и газа. Конечный объем добываемого пластового флюида напрямую зависит от качества строительства скважины. Под скважиной понимают цилиндрическую горную выработку, глубина которой во много раз больше ее диаметра, пробуренную с поверхности земли без доступа человека. С каждым годом строительство скважины становится более сложным и затратным процессом, позволяющим осуществлять добычу трудноизвлекаемых пластовых флюидов. Для обеспечения экономической рентабельности разработки месторождения необходимо четкое понимание геологии, на основании которой будет планироваться промысловая деятельность.

Процесс строительства скважины включает в себя совокупность различных операций, таких как подготовка площадки для окончательного монтажа, бурение скважины, вскрытие продуктивного пласта, цементирование скважины, испытания и освоение, демонтаж оборудования. Качественное завершение каждого процесса зависит от верного проектирования техники и технологий строительства скважины, которое позволяет избежать аварии и осложнения в процессе строительства.

В данной выпускной квалификационной работе представлено проектирование реконструкции добывающей скважины глубиной 2250 метров методом резки бокового ствола на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.

Проект включает в себя принятие решений во всех основных сферах проектирования, входящих в процесс строительства скважины: технической и технологической, охраны окружающей среды и экономической.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Обзорная карта района работ представлена в приложении А.

1.2 Геологические условия бурения

Геологические условия бурения представлены в приложении Б.

Краткая характеристика геологических условий бурения:

Интервал 1480-2504 представлен глинистыми породами и песчаниками. Высокие забойные температуры отсутствуют. Несовместимые условия бурения отсутствуют, согласно значениям градиентов давлений гидроразрыва и пластового. Во избежание различных осложнений в процессе бурения необходимо не допустить разбухание глинистых пород, поэтому проектируется использование ингибированного раствора.

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Нефтегазоводоносность по разрезу скважины представлена в приложении В.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов:

Разрез представлен 3 нефтеносными, одним газоносным и 2 водоносными пластами. Скважина реконструируется путем зарезки бокового ствола для эксплуатации газоносного пласта в интервале 2495-2500м.

1.4. Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении Г.

Краткая характеристика возможных осложнений.

В разрезе представлены различные интервалы, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. В интервале 2000-2200м возможно наибольшее количество осложнений, таких как частичное поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважин, нефтеводопроявления, прихватоопасность, текучесть пород. Поэтому

необходимо спроектировать буровой раствор с необходимыми свойствами (плотность, вязкость, водоотдача), осуществлять их контроль в процессе бурения, а также исключить длительные простои необсаженного ствола скважины, осуществлять проработку ствола скважины и бурение с высокой механической скоростью.

В интервале 2495-2500 возможно газопроявление, следует контролировать значение плотности для качественного создания противодавления на пласт. Заколонные перетоки по пластам Б₁₀, Б₁₁, Б₁₂ послужили причиной реконструкции скважины.

1.5. Исследовательские работы

Геофизические исследования представлены в приложении Д.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Данные по профиль наклонно-направленной скважины представлены в Таблице 1.

Таблица 1- Данные по профиль наклонно-направленной скважины

Тип профиля											
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м	2500			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м					-		
Глубина вертикального участка скважины, м	1500			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град					-		
Отход скважины, м	1200			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м					-		
Длина интервала бурения по пласту, м	500			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м					-		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце участка набора угла, град					-		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					-		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	-			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					85		
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	1500	1530	30	0	1,39	1,39	2,5	2,5	1500	1530,03	30,03
2	1530	1800	270	1,39	80,08	78,69	2,5	30	1530,03	1813,98	283,95
3	1800	2250	450	80,08	339,89	259,81	30	30	1813,98	2333,60	519,62
4	2250	2420	170	339,89	516,24	176,35	30	62,1	2333,6	2581,78	248,18
5	2420	2466,79	46,79	516,24	604,62	88,38	62,1	62,1	2581,78	2681,78	100

Продолжение таблицы 1

6	2466,79	2495	28,21	604,62	700,15	95,53	62,1	85	2681,78	2782,05	100,27
7	2495	2500	5	700,15	814,67	114,52	85	90	2782,05	2896,72	114,67
8	2500	2500	0	814,67	1200	385,33	90	90	2896,72	3282,05	385,33
Итого	Σ		1000	Σ		1200					

Профиль бокового ствола состоит из восьми интервалов: стабилизация, набор, стабилизация, набор, стабилизация, набор, набор, стабилизация.

Профиль представлен на Рисунке 1.

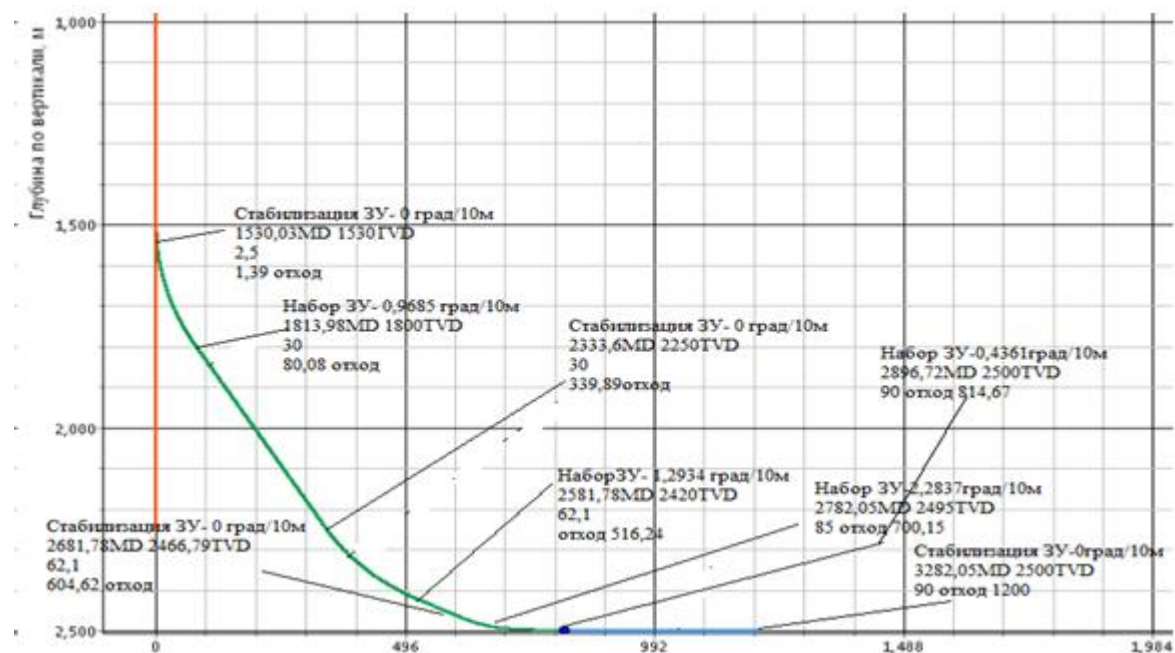


Рисунок 1- Профиль скважин

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта. Согласно геологическим данным тип коллектора поровый, литологически неоднородный, неоднородным по проницаемости, однородный по типу флюида, неустойчивый. Выбираем конструкцию забоя открытого типа. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

Для предотвращения выноса песка выберем фильтр скважинный проволочный щелевой – ФСПЩ. Подвеска хвостовика цементируемая защищенная ПХЦЗ 114/168. Для манжетного цементирования используем пакер гидравлический ПГМЦБ. 114.

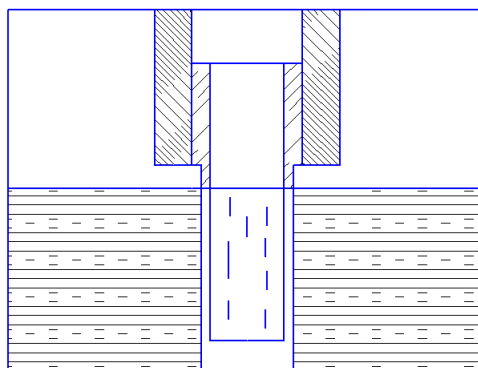


Рисунок 2- Конструкция забоя

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен в Таблице 2.

Таблица 2 График совмещенных давлений

Н, м	Давление		Индекс графического подразделения	Градиенты давлений		Градиент давления, Мпа/10м		Минимальная плотность бур. раствора кг/м ³	Схема конструкции скважины
	Пластовое, МПа	Гидроразрыва, МПа		Пл	ГР	пластового	гидроразрыва		
1500			K1k			0,1	0,18	1075	
2060	20,66	34,9				0,101	0,177		
2200	22	34,38	K1/r			0,101	0,177		
2385	23,94	42,53	K1/k			0,102	0,17		
2500	25,1	44,4	J3/bg-J3/vs			0,103	0,16		

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуск

Материнский ствол состоит из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны. Глубины спуска (по вертикали/ по стволу):

Направление 54/54,м

Кондуктор 622/622,м

Эксплуатационная колонна 2250/2250,м

Точка резки бокового ствола 1500м. Глубина спуска хвостовика 2500/3282м.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0– 54 м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 622 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 0 – 2250 м

Согласно правилам безопасности подвесное и герметизирующее устройство должно устанавливаться выше точки резки на 250 м для газовых скважин. Интервал цементирования бокового ствола: 1250-2495 м.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в Таблице 3.

Таблица 3- Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	324	-
Кондуктор	245	-
ЭК	168	-
Хвостовик	114	142,9

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважин

Величина максимального устьевого давления составляет 21,13 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5-180/80х35 (180 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа).

Также выбирается колонная головка- ОКК1-35-168×245 [2].

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Для бурения скважины под боковой ствол будет использован способ бурения с применением винтового забойного двигателя.

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства бокового ствола выбрано долото типа PDC, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии компании «UNITOOLS». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 4 [11].

Таблица 4- Долото для строительства проектируемой скважины

Интервал		1500-2500
Шифр долота		TM613N6
Тип долота		PDC
Диаметр долота, мм		142,9
Тип горных пород		средние, твердые
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-88
	API	3 1/2 Reg
Длина, м		0,2543
Масса, кг		17,5
G, тс	Рекомендуемая	0,5-6,4
	Предельная	8
n, об/мин	Рекомендуемая	50-250
	Предельная	310

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета [1]. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 5.

Таблица 5- Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	1500-2425	2425-2500
Исходные данные		
α	1	1
$R_{ш},$ кгс/см ²	2282,7	8600
$D_{д},$ см	14,29	14,29
η	1	1
$\delta,$ см	1,5	1,5
$q,$ кН/мм	350кг/см	350кг/см
$G_{пред},$ тс	8	8
Результаты проектирования		
$G_1,$ тс	2,67	8
$G_2,$ тс	5	5
$G_3,$ тс	6,4	6,4
$G_{проект},$ тс	5	6,4

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

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

В таблице 6 представлены данные о проектировании частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения скважины.

Таблица 6 - Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	1500-2425	2425-2500
Исходные данные		
$V_{д},$ м/с	1,2	1
$D_{д}$	м	0,1429
	мм	142,9
$\tau,$ мс	-	-
Z	-	-
α	-	-

Продолжение Таблицы 6

Результаты проектирования		
n_1 , об/мин	160	134
n_2 , об/мин	-	-
n_3 , об/мин	-	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин	160	134

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала 1500-2500м выберем гидравлический винтовой забойный двигатель с регулятором угла ДР-120, выбранный двигатель отвечает требованиям по диаметру, а также позволяет бурить как вертикальные, так и наклонно-направленные скважины, подходит по максимальному рабочему моменту [10].

В таблице 7 приведены результаты проектирования параметров забойного двигателя для бурения бокового ствола.

Технические характеристики запроектированного забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 7- Проектирование частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		1500-2425	1500-2425
Исходные данные			
D_d	м	0,1429	0,1429
	мм	142,9	142,9
G_{oc} , тс		5	6,4
Q , Н*м/кН		1,5	1,5
Результаты проектирования			
$D_{зд}$, мм		114,35-128,6	114,35-128,6
M_p , Н*м		1003	1265
M_o , Н*м		71,45	71,45
$M_{уд}$, Н*м/кН		18,65	18,65

Таблица 8-Технические характеристики запроектированного забойного двигателя

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
др-120	1500-2500	120	5,5	400	10-20	132-264	4,2-6	120

2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 9 и 10.

Таблица 9- Проектирование частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	1500-2425	2425-2500
Исходные данные		
$D_{дз}$, м	0,1429	0,1429
K	0,3	0,3
K_k	1,15	1,25
$V_{кр2}$, м/с	0,1	0,1
$V_{м2}$, м/с	0,0041	0,0041

Продолжение Таблицы 9

$d_{\text{бт}}, \text{ м}$	0,089	0,089
$d_{\text{мах}}, \text{ м}$	0,12	0,12
$d_{\text{нмах}}, \text{ м}$	0,089	0,089
n	6	6
$V_{\text{кпмин}}, \text{ м/с}$	0,5	0,5
$V_{\text{кпмах}}, \text{ м/с}$	1,5	1,5
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	0,02	0,02
$\rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	1,075	1,075
$\rho_{\text{п}}, \text{ г/см}^3$	2,58	2,7
Результаты проектирования		
$Q_1, \text{ л/с}$	4,8	4,8
$Q_2, \text{ л/с}$	6,23	6,7
$Q_3, \text{ л/с}$	11,65	13,1
$Q_4, \text{ л/с}$	6,42	6,9
$Q_5, \text{ л/с}$	30,1	30,1
$Q_6, \text{ л/с}$	10-20	10-20
Дополнительны расчеты		
$Q_{\text{табл}}, \text{ л/с}$	10-20	10-20
$\rho_{\text{табл}}, \text{ кг/м}^3$	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}, \text{ кг/м}^3$	1075	1075
$M, \text{ Н*м}$	1003	1265
$M_{\text{табл}}, \text{ Н*м}$	6000	6000
m	1	1
n	0,9	0,9
$Q_{\text{н}}, \text{ л/с}$	11	11
$Q_{\text{пров1}}, \text{ л/с}$	7,9	8,6
$Q_{\text{пров2}}, \text{ л/с}$	10	10

Таблица 10- Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	1500-2425	2425-2500
Исходные данные		
$Q_1, \text{ л/с}$	4,8	4,8
$Q_2, \text{ л/с}$	6,23	6,7
$Q_3, \text{ л/с}$	11,65	13,1
$Q_4, \text{ л/с}$	6,42	6,9
$Q_5, \text{ л/с}$	30,1	30,1
$Q_6, \text{ л/с}$	10-20	10-20

Продолжение Таблицы 10

Области допустимого расхода бурового раствора		
ΔQ , л/с	10-11	10-13
Запроектированные значения расхода бурового раствора		
Q, л/с	10	10

2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В таблице 11 представлено проектирование бурильной колонны для интервала бурения бокового ствола.

Таблица 11 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения бокового ствола

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ	121	16	1040
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПН- 89х9,4	89	624	11444,16
2	ПН- 89х9,4	89	2198	40310,8
ТБТ				
1	ТБТ-89	89	192	9312
2	ТБТ-89	89	240	11640

Ниже представлен расчет бурильной колонны при бурении с использованием гидравлического забойного двигателя ствола скважины под боковой ствол. Расчет производится для момента отрыва долота от забоя при циркуляции бурового раствора [4].

Осевое гидравлическое усилие на корпусе забойного двигателя:

$$F_{зд} = P_{зд} \cdot F_{П} = 4500000 \cdot 0,00386 = 17367,5H$$

Длина УБТ вместе с ТБТ и ясом :

$$L_{УБТ} = 452,3м$$

Длина колонны бурильных труб:

$$l_{BT} = 2822 \text{ м}$$

Сила тяжести УБТ рассчитывается совместно с ТБТ и ясом :

$$G_{УБТ} = q_{УБТ} \cdot l_{УБТ} + q_{ТБТ} \cdot l_{ТБТ} + G_{ЯС} = 22212 \text{ кгс}$$

Сила тяжести бурильных труб:

$$G_{BT} = q_{BT} \cdot l_{BT} = 18,34 \cdot 2822 = 51775,8 \text{ кгс}$$

Забойное давление в нижнем сечении бурильных труб:

$$P_{заб} = \rho \cdot g \cdot (L - L_{УБТ} \cdot \cos \alpha) = 26,36 \text{ МПа}$$

Выталкивающая сила, действующая на бурильные трубы в продольном направлении:

$$F_A = P_{заб} \cdot F = 26364375 \cdot 0,00234 = 61895,96 \text{ Н}$$

Коэффициенты трения при поступательном движении труб:

В открытом стволе – $f_3=0,4$

Внутри обсадной колонны – $f_2=0,2$

Продольные усилия в нижнем сечении бурильных труб:

$$k_A = 1 - \frac{\rho}{\rho_M} = 1 - \frac{1075}{7850} = 0,86$$

$$F_{тр.КНБК} = f_3 \cdot g \cdot (G_{УБТ} + G_{ЗД}) \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 4876,75 \text{ Н}$$

$$N(l_{BT}) = (G_{УБТ} + G_{ЗД}) \cdot g \cdot k_A \cdot \cos \alpha + F_{тр.КНБК} + F_{ЗД} - F_A = -39651,6 \text{ Н}$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на четвертом участке стабилизации:

$$F_{n8} = [q(l_{III} - l_{УБТ}) + G_{УБТ} + G_{ЗД}] \cdot g \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 69489,2 \text{ Н}$$

Суммарная сила трения на четвертом участке стабилизации:

$$F_{тр8} = f_3 \cdot F_{n8} = 27795,68 \text{ Н}$$

Продольные усилия в начале четвертого участка стабилизации:

$$N_8 = N(l_{BT}) + q(l_{III} - l_{УБТ}) \cdot g \cdot \cos \alpha + F_{тр8} - F_{тр.КНБК} = -16732,32 \text{ Н}$$

Поперечная прижимающая сила на четвертом участке набора зенитного угла:

$$F_{n7} = q \cdot R \cdot [2(1 - \cos \Delta\alpha) - \Delta\alpha \cdot \sin \Delta\alpha] - N_8 \Delta\alpha = 1461,34H$$

Сила трения на четвертом участке набора зенитного угла:

$$F_{mp7} = f_3 \cdot F_7 = 584,5H$$

Продольное усилие в сечении изгиба на участке набора зенитного угла:

$$N_7 = N_8 + q \cdot h \cdot g + F_{mp7} = -15248,6H$$

Поперечная прижимающая сила на третьем участке набора зенитного угла:

$$F_{n6} = q \cdot R \cdot [2(1 - \cos \Delta\alpha) - \Delta\alpha \cdot \sin \Delta\alpha] - N_7 \Delta\alpha = 6189,55H$$

Сила трения на третьем участке набора зенитного угла:

$$F_{mp6} = f_3 \cdot F_6 = 2475,82H$$

Продольное усилие в сечении изгиба на участке набора зенитного угла:

$$N_6(H) = N_7 + q \cdot h \cdot g + F_{mp6} = -11873,3H$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на третьем участке стабилизации:

$$F_{n5} = [q(l_{III} - l_{ТБТ}) + G_{ТБТ}] \cdot g \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 25909,15H$$

Суммарная сила трения на третьем участке стабилизации:

$$F_{mp5} = f_3 \cdot F_{n5} = 10363,6H$$

Продольные усилия в начале третьего участка стабилизации:

$$N_5 = N(6) + (q(l_{III} - l_{ТБТ}) + G_{ТБТ}) \cdot g \cdot \cos \alpha + F_{mp5} = 14385,3H$$

Поперечная прижимающая сила на втором участке набора зенитного угла:

$$F_{n4} = q \cdot R \cdot [2(1 - \cos \Delta\alpha) - \Delta\alpha \cdot \sin \Delta\alpha] - N_5 \Delta\alpha = -6364,75$$

Сила трения на втором участке набора зенитного угла:

$$F_{mp4} = f_3 \cdot F_{n4} = 2545,9H$$

Продольное усилие в сечении изгиба на участке набора зенитного угла:

$$N_4 = N_5 + q \cdot h \cdot g + F_{mp4} = 97814,66H$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на втором участке стабилизации:

$$F_{n3} = [q \cdot l_{\sigma m} + q \cdot l_{m\sigma m}] \cdot g \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 57578,9H$$

Суммарная сила трения на втором участке стабилизации:

$$F_{mp3} = f_3 \cdot F_{n3} = 23031,55H$$

Продольные усилия в начале второго участка стабилизации:

$$N_3 = N_4 + (q \cdot l_{\sigma m} + q \cdot l_{m\sigma m}) \cdot g \cdot \cos \alpha + F_{mp3} = 236400H$$

Поперечная прижимающая сила на первом участке набора зенитного угла:

$$F_{n2} = q \cdot R \cdot [2(1 - \cos \Delta \alpha) - \Delta \alpha \cdot \sin \Delta \alpha] - N_3 \Delta \alpha = -111300H$$

Сила трения на первом участке набора зенитного угла:

$$F_{mp2} = f_3 \cdot F_{n2} = 45200,12H$$

Продольное усилие в сечении изгиба на участке набора зенитного угла:

$$N_2 = N_3 + q \cdot h \cdot g + F_{mp2} = 330177,3H$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на первом участке стабилизации:

$$F_{n1} = [q \cdot l_{III}] \cdot g \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 203,2H$$

Суммарная сила трения на первом участке стабилизации:

$$F_{mp1} = f_3 \cdot F_{n1} = 81,27H$$

Продольные усилия в начале первого участка стабилизации:

$$N_1 = N_2 + (q \cdot l_{III}) \cdot g \cdot \cos \alpha + F_{mp1} = 335650,9H$$

Суммарное продольное усилие от веса бурильной колонны в жидкости:

$$G_{БК} = [(G_{3Д} + G_{ВБТ}) \cos \alpha_1 + q \cdot (L - L_{ВБТ} \cdot \cos \alpha_1)] \cdot k_A = 49354,8кгс$$

Суммарная сила трения на невертикальных участках профиля:

$$F_{mp} = 112078,56H$$

Продольное усилие в верхнем сечении колонны:

$$N(0) = g \cdot G_{БК} + F_{mp} + F_{3Д} = 613617,09H$$

Определение осевого момента инерции:

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) = 1,88 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$$

Определение изгибающего момента:

$$M_{II} = \frac{EI}{R} = 1574 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Определение напряжения изгиба:

$$\sigma_{II} = \frac{ED}{2R} = 37,2 \text{ МПа}$$

Определение нормальных напряжений:

в сечении изгиба -

$$\sigma(H) = \frac{N(H)}{F} + \sigma_{II} = 180,17 \text{ МПа}$$

в верхнем сечении –

$$\sigma(0) = \frac{N(0)}{F} = 261,37 \text{ МПа}$$

в верхнем сечении без учета КНБК –

$$\sigma_{БК}(0) = \frac{G_{БК}}{F} = 206,23 \text{ МПа}$$

Наиболее опасное сечение буровой колонны – верхнее сечение.

Установление коэффициента запаса статической прочности:

$$k_{cm} = 1,3$$

Требуемый предел текучести материала буровых труб:

в сечении изгиба –

$$\sigma_T(H) = k_{cm} \cdot \sigma(H) = 234,22 \text{ МПа}$$

в верхнем сечении –

$$\sigma_T(0) = k_{cm} \cdot \sigma(0) = 286478204 \text{ Па} = 339,78 \text{ МПа}$$

Требуемым пределам текучести материала буровых труб соответствуют буровые трубы с группой прочности материала Д.

Допускаемая растягивающая нагрузка в верхнем сечении:

$$[N(0)] = \sigma_T(0) \cdot F = 875180,15H$$

Допускаемое усилие для ликвидации прихвата:

$$\Delta G = [N(0)] - N(0) = 261563,06H$$

Запроектированные КНБК по интервалам бурения для бурения основного и бокового стволов представлены в таблице 12.

Таблица 12- КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	1500	3282	ТМ613Н6	17,5	0,2543	Бурение под хвостовик
			Забойный двигатель др-120	400	5,5	
			ПК-120	28	0,48	
			КОБ-120	43	0,652	
			НУБТ-121(телесистема Orienteer MWD)	1040	16	
			СБТ-89	11444,16	624	
			ТБТ-89	9312	192	
			П- 86/102	23	0,42	
			ЯГМ-110	220	4,3	
			П-102/86	20	0,42	
			ТБТ-89	11640	240	
			СБТ-89	40310,8	2198	
			Σ	74498,5	3282	
КНБК для резки бокового ствола методом вырезания окна в обсадной колонне						
1	1500	1517	КО-168 «Overhead Hydro»	340	3,433	Зарезка бокового ствола
2			Фреза стартово-оконная ФСО-144	37,0	0,68	
3			Фреза арбузообразная ФА-142	74,0	1,28	
4			П-102/88	24	0,43	
5			СБТ-89	27730,08	1512	

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

При бурении бокового ствола до кровли продуктивного пласта используем полимер-глинистый раствор, после биополимер-карбонатный буровой раствор. Полимерглинистый раствор обладает простотой приготовления и при этом низкой стоимостью.

Применение особого раствора при вскрытии продуктивного пласта обусловлено тем, что технология первичного вскрытия продуктивных пластов существенно влияет на последующую продуктивность скважин. Биополимер-карбонатный раствор является более дешевым чем РУО, имея при этом достаточно высокое качество первичного вскрытия пласта и защиты коллектора [3].

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает импортное и отечественное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 13. В таблице 14 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 3 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 13- Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	K	d, м	
от	до									
1500	3282	1,05	25,1	2500	9,81	1075	2542	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоот- дача, см ³ /30 мин	рН	Содер- жание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
1500	2782	1,075	≥11	≥28	23	8,6	8-9	до 0,5	40- 80	10-18
2782	3282	1,075	≥11	≥28	23	8,6	8-10	до 0,5	10- 35	12-20

Таблица 14- Описания компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
1500	2782	полимер-глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , ПАА, КМЦ, KCl, смазка
2782	3282	биополимер-карбонатный раствор Техническая вода, CaCO ₃ , DUO-VIS NS , REALUB L, Polypac R, NaOH

На рисунке 4 представлена схема очистки бурового раствора.

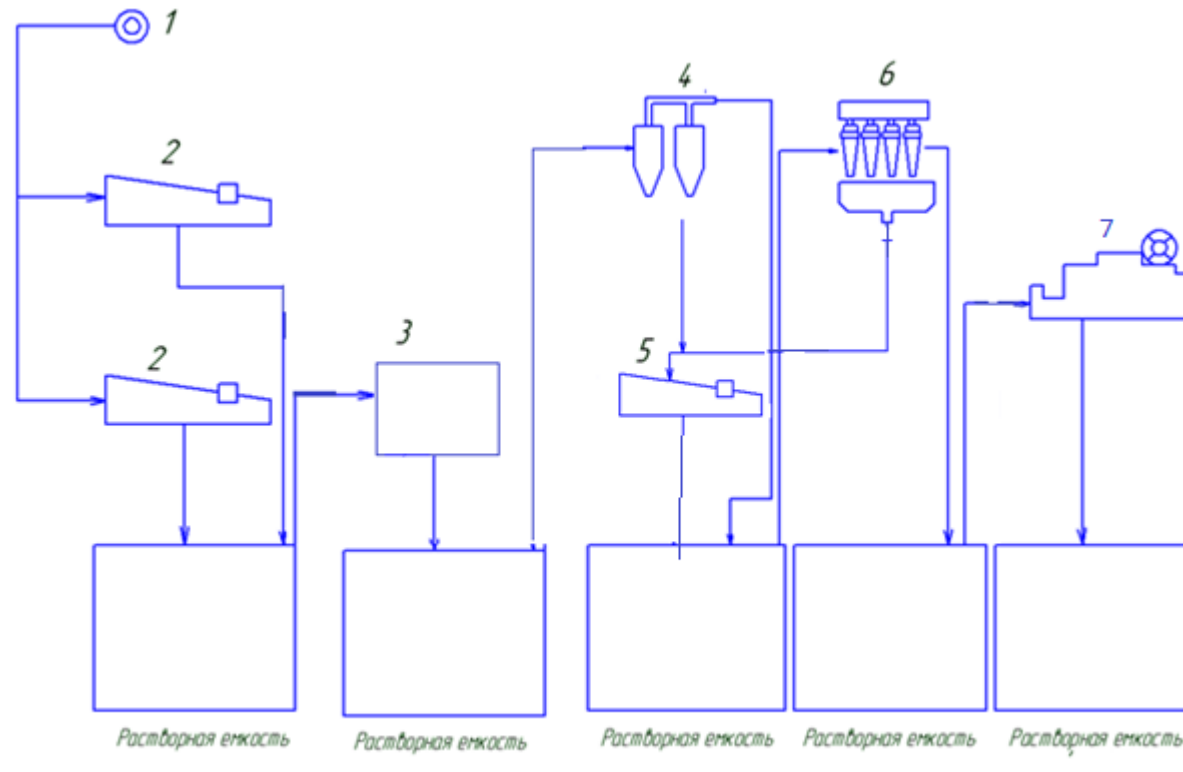


Рисунок 3 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – виброрито derrick FLC 503; 3- дегазатор VACU-FLO 1200 4 – пескоотделитель ПГ-60; 5– виброрито derrick FLC 503; 6 – илоотделитель ИГ-60М; 7 – центрифуга DE-1000 FHD Derrick

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблице 15.

Таблица 15- Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	$\rho_{п}$, кг/м ³
3282	0,1429	1,19	25,1	44,39	2542
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	$\eta_{п}$, Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,01	УНБ-600	0,0041	0,015	20	1075
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м	d_b , м		
ДР-120	0,120	5,5	-		
НУБТ 121	0,121	16	0,063		
СБТ-89	0,089	624	0,0702		
ТБТ -89	0,089	432	0,0572		
СБТ-89	0,089	2198	0,0702		

Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины представлены в таблице 16 [1].

Таблица 16- Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	φ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1246,7	0,99	0,17	0,6	0,75	0,018
$\Delta P_{г}$, МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d, мм	
0,44	10,11	130,3	0,000118	5,5	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Skп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
НУБТ 121	11497,7	3135,14	73	0,034	-
СБТ-89	18927,9	3522,4	178,2	0,7	0,0022
ТБТ -89	18927,9	3522,4	178,2	0,53	0,024
СБТ-89	18927,9	3522,4	178,2	0,82	0,0025
СБТ-89	14247,9	3814,75	93,8	2,76	0,08
ДР-120	11720,3	3145,9	76	0,012	-

Продолжение таблицы 16

Внутри труб				
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_T
НУБТ 121	14663,4	14483,9	0,0343	0,0048
СБТ-89	16343,7	12998,4	0,03436	0,1
ТБТ -89	13331,8	15952,6	0,03435	0,2
СБТ-89	16343,7	12988,4	0,03436	0,12
СБТ-89	16343,7	12988,4	0,03436	0,26

Буровой насос УНБ-600, D поршня 170мм, производительность 11 л/с, частота двойных ходов в минуту 20, предельное давление 14,5 МПа.

2.4. Проектирование процессов закачивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 17.

Таблица 17– Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости ρ_{prod} , кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр об}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1850
плотность газоконденсата $\rho_г$, кг/м ³	721	глубина скважины, м	2500
высота столба буферной жидкости и раствора h_1 , м	1250	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	70
высота цементного стакана h_{cm} , м	1,07	динамический уровень скважины h_d , м	1666

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (буферная жидкость не выходит до поверхности) для бокового ствола.

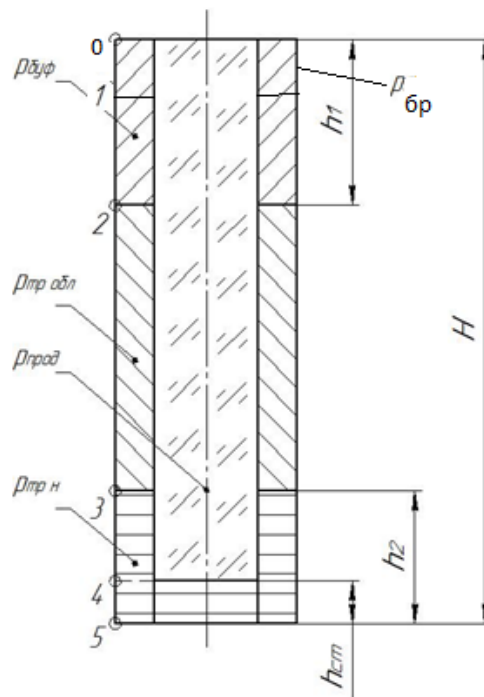


Рисунок 4- Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 18 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 18 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	0	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	251,46	1250	2425	2493,93	2495
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,18	0,67	6,43	7,01	7,01

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($P_{кз} = 5,9$ МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($P_2 = 14,7$ МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газоконденсатной скважины.

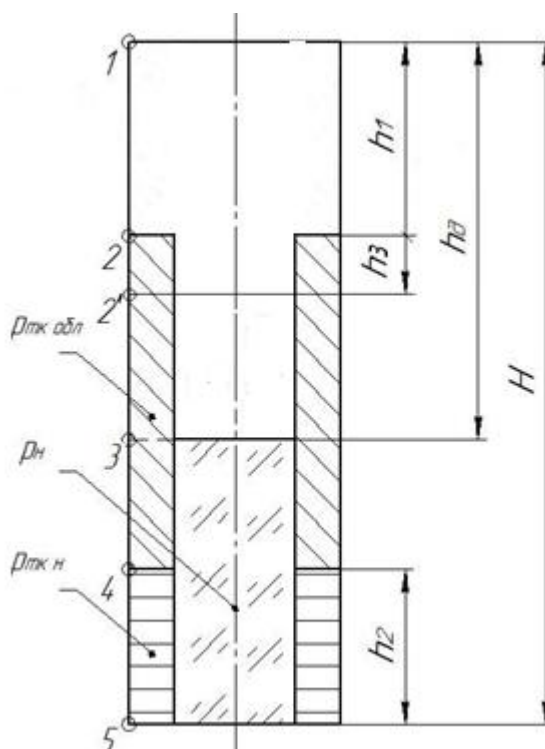


Рисунок 5- Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газоконденсатной скважины

В таблице 19 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 19 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации

Номер точки	1	2	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	1250	1500	1666	2425	2495
Наружное избыточное давление, МПа	0	13,79	19,31	21,15	24,15	24,6

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 6.

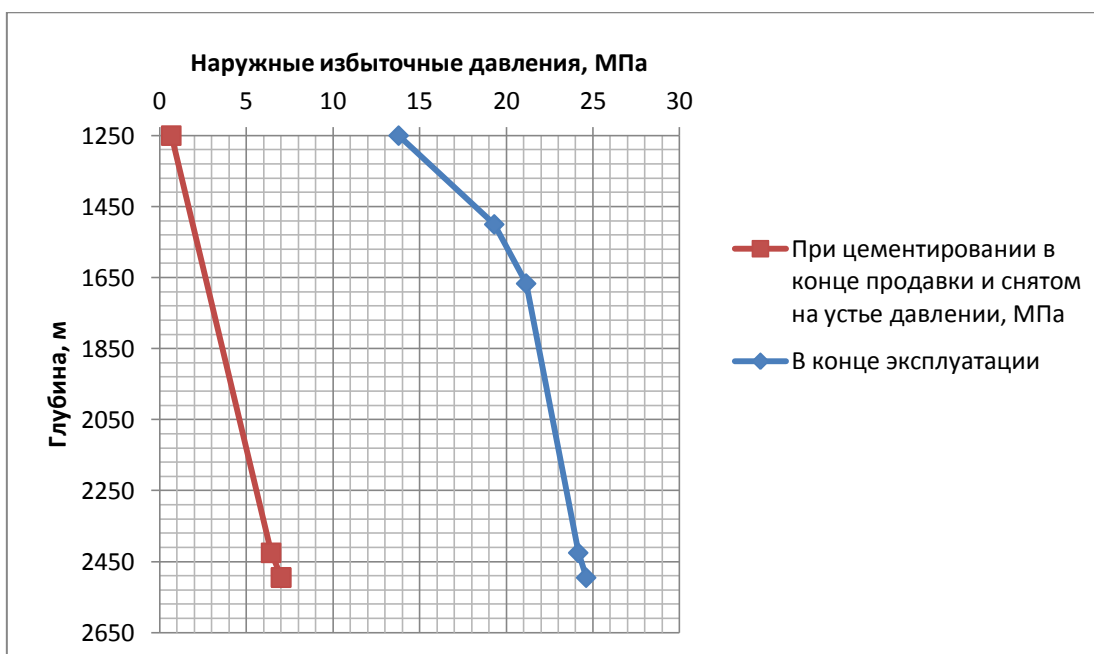


Рисунок 6- Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения для хвостовика.

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 15,87 МПа.

В таблице 18 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

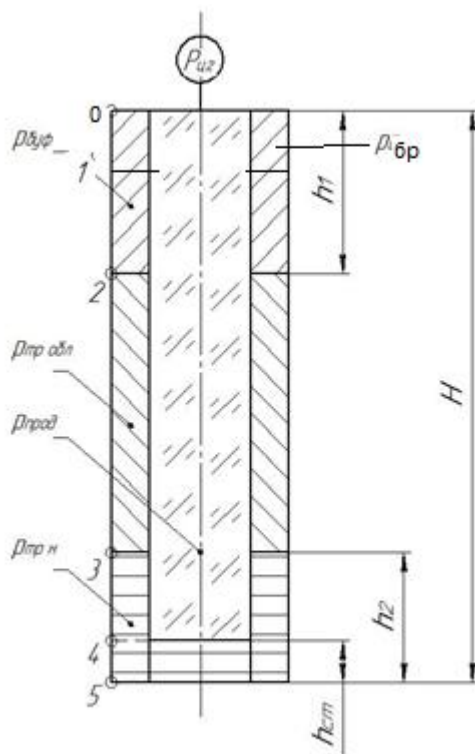


Рисунок 7- Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 18- Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	0	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	251,46	1250	2425	2493,93	2495
Внутреннее избыточное давление, МПа	15,87	15,69	15,2	9,4	8,86	8,86

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке бокового ствола.

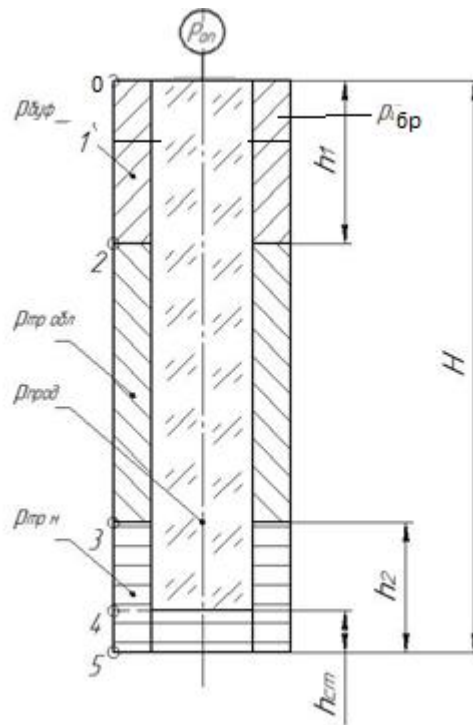


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 23,28 МПа.

В таблице 19 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 19 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	0	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	251,46	1250	2425	2493,93	2495
Внутреннее избыточное давление, МПа	23,28	23,1	22,6	22,17	20,9	20,9

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 9.

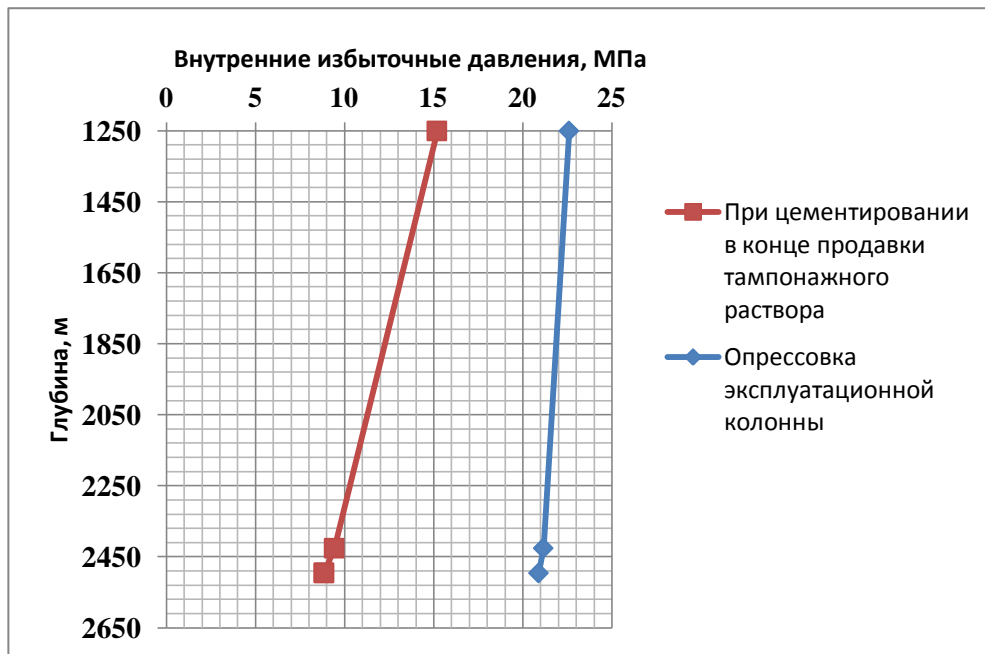


Рисунок 9- Эюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 31.

Таблица 20 Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	6,4	330	0,169	55,77	55,77	2782 (2495)- 2452 (2323,9)
2	Д	5,7	1030	0,153	157,59	213,36	2452(2323,9)- 1422 (1422)
3	Д	5,2	172	0,141	24,25	237,6	1422 (1422)- 1250(1250)

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{зс\ кп} + P_{зд\ кп} \leq 0,95 * P_{зр}, \quad (1)$$

31,76 МПа < 42,18 МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование [2].

2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 21.

Таблица 21 – Объём тампонажной смеси и количество компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1850 \text{ кг/м}^3$	1,63	2113,87	1,16
$\rho_{тробл}=1500 \text{ кг/м}^3$	10,96	8629,4	9,49
Сумма	12,59	10743,27	10,65

2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	7,36
Продавочная	18,14

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 10 приведена спроектированная технологическая схема цементирования скважины с применением осреднительной емкости.

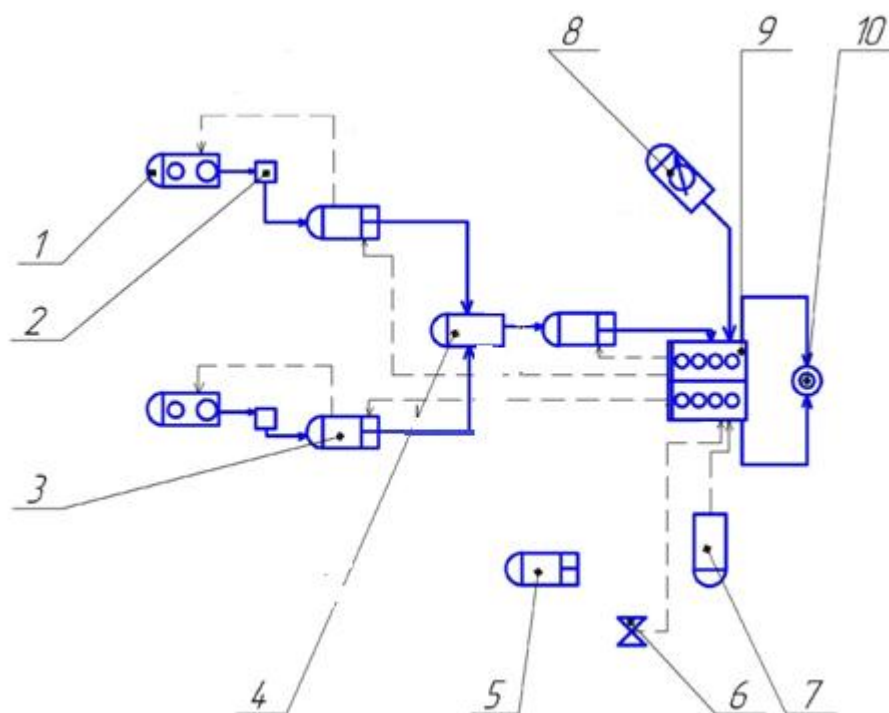


Рисунок 10- Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 11 .

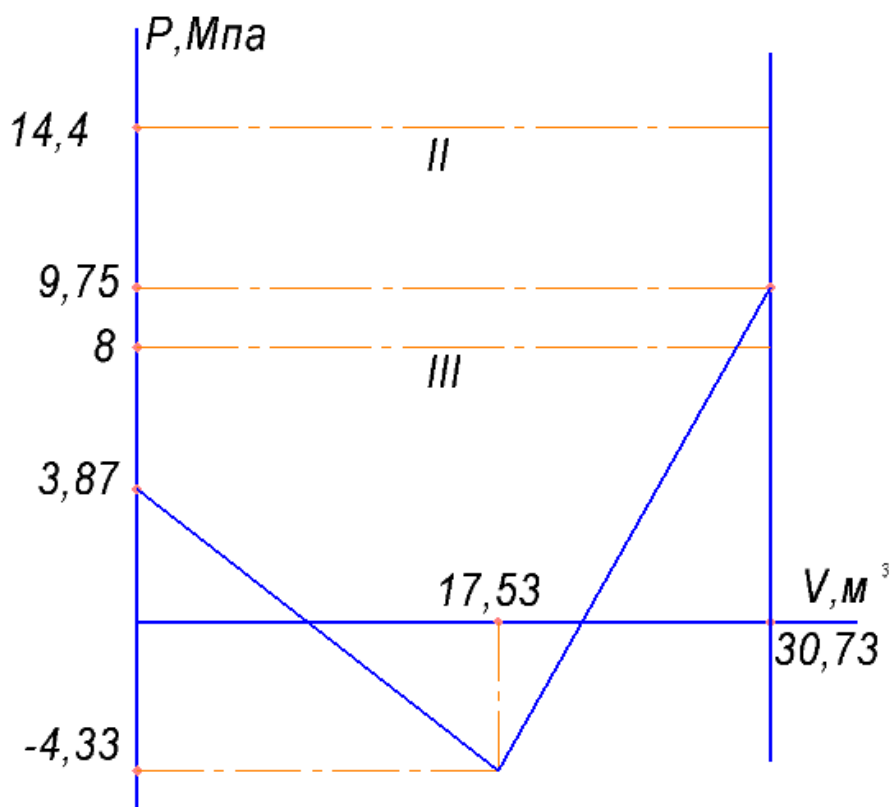


Рисунок 11- График изменения давления на цементировочной головке
 В таблице 23 представлены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 23 Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
III	29,05
II	1,68

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{це.м}}$ составляет 76 мин.

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

С целью обеспечения высокого качества цементного камня проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак колонный БКМ-114;
- для манжетного цементирования используем пакер гидравлический ПГМЦ6. 114;
- подвеска ПХЦЗ 114/168;

- цементирующая головка ГЦК-БТ 89;
- центраторы ПЦ- 114/144.

На практике центраторы устанавливаются через 10 м в интервалах продуктивных пластов и мест искривлений ствола скважины, в остальных интервалах - через 50 м.

В интервалах от 1530-1813 и 2333-2782 устанавливается по 1 центратору через каждые 10м. В интервале 1813-2333 устанавливать по одному центратору каждые 50м. Общее количество 83 центратора. Интервалы установки центраторов представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Интервалы установки центраторов

Интервал установки, м	Тип центратора	Количество, шт
1530-1813	ПЦ- 114/144	28
1813-2333	ПЦ- 114/144	10
2333-2782	ПЦ- 114/144	45

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для того чтобы получить поступление флюида из продуктивного горизонта, необходимо давление в скважине снизить значительно ниже пластового. Одним из наиболее распространенных методов на сегодня является свабирование скважины. Данный метод включает в себя понижение уровня жидкости и, следовательно, понижение ее давления в зоне продуктивного пласта-коллектора путем возвратно-поступательного перемещения поршня в скважине.

Для проведения операций по свабированию выбирается скважинное оборудование КС 62, которое включает в себя:

Узел заделки каната КС 62.01.000 - предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба. Диаметр наружный 60 мм.

Шаблон КС 62.00.006 - предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм.

Штанга КС 62.00.001- предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 55 мм. Масса 10 кг.

Скрепер КС 62.08.000- предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный максимальный 65 мм.

Ударник сваба КС 62.02.000- предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 55 мм.

Извлекатель сваба КС.62.03.000- предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм.

Сваб КС 62.03.000- предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба. Диаметр наружный манжеты 61 и 75 мм.

Штанга грузовая КС 62.00.002- предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 55 мм. Масса 45 кг.

Испытания скважины будут проводиться с помощью пластоиспытательного комплекса ИПТ-80Г представленный на рисунке 12.

Комплекс позволяет:

- испытывать пласт в многоцикловом режиме с отбором в контейнеры пластовых герметизированных проб;
- спускать компоновку ИПТ в наклонные и горизонтальные скважины без угрозы преждевременного открытия главного клапана испытателя;
- ликвидировать прихваты пакеров прямой и подпакерной циркуляцией промывочной жидкости.

Состав комплекса:

1. Испытатель пластов ИПВ-80
2. Клапан циркуляционный КЦ-80
3. Клапан уравнильно-отсекающий КУО-80
4. Пакер неуравновешенный ПЦН –80 или ПЦ-80

5. Яс гидравлический закрытого типа ЯГЗ-80
6. Фильтр Ф-80
7. Патрубок приборный ПП-80
8. Якорь ЯК-80/110
9. Механизм направляющий МНУ-80

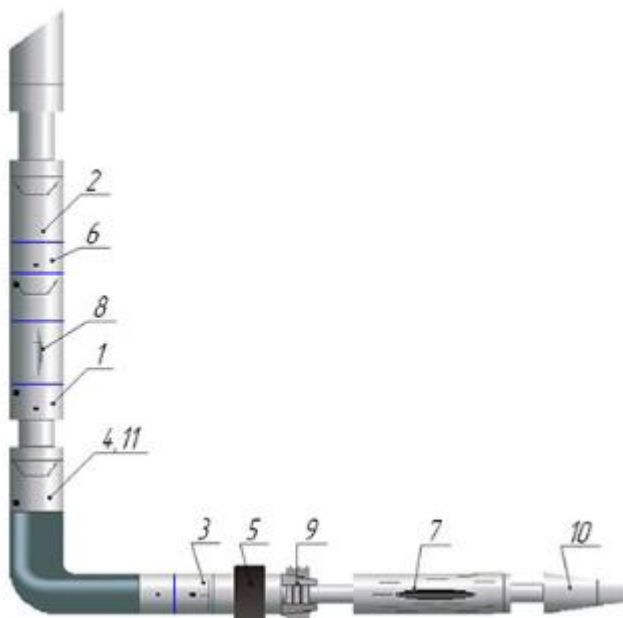


Рисунок 12 Пластоиспытательный комплекс ИПТ-80Г

2.5. Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес обсадной колонны составляет 57 т, а вес бурильной колонны – 74,4 т. Исходя из этого, с учетом глубины бурения проектируется использование мобильной буровой установки БМ-180.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес буровой колонны, тс ($Q_{бк}$)	74,4	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,4
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	57	$[G_{кр}] / Q_{об}$	3,15
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	96,72	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,86
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	180		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно- лебёточного блока, т ($Q_{вלב}$)	63	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$)	5,1
Вес буровой колонны, т ($Q_{бк}$)	74,4		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	57		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	24		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бо}$)	6		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
1	99	539,24	
2	38	206,98	

3. Специальная часть

«Влияние структурообразующих элементов бурового раствора на скорость износа эластомера ВЗД»

3.1. Актуальность проблемы

Бурение скважин заключается в выполнении ряда различных процессов. Основными из них являются: разрушение породы на забое, удаление продуктов разрушения из скважины и процесс закрепления стенок скважины при бурении в неустойчивых горных пород. На выполнение любого из перечисленных процессов затрачивается время и определенное количество материальных средств. Одним из важных элементов бурения является технологический процесс промывки скважин, который должен быть спроектирован так, чтобы обеспечивать наилучшие технико-экономические показатели бурения. Одной из основных функций бурового раствора является удаление разрушенной породы с забоя и вынос шлама из скважины. Чем быстрее удаляется шлам с забоя, тем эффективнее работает долото. Для улучшения очистки забоя на практике увеличивают вязкость бурового раствора или его подачу через насадки долота. Вязкость является условной характеристикой сопротивления прокачиванию промывочной жидкости. Однако увеличение вязкости сопровождается снижением скорости бурения и ростом гидравлических сопротивлений и приводит к износу бурового оборудования. Увеличение расхода бурового раствора приводит к размыву стенок ствола скважины, увеличение плотности усложняет процесс очистки и затрудняет работу долота. В результате данных отрицательных явлений происходит увеличение шлама в буровом растворе, что приводит к снижению эффективности работы оборудования для очистки буровых растворов, увеличивается концентрации твердой фазы в растворе, что способствует возникновению абразивной эрозии бурового оборудования. В случае, когда очистные устройства не справляются, буровой раствор заменяют свежеприготовленным, с экономических позиций часто более выгодно потерять некоторое количество реагентов, чем снизить скорости бурения и подвергать оборудование износу.

Следующим важным параметром бурового раствора является показатель фильтрации. Показатель фильтрации характеризует объем фильтрата бурового раствора, выделяющегося при создании нагрузок на буровой раствор. При большой фильтрации раствора образуется толстая фильтрационная корка, что отрицательно влияет на состояние скважины, так как велика вероятность дифференциального прихвата, а также на толстую корку, как правило, прилипает шлам, происходит сужение ствола скважины с последующими осложнениями (затяжки, прихваты при подъеме). При ликвидации данных осложнений большая вероятность повреждения бурового оборудования.

Водородный показатель характеризует концентрацию в промывочной жидкости ионов водорода. От величины водородного показателя зависит вредное влияние на буровой инструмент. Рост щелочности промывочной жидкости интенсифицирует коррозию легкосплавных бурильных труб. В кислой среде возрастает скорость коррозии стальных бурильных труб, а также другого бурового оборудования, изготовленного из стали и работающего в контакте с промывочной жидкостью.

Триботехнические свойства характеризуют способность промывочной жидкости снижать силу трения между контактирующими в ней поверхностями. В процессе бурения контактирующими в промывочной жидкости поверхностями являются: наружная поверхность бурильных труб и их соединений- стенка ствола скважины; вооружение породоразрушающего инструмента- забой скважины; поршень- цилиндр бурового насоса. Снижение силы трения позволит уменьшить крутящий момент при вращении колонны бурильных труб и снизить сопротивления при ее продольном перемещении в скважине; снизить вероятность дифференциальных прихватов; повысить ресурс работы бурильных труб и их соединений, породоразрушающего инструмента, гидравлических забойных двигателей, гидравлических частей буровых насосов. Однако большое содержание смазки снижает механическую скорость, особенно при бурении долотами истирающего типа.

Охлаждение долота, бурильных труб, гидравлического оборудования способствует увеличению их долговечности и также является важной функцией промывки. Известно, что охлаждение омываемых деталей тем лучше, чем больше скорость циркуляции, ниже вязкость бурового раствора и выше его теплоемкость. Однако данными показателями часто пренебрегают, с целью выполнения более важных свойств бурового раствора[3,12,13].

Одним из главных элементов КНБК является винтовой забойный двигатель, задачей которого является преобразовать давление нагнетаемого в полость статора бурового раствора во вращательное движение выходного вала. «Сердцем» ВЗД является рабочая пара, представленная на рисунке 13, где происходит передача гидравлической энергии потока рабочей жидкости в механическую, вырабатывая крутящий момент.

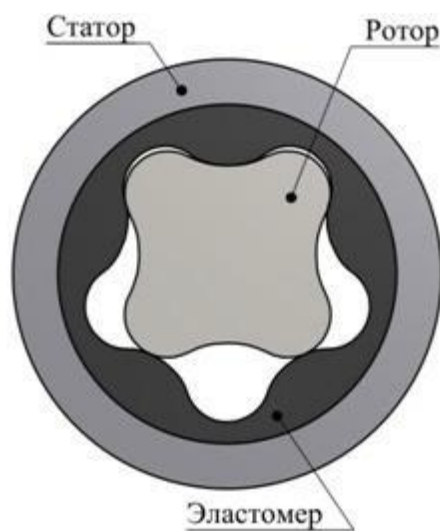


Рисунок 13- Рабочая пара

Винтовые забойные двигатели обладают проблемными областями, которые ограничивают широту их применения. Одним из главных недостатков является – малая реальная наработка двигателя, которая составляет до 250 часов относительно расчетной в 400-500 часов. Это происходит вследствие разрушения резиновой обкладки статора, которое провоцирует снижение энергетических характеристик двигателя и нередко его полный выход из строя. Таким образом, увеличивается объем спускоподъемных операций, а, следовательно, себестоимость метра строительства скважины.

Целью данной работы являлось определить влияние времени износа образцов эластомера от различных концентраций реагентов в буровом растворе.

3.2. Методика эксперимента

Для проведения эксперимента изготавливались образцы из резиновой смеси повышенной износостойкости ИРП-1226, из которой изготавливаются большинство эластомерных обкладок винтовых забойных двигателей. Образцы изготавливались с помощью сверлильного станка и сверла цилиндрической формы, которые представлены на рисунке 14.



Рисунок 14- Сверлильный станок и сверло для изготовления образцов

Следующим этапом проведения эксперимента являлось создание бурового раствора, состоящего из глинопорошка бентонитового марки ПБМБ, полианионной целлюлозы (ПАЦ) и воды (рисунок 15). Была создана серия растворов с различными концентрациями глинопорошка 1%, 3%, 5%, 7%, 10% и различными концентрациями ПАЦ 0,1%, 0,3%, 0,5%, 0,7%, 0,9% и 1% на 250 граммов воды. Буровой раствор создавался путем поочередной добавки глины и ПАЦ и перемешиванием по 15 минут после добавки нового реагента.

Каждый буровой раствор отстаивался 24 часа, перемешивался 15 минут и использовался для проведения экспериментов. Перемешивание раствора осуществлялось с помощью электрической мешалки, представленной на рисунке 16, при частоте вращения 1450 об/мин. На каждый буровой раствор изготавливалось по 3 образца цилиндрической формы.



Рисунок 15- Реагенты ПБМБ и ПАЦ



Рисунок 16- Электрическая мешалка

Изготовленные образцы помещались в специальный цилиндрический стакан, представленный на рисунке 17, и неподвижно фиксировались в нем.

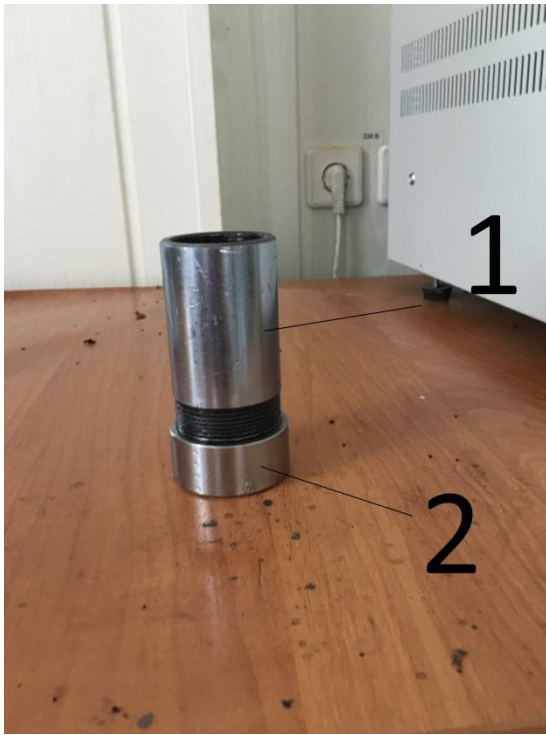


Рисунок 17 – Цилиндрический стакан для исследований: 1 – стакан, 2 – крышка-зажим

Далее стакан наполнялся буровым раствором и помещался в фиксатор на сверлильном станке. Износ образца производился с помощью специального инструмента с режущим профилем, представленного на рисунке 18.



Рисунок 18- Инструмент для разрушения образцов

Вращение инструмента для разрушения образцов эластомера осуществлялось при помощи сверлильного станка, который обеспечивал одинаковую и постоянную частоту 180 об/мин для всех экспериментов. Нагрузка создавалась при помощи навески грузов на штурвал станка и

составляла 3 килограмма (рисунок 19). Одновременно с касанием вращающегося инструмента для разрушения с образцом, включался секундомер, с помощью которого в дальнейшем происходила фиксация времени полного износа образца, полученные результаты вносились в таблицу, для визуального наблюдения за разрушениями образца проводилась фотосъемка.



Рисунок 19- Нагрузка для проведения эксперимента

3.3. Результаты исследований

В результате проведения данной серии экспериментов было разрушено 90 образцов эластомеров при 30 различных буровых растворов. Результаты проведения экспериментов представлены в таблице 26.

Таблица 26- Результаты экспериментов

<i>Время разрушения, инструмент - острый профиль, масса груза - 3 кг, частота вращения шпинделя - 180 об/ми. Время в секундах. Температура - комнатная.</i>												
Глина/ ПАЦ	0,10%		0,30%		0,50%		0,70%		0,90%		1%	
	Результаты	Среднее	Результаты	Среднее	Результаты	Среднее	Результаты	Среднее	Результаты	Среднее	Результаты	Среднее
1%	39,70	36,53	32,10	32,43	26,30	27,70	28,50	27,57	26,40	26,70	24,70	25,47
	35,80		33,80		27,50		27,30		27,20		26,10	
	34,10		31,40		29,30		26,90		26,50		25,60	
3%	34,40	32,17	28,85	27,42	25,60	25,67	26,10	25,53	24,10	23,97	23,10	23,53
	32,40		26,30		26,10		25,60		23,50		24,10	
	29,70		27,10		25,30		24,90		24,30		23,40	
5%	36,20	33,38	33,00	30,72	27,10	26,37	26,30	26,23	26,90	26,07	25,50	25,10
	32,80		31,57		25,70		26,70		25,50		24,40	
	31,13		27,60		26,30		25,70		25,80		25,40	
7%	29,50	27,93	28,10	27,10	26,50	26,10	28,10	26,86	26,30	26,40	23,40	24,03
	26,70		26,50		25,70		26,07		27,10		23,90	
	27,60		26,70		26,10		26,40		25,80		24,80	
10%	27,80	28,83	26,10	27,13	26,70	26,20	24,70	24,57	23,90	23,20	22,90	23,37
	29,40		27,20		26,20		24,10		23,00		23,50	
	29,30		28,10		25,70		24,90		22,70		23,70	

Разрушение всех образцов, в буровых растворах с разными концентрациями ПАЦ и глины характеризуется отсутствием крошки и образованием прочного стержня резины представленного на рисунке 20.

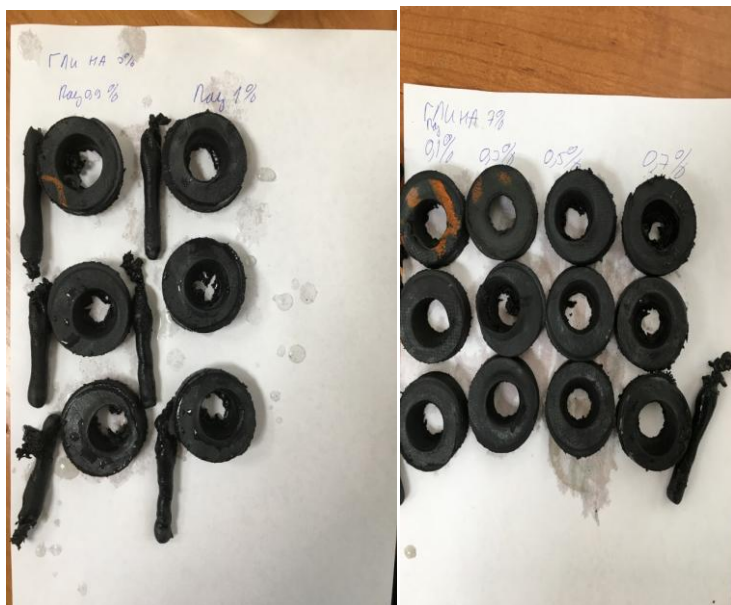


Рисунок 20- Образцы после полного износа

Для обработки результатов было определено среднее время износа для трех образцов в каждом буровом растворе и сформирована таблица 27 для построения графиков, с целью наглядной демонстрации различных зависимостей.

Таблица 27- Данные для построения графиков

Данные для построения графика						
Глина/ПАЦ	0,10%	0,30%	0,50%	0,70%	0,90%	1,00%
1%	36,53	32,43	27,70	27,57	26,70	25,47
3%	32,17	27,42	25,67	25,53	23,97	23,53
5%	33,38	30,72	26,37	26,23	26,07	25,10
7%	27,93	27,10	26,10	26,86	26,40	24,03
10%	28,83	27,13	26,20	24,57	23,20	23,37

Рассмотрим зависимость времени разрушения образца от концентрации ПАЦ в растворе с различным содержанием глины, график представлен на рисунке 21.

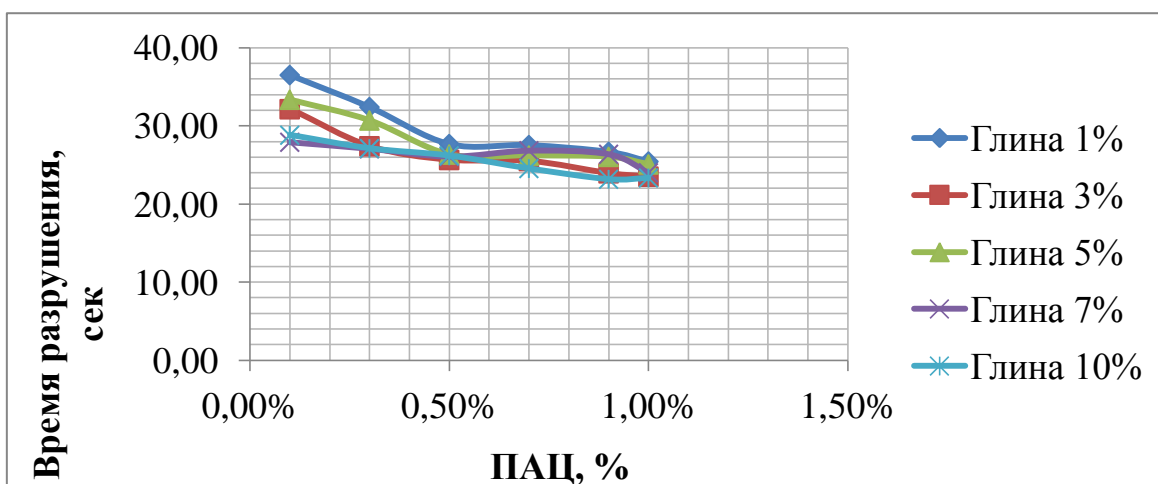


Рисунок 21- Зависимость времени разрушения от концентрации ПАЦ в растворе

Наблюдая график на рисунке 21 можно выделить следующую закономерность, плавное снижение времени требуемого для полного разрушения образца при увеличении концентрации ПАЦ в растворе.

Вещество ПАЦ представляет собой разновидность соли натрия (так называемой карбоксиметилцеллюлозы). Одним из свойств полианионной целлюлозы является увеличение вязкости буровых растворов. Следовательно, повышение вязкости бурового раствора уменьшает срок службы эластомера статора на винтовых забойных двигателях.

Рассмотрим зависимость времени разрушения образцов от концентрации глины в растворе, график зависимости представлен на рисунке 22.

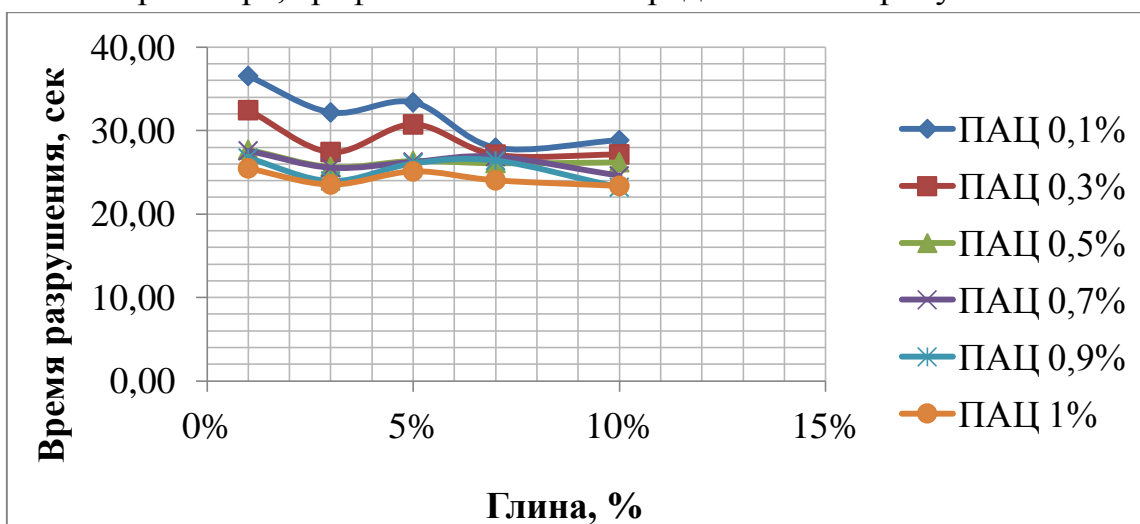


Рисунок 22- Зависимость времени разрушения от концентрации глины в растворе

Анализируя зависимость, представленную на рисунке 9, можно заметить, что изменения концентрации глины практически не оказывает влияния на скорость износа эластомеров.

В дальнейших исследованиях необходимо определить влияние щелочной среды, триботехнических свойств и содержание твердой фазы на скорость износа эластомеров.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия АО «ССК»

Основными видами деятельности Сибирской Сервисной Компании являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, наклонно-направленное бурение, зарезка боковых стволов, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, тампонажные работы, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

АО «ССК» основано 1 февраля 2001 года. На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год. Бригады и специалисты ССК – многократные призеры конкурсов профессионального мастерства различного уровня, обладатели отраслевых и государственных наград.

На сегодняшний день Компания имеет семь филиалов в регионах Российской Федерации.

Ключевыми партнерами Сибирской Сервисной Компании являются: ОАО Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпромнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НОВАТЭК», МГК «ИТЕРА», ОАО Нефтегазовая компания «Русснефть», ОАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.», Иркутская Нефтяная Компания, ОАО «Новосибирскнефтегаз» [14].

4.1.2 Организационная структура предприятия

Организационная структура Нефтеюганского филиала АО «ССК» представлена на рисунке 23.

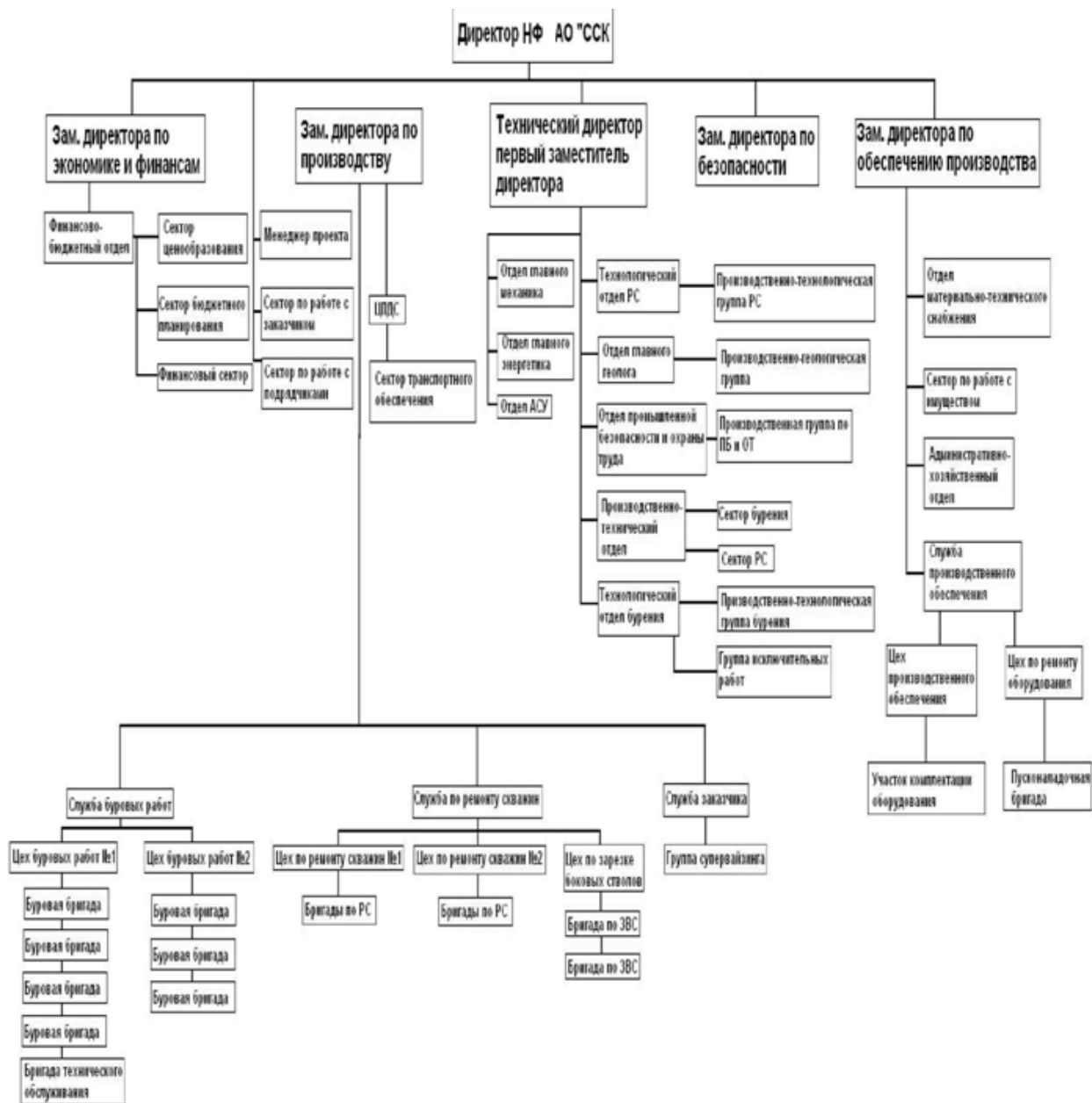


Рисунок 23- Организационная структура Нефтеюганского филиала АО «ССК»

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

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

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Нормативное время на строительные-монтажные работы включает в себя сборку оснований вышечно-лебедочного блока ; монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока; сборку вышки; монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений; сборку оснований насосного блока ; монтаж буровой установки. [15]:

$$\sum T_{мон} = 70,5 + 173,4 + 314,5 + 230,2 + 288,7 + 91,4 = 1168,7 \text{ ч}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению составляет 48 час или 2 суток [16].

Работы по испытанию скважины на продуктивность включают в себя подготовительные работы перед испытанием объекта, спуско-подъемные операции, работы по вызову притока нефти, работы по исследованию объектов в скважине, работы по задавке скважины, работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов. [17]:

$$\sum T_{исп} = 35,2 + 13,5 + 25,3 + 171,3 + 3,7 + 12,1 = 260,1 \text{ ч}$$

Рассчитаем время необходимое на бурение и крепление ствола скважины.

Длина колонны бурильных труб, на которой спускается клин-отклонитель, составляет 1500 м, 62,5 свечи. Время спуска одной свечи при запроектированной оснастке талевой системы составляет 1,6 мин, а время подъема – 1,7 мин. Таким образом, время спуска и подъема компоновки для вырезания окна в обсадной колонне, состоящей из 62,5 свечей бурильных труб, составит 1,66 часа и 1,77 часа соответственно. Также в норматив включается время на сборку свечей бурильных труб, которое с учетом свинчивания и подъема с приемного моста составляет 13 минут. Норматив времени на подготовку и вырезание окна в обсадной колонне составит 5 часов [16]:

$$\sum T_{zap} = 13,5 + 1,66 + 1,77 + 5 = 21,87 \text{ ч} = 0,9 \text{ суток}$$

Длина компоновки низа бурильной колонны с учетом утяжеленных бурильных труб и яса составляет 439 м. Длина колонны бурильных труб 2843м. Для создания запроектированной колонны необходимо использовать

118,5 свечей. Таким образом, необходимо произвести дополнительную сборку 56 свечей бурильных труб с нормативом времени 13 минут на свечу [16]. Время сборки составит 12,1 часов.

Время спуска инструмента с учетом сборки КНБК составит:

$$T_{cn} = \frac{N_{cn} \cdot T_{1\text{ св}}}{60} + T_{кнбк} = \frac{62,5 \cdot 1,6}{60} + 5 = 6,6 \text{ ч}$$

Суммарное нормативное время на механическое бурение бокового ствола в интервале 1500-3282 определяется по формуле:

$$T_{\text{б}} = T_{\text{б1}} \cdot h = 0,07 \cdot 1782 = 124,74 \text{ час} = 5,19 \text{ суток}$$

где $T_{\text{б1}}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

h – величина нормативной пачки, 1782 метр.

Суммарное нормативное время на подъем колонны бурильных труб и компоновки низа бурильной колонны составит:

$$T_{\text{под}} = \frac{N_{\text{под}} \cdot T_{1\text{ св}}}{60} + T_{кнбк} = \frac{118 \cdot 1,7}{60} + 4 = 7,34 \text{ ч}$$

Таким образом, время на спуско-подъемные операции во время бурения с учетом дополнительной сборки 84 свечей составит:

$$\sum T_{\text{СПО}} = T_{cn} + T_{\text{под}} + T_{\text{сбор}} = 6,6 + 7,34 + 12,1 = 26,04 \text{ ч}$$

Норма времени на промывку скважины длиной 3282 м составляет $1,4 \cdot 32,82 = 45,95$ мин [16]. Перед спуском хвостовика предполагается два цикла промывки, следовательно, общее время промывки составит 91,9 минуты.

Хвостовик располагается в интервале 1500-3282 м, соответственно его длина составляет 1782 м. Подготовительно-заключительные работы при спуске обсадных труб составляют 6 часов [16]. Расчет производится из конечной глубины спуска 3282 м и длины одной свечи 24 м. Общее количество свечей 136,75. Суммарное нормативное время на спуск обсадной колонны составляет 3,7 часа.

Необходимо учитывать, что подъем колонны бурильных труб осуществляет во время ОЗЦ, которое обладает большим нормативом времени.

По этой причине время подъема колонны не идет в расчет времени на спуско-подъемные операции хвостовика с учетом сборки колонны:

$$T_{сно\ хв} = T_{сп} + T_{сбор} = 3,7 + 6 = 9,7 \text{ ч}$$

Норматив времени на подготовительные работы перед началом цементирования составляет 1,7 часа; на процесс цементирования – 2,5 часа [16]. Суммарное время подготовительных работ и цементирования:

$$\sum T_{заканч} = 1,7 + 2,5 = 4,2 \text{ ч}$$

Норматив времени на ОЗЦ составляет 24 часа [16].

Цементный стакан расположен в интервале 2772-2782 м. Для разбуривания цементного стакана необходим сбор и спуск новой бурильной колонны меньшего диаметра, чем бурильная колонная для бурения интервала под хвостовик. Длина свечи бурильных труб составляет 24 м, глубина спуска – 2782м. Таким образом находим общее количество свечей, необходимых для создания бурильной колонны:

$$n_{св} = \frac{2782}{24} = 115,9 = 116$$

Норма времени на сборку одной свечи составляет 13 минут. Тогда норматив времени на сборку бурильной колонны, предназначенной для разбуривания цементировочных пробок и цементного стакана составит 26 ч.

Время спуска бурильной колонны для разбуривания цементировочных пробок и цементного стакана составит 3ч.

Норматив времени на разбуривание цементировочных пробок и цементного стакана 48 минут= 0,8 часа[16].

Норматив времени на подъем бурильной колонны 3,28ч.

Тогда суммарное время на разбуривание цементировочной пробки и цементного стакана с учетом сборки бурильной колонны и спуско-подъемных операций составит:

$$T_{бур\ цем} = T_{сбор} + T_{сп} + T_{бур} + T_{под} = 26 + 3 + 0,8 + 3,28 = 33ч$$

Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 26 ч [16].

Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины представлена в приложении Ж, таблица Ж.1.

4.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{1782}{124,74} = 14,2 \text{ м/час},$$

где H – глубина скважины, м; t_M – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{t_M + t_{СПО}} = \frac{1782}{124,74 + 26,04} = 11,8 \text{ м/час},$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = \frac{1782 \cdot 720}{300,08} = 4275,66 \text{ м/ст.мес}$$

где T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} = \frac{1782}{1} = 1782 \text{ м},$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала: буровой мастер (1 чел.), помощник бурового мастера (3 чел.), бурильщик 6 разряд (4 чел.), бурильщик 5 разряда (4 чел.), помощник

бурильщика 5 разряда (4 чел.), помощник бурильщика 4 разряда (4 чел.), электромонтёр 5 разряда (4 чел.), слесарь 5 разряда (2 чел.), лаборант (2 чел.).

Календарный график выполнения работ представлен на рисунке 24.

Вид работ	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Вышкомонтаж	48,7												
2. Бурение	11,5												
3. Испытание	10,8												

Рисунок 24 -Линейный календарный проведения работ на объекте

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Расчеты затрат на бурение скважины, подготовительные и строительномонтажные работы ведутся по сметным ценам 1984 года по ЕРЕР-84 и зависят от времени или объема работ. Расчеты представлены в приложении ж, таблица ж.2. где указывается стоимость единицы объема или времени каждого вида работы или оборудования, а также объем или время каждого вида осуществляемых работ, в результате чего по каждого пункту получается конечная стоимость [18]. При этом 2,00 суток обозначают время подготовительных работ из нормативной карты; 7,25 суток – время чистого бурения с учетом СПО и других необходимых операций; 48,70 суток – время строительномонтажных работ, указанное в нормативной карте; 11,5 суток – время бурения с учетом крепления скважины, во время чего также необходимо обеспечивать содержание используемого инструмента.

Затраты на крепление скважины рассчитываются исходя из стоимости единицы объема работы или заработной платы рабочих, а также исходя из объема выполненных работ, данные о которых представлены приложении 4. В данном случае 2,95 суток – время крепление скважины с учетом ОЗЦ, СПО, разбуривания цементного стакана. За объемы требуемых материалов

указываются исходя из технологической части проекта на строительство скважины. Количество требуемой техники и тампонажного материала берется из расчета цементирования хвостовика. Сметный расчет на крепление скважины представлен в приложении ж, таблица ж.3.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [19] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Перед расчетом сметы на строительство скважины необходимо полученные значения стоимости каждого пункта работ или заработной платы из таблиц ж.2. и ж.3. распределить по разделам сметы.

Затраты на подготовительные работы к строительству скважины не предусматриваются по той причине, что ведется реконструкция эксплуатируемой скважины.

Затраты на строительство и монтаж берутся из таблицы ж.2. и складываются из стоимости содержания техники и оборудования для монтажа - 22207,2 руб.; повременной з/п вышкомонтажной бригады – 8059,85руб. Необходимо также предусмотреть социальные отчисления в размере 30 % от заработной платы – т.е. 2417,9 руб. Итоговая сумма составляет $22207,2 + 8059,85 + 2417,9 = 32684,95$ руб. Норма времени на демонтажные работы составляет 179,8 часов, что в $1168,7/179,8 = 6,5$ раз меньше нормативного времени на строительно-монтажные работы. Из этого следует, что стоимость демонтажных работ будет в 6,5 раз меньше стоимости строительно-монтажных работ и составит $32684,95 / 6,5 = 5028,45$ руб.

Стоимость бурения скважины, в которую войдет заработная плата и социальные отчисления помимо затрат непосредственно на бурение, будет составлять итоговую сумму затрат по приложению ж, таблица ж.2. за вычетом полной стоимости строительно-монтажных работ, т.е. $108247,28 - 32684,95 = 75562,33$ руб.

Затраты на крепление скважины, в которые также входит заработная плата и социальные отчисления в размере 30 % от з/п составляют 104620руб и рассчитаны в приложении ж, таблица ж.3.

В процессе бурения вскрывается один продуктивный пласт, соответственно испытанию подлежит один объект. Стоимость испытания одного объекта в процессе бурения в ценах 1984 г. составляет 7190,40 руб., а после окончания бурения – 42595,00 руб.

Стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки составляет 582,98 руб. в сутки. Согласно нормативной карты общее время работ составляет 73 суток, тогда стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки за все время составит 38597,4 руб.

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении ж, таблица ж.4.

5. Социальная ответственность при реконструкции добывающей скважины методом зарезки бокового ствола на месторождении Томской области

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование реконструкции добывающей скважины методом зарезки бокового ствола на месторождении Томской области. Основные виды работ, выполняемые при сооружении скважины зависят от конкретного этапа строительства. 1. Зарезка бокового ствола: спуско - подъемные операции, работы по вырезанию окна в обсадной колонне; 2. Бурение и спуск обсадные колонны: спуско - подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, контроль процесса бурения в ЦСГО; 3. Цементирование: подготовка и обвязка цементировочного оборудования, подготовка тампонажного раствора, контроль прокачки жидкостей для цементирования; 4. Освоение.

5.1 Производственная безопасность

Проанализируем вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при сооружении скважины.

Перечень опасных и вредных факторов представлен в Таблице 28.

Таблица 28 Опасные и вредные факторы при сооружении скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1)Бурение; 2)Спускоподъемные операции; 3)Цементирование обсадной колонны.	-повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -повышенный уровень вибрации; -недостаточная освещенность рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; -повреждения в результате контакта с насекомыми.	-движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - повышенное значение напряжения в электрической цепи; - пожаро- взрывоопасность.	ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ [20] СанПиН 2.2.4.548-96 [22] ГОСТ 12.1.003-2014 [25] ГН 2.2.5.1313-03 [30] ГОСТ 12.1.012-2004 [27] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [28] ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ [31] ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ [32] ГОСТ Р 55710-2013[37] ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ [33] ГОСТ Р 12.4.296-2013 [36]

5.1.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при сооружении скважины.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [21].

В качестве профилактики при высокой температуре организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -40°C , при проведении работ может произойти обмороживание конечностей и открытых частей тела. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников. [23].

В комплект средств индивидуальной защиты от холода включены: все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних [24].

Повышенный уровень шума

Механизмы, используемые при сооружении скважины на производстве, являются источниками звуков различной частоты и интенсивности, изменяющихся во времени. Производственный шум вызывает у работающих неприятные ощущения.

Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях к глухоте. При повышенном уровне шума у работающих снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций, в конечном итоге это приводит к снижению производительности труда и качеству выполняемых работ.

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» [25]. Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные и коллективные средства защиты.

Индивидуальные: наушники, закрывающие ушную раковину снаружи; противозумные вкладыши, противозумные шлемы и каски. К коллективным средствам защиты относятся: демпфирование, звукоизоляция и

звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [26].

Повышенный уровень вибрации

Причиной возбуждения вибраций являются возникающие при работе машин и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия.

Вибрация по способу передачи на тело человека делится на локальную и на общую [27].

При воздействии, вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетивная неустойчивость.

Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины [28].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение – получение, распределение и использование световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда.

Светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность: роторного стола - 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. [29].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

При бурении скважины могут происходить выбросы нефти или газа, что может привести к отравлению рабочих. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Запрещается проверка загазованность с помощью огня. При обнаружении газа,

необходимо принять меры по его устранению. При невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

При проведении полевых работ на нефтегазовом месторождении обитают гнус и клещевые инфекции.

К гнусу относят комплекс летающих кровососущих насекомых (комары, мошки, мокрецы, слепни, москиты), к клещевым инфекциям относят инфекционные природно-очаговые заболевания, возбудителей которых передают клещи при кровососании. Существует два способа защиты от насекомых: механический и химический.

В случае защиты от клещевых инфекций можно использовать противовирусные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу [36].

5.1.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования могут привести к механическим травмам. Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы. В процессе сооружения скважины возможны во время бурения, в результате падения различных предметов с высоты, во время СПО, так как отсутствует ограждение движущихся частей бурового оборудования и тд.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте.

Кроме того, необходимо: оградить вращающиеся части механизмов; обеспечить машинные ключи страховочными канатами; проводить своевременно инструктажи по технике безопасности; проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения; проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств; весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: сапоги кожаные резиновые с жестким подноском; каска защитная; подшлемник под каску; перчатки с полимерным покрытием; пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения [31,32].

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается с помощью следующих мероприятий:

-проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [38], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года)».

Коллективные средства защиты: применения защитного заземления буровой установки; применение блокировочных устройств; изолирующие устройства и покрытия.

Индивидуальные средства защиты: применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, резиновые сапоги, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок [33].

Пожаровзрывоопасность

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.), а также в результате газонефтеводопроявления (ГНВП). К возникновению пожара может привести нарушение порядка хранения пожароопасных материалов, нарушение правил эксплуатации электрического оборудования, применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание, курение в неустановленных местах.

Пожарная профилактика. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности» [31].

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается: располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом; хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать: огнетушитель пенный (2 шт.), лопату(2 шт.), багор (2 шт.), топор (2 шт.), ведро (2 шт.), ящик с песком (1 шт.).

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

5.2 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Атмосфера

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте- и газопрооявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопрооявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [34].

Гидросфера и литосфера

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты), бытовыми стоками.

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

Защитные мероприятия гидросферы и литосферы.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия.

С целью сбора отработанного бурового раствора, сточных вод, ГСМ, химических реагентов в процессе бурения скважины, снижения до минимума их фильтрации в почву, а также повышения противопожарной безопасности и промсанитарии, необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой [35].

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия: разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора; засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку; произвести восстановление плодородного слоя земли .

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные чрезвычайные ситуации при бурении скважин: наводнения; снежные бури; ураганы; лесные пожары; газонефтеводопроявления; возгорание горюче смазочных материалов; аварии, связанные с разрушением буровой установки.

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются: недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой; недолив скважины при спуско-подъемных операциях; поглощение жидкости, находящейся в скважине; уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта; длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв. Основное устьевое оборудование для ликвидации ГНВП – превентор, шаровый кран.

Мероприятия по предупреждению ГНВП.

Перед вскрытием пласта с возможным проявлением необходимо: провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП; проверить состояние буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;

провести учебную тревогу; оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

При разноразмерном инструменте на мостках необходимо иметь специально опрессованную трубу с переводником и шаровым краном по диаметру и прочности соответствующую верхней секции бурильной колонны. Труба, переводник и шаровой кран окрашиваются в красный цвет.

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»: зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида; загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы); оповестить руководство предприятия о ГНВП; далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП Проходит в два этапа:

- вымыв флюида (удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность);
- глушение скважины (скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины).

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен под руководством специально назначенного лица.

Внеочередную проверку знаний рабочий проходит в следующих случаях:

- при перерыве в работе по специальности более одного года;

- по требованию вышестоящей организации, ответственных лиц предприятия;
- при переходе с одного предприятия на другое;

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда:

- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы не реже одного раза в 6 месяцев – повторный;
- при введении в действие новых или переработанных правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, нарушении требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме или аварии, перерывах в работе более чем 60 календарных дней – внеплановый.

5.5. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

Площадка для производства работ по бурению скважин должна быть тщательно спланирована, очищена от посторонних предметов и ограждена. Рабочие места и буровая вышка должны быть достаточно освещены. Такелажные и монтажные приспособления для бурения должны быть осмотрены и проверены их таблички о проведении испытаний.

Все движущиеся части механизмов (шестерни, шкивы, шпонки, приводные ремни, цепи и выступающие концы валов) должны быть надежно ограждены кожухами.

Распределительные щиты, рубильники, электромоторы и генераторы должны быть заземлены и укрыты от возможного проникновения внутрь снега, дождя. У распределительных щитков и пусковой аппаратуры должны находиться исправные испытанные защитные диэлектрические подмостья, коврики, перчатки.

Одновременная работа наверху и внизу мачт буровых станков или вышек запрещена [39].

Заключение

В ходе выполнения данной квалификационной работы был разработан технологический проект на реконструкцию добывающей скважины глубиной 2250 метров методом резки бокового ствола на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области. В работе представлены следующие разделы: общая и геологическая часть, технологическая часть, специальная часть, социальная ответственность при строительстве скважины и финансовый менеджмент.

В общей и геологической части представлены обзорная карта района работ, геологические условия бурения скважины, а также зоны возможных осложнений в процессе бурения и нефтегазопроводность скважины.

Технологическая часть включает в себя основные технологические расчеты, необходимые для сооружения скважины. Был спроектирован профиль скважины с заданным отходом и длиной горизонтального участка; выбрана конструкция забоя открытого типа, запроектирован фильтр-хвостовик, так как горные породы в интервале продуктивного пласта являются неустойчивыми; для бурения бокового ствола был выбран винтовой забойный двигатель, позволяющий непрерывно набирать угол; были запроектированы компоновки для процесса бурения скважины и резки бокового ствола. Также в технологической части ВКР произведены расчет по заканчиванию скважины, выбран одноступенчатый способ цементирования скважины с использованием пакера для манжетного цементирования, требуемый состав и параметры тампонажной смеси, произведен расчет необходимого оборудования. В качестве метода вызова притока был выбран свабирование, так данный метод в настоящее время является наиболее безопасным и простым, также был запроектирован пластоиспытательный комплекс ИПТ-80Г.

В третьей части ВКР был проанализирован вопрос в области машиностроения «Влияния структурообразующих элементов бурового раствора на скорость износа эластомера ВЗД», выявлены закономерности изменения скорости износа образцов.

Финансовая часть работы отражает структуру, организационные формы бурового предприятия, рассчитанную сметную стоимость сооружения скважины и другие технико-экономические характеристики.

Заключительной частью выпускной квалификационной работы является «Социальная ответственность». В данном разделе описаны требования к технике безопасности на производственном объекте в процессе сооружения скважины и к охране окружающей среды.

Список публикаций студента

1. Хохлов А.Л. Особенности наклонно-направленного бурения и вынос шлама в его процессе. Материалы XX Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых им.академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» - Томск, Изд-во Томского политехнического университета, 2017.
2. Хохлов А.Л. Анализ нагрузок гидравлической части поршневых насосов одностороннего действия. Материалы XX Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых им.академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» - Томск, Изд-во Томского политехнического университета, 2016.
3. Хохлов А.Л. Анализ поршневых насосов одностороннего и двухстороннего действия. Материалы XX Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых им.академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» - Томск, Изд-во Томского политехнического университета, 2017.

Список использованных источников

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
3. Губанов В.Н., Лопатин Д.В., Сычев В.С., Толстоухов А.А. Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.
4. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.
5. Перечень переводников [Электронный ресурс]. - <http://izbo.su> (Дата обращения 6.04.2017).
6. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. - <http://drillmerk.com> (Дата обращения 6.04.2017).
7. Трубы утяжелённые бурильные [Электронный ресурс]. - <http://www.thparty-2.com> (Дата обращения 6.04.2017).
8. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. - <http://www.vniibt-bi.ru> (Дата обращения 6.04.2017).
9. Ясс [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 6.04.2017).
10. Винтовой забойный двигатель с регулятором угла [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 6.04.2017).
11. Долото [Электронный ресурс]. - <http://www.unitools.ru> (Дата обращения 6.04.2017).
12. Сулакшин С.С. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ: учебник / С.С. Сулакшин, П.С. Чубик; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 367 с.
13. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. Пособие для вузов.- М.: ОАО Издательство «Недра», 1999.- 424 с.: ил.
14. Сибирская Сервисная Компания [Электронный ресурс] Режим доступа:

<http://www.sibserv.com/about/info/> (дата обращения: 16.05.2017).

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

16. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://docs.cntd.ru> (дата обращения: 19.05.2017).

17. Федосеева Н.М. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин / Н.М. Федосеева, А.А. Павловский, А.Л. Колосова – М.: ПО "Чертановская типография", 1987. - 102 с.

18. СНиП IV-2-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ – М.: ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.

19. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1” [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 21.05.2017).

20. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс].– Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 03.05.2017 г.).

21. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 03.05.2017 г.).

22. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 04.05.2017 г.).

23. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 04.05.2017 г.).

24. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru> (дата обращения 04.05.2017 г.).

25. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 04.05.2017 г.)

26. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 04.05.2017 г.)

27. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие

- требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 04.05.2017 г.).
28. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 04.05.2017 г.).
29. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
30. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
31. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс].
32. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
33. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 04.05.2017 г.).
34. ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 07.05.2017 г.).
35. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 07.05.2017 г.).
36. ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru> (дата обращения 07.05.2017 г.).
37. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 07.05.2017 г.).
38. ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 07.05.2017 г.).
39. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://businessforecast.by> (дата обращения 07.05.2017 г.).

Приложение А

Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Обзорная карта района работ представлена на рисунке А.1.

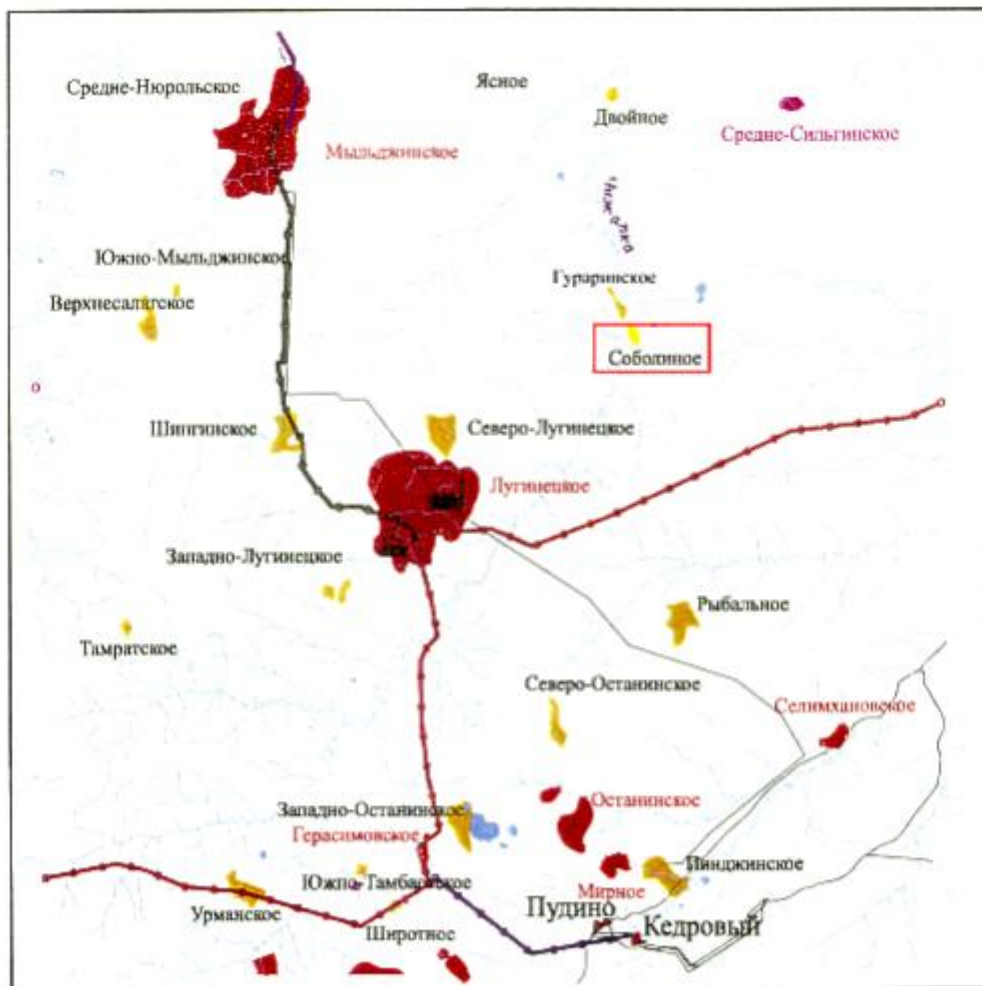


Рисунок А.1 – Обзорная карта района работ

Приложение Б

Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в Таблице Б.1.

Таблица Б.1- Проектный стратиграфический разрез

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свит	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
1480	2060	580	киялинская свита	K1к	1,10	-
2060	2200	140	тарская свита	K ₁ /tr	1,10	1
2200	2385	185	куломзинская свита	K ₁ /kl	1,25	1
2385	2415	30	баженовская свита	J3/bg	1,25	1
2415	2425	10	георгиевская свита	J3/gr	1,25	2
2425	2504	79	васюганская свита	J3/vs	1,25	2

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в Таблице Б.2.

Таблица Б.2- Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
K1k	1480	2060	глины алевролиты песчаники	- - -
K ₁ /tr	2060	2200	песчаники алевролиты аргиллиты	- - -
K ₁ /kl	2200	2385	песчаники аргиллиты алевролиты глины	- - - -
J3/bg	2385	2415	аргиллиты битуминозны	- -
J3/gr	2415	2425	аргиллиты алевролиты	- -
J3/vs	2425	2504	песчаники алевролиты аргиллиты	- - -

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в Таблице Б.3.

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

Индекс стратиграфич еского подразделени я	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трещиноват ость	Глинистость , %	Абразивност ь	Категория пород		
	от	до							По буримости	Породы промысловой классификации	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
K1k	1480	2060	глины	2,4	20	-	75	4	-	средняя	
			алевролиты	2,5	18	-	0-20	6			средняя
			песчаники	2,6	20	-	20	10			средняя
K ₁ /tr	2060	2200	песчаники	2,2	22	-	50	10	-	средняя	
			алевролиты	2,69	20	-	30	6			средняя
			аргиллиты	2,7	16	-	95	4			средняя
K ₁ /kl	2200	2385	песчаники	2,6	22	-	5	10	-	средняя	
			аргиллиты	2,7	15	-	80	4			средняя
			алевролиты	2,7	20	-	15	6			средняя
			глины	2,4	22	-	90	4			средняя
J3/bg	2385	2415	аргиллиты битуминозны	2,67	0	-	80	4	-	твердые	
J3/gr	2415	2425	аргиллиты	2,7	15	-	80	4	-	твердые	
			алевролиты	2,7	15	-		6		твердые	
J3/vs	2425	2504	песчаники	2,6	15	-	20	10	-	твердые	
			алевролиты	2,7	10	-	25	6		твердые	
			аргиллиты	2,7	15	-	100	4		твердые	

Давление и температура по разрезу скважины представлены в Таблице Б.4.

Таблица Б.4 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфиче ского подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
K1k	1480	2060	0,1	0,101	0,1	0,101	0,18	0,177	0,23	0,23	70
K ₁ /tr	2060	2200	0,101	0,101	0,101	0,101	0,177	0,177	0,232	0,233	72
K ₁ /kl	2200	2385	0,101	0,101	0,101	0,101	0,17	0,17	0,233	0,233	75
J3/bg	2385	2415	0,102	0,102	0,102	0,102	0,17	0,17	0,233	0,233	76
J3/gr	2415	2425	0,102	0,102	0,102	0,102	0,16	0,16	0,234	0,234	78
J3/vs	2425	2504	0,103	0,103	0,103	0,103	0,16	0,16	0,234	0,234	80

Приложение В

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Нефтегазоводоносность по разрезу скважины представлена в Таблице В.1.

Таблица В.1- Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K ₁ /tr (Б ₁₀)	2076	2080	Поров.	772	-	36,6	-
K ₁ /tr (Б ₁₁)	2093	2103	Поров.	766	40	39,8	-
K ₁ /tr (Б ₁₂)	2111	2125	Поров.	769	-	39	-
Газоносность							
J3/vs (Ю ₁ ³)	2495	2500	Поров.	721	(10-100)*10 ³	-	-
Водоносность							
K ₁ /tr	2060	2120	Поров.	1013	5	-	Нет. Минерализ. – 15 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 50 мг/л, Na ⁺ - 49мг/л
J3/vs (Ю ₁ ³)	2495	2485	Поров.	1017	10	-	Нет. Минерализ. – 30 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 48 мг/л, Na ⁺ - 41мг/л

Приложение Г

Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в Таблице Г.1.

Таблица Г.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
K ₁ /tr	2060	2200	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – частичное, потери циркуляции – нет. Возникает при повышении плотности, плохой очистки раствора, превышение скорости спуска инструмента.
K1k +K ₁ /tr	2000	2200	Осыпи и обвалы горных пород	Причинами являются: снижение плотности и противодавления бурового раствора на стенки скважин. Повышенная водоотдача, пониженная вязкость, недолив скважины при подъеме инструмента.
K1k +K ₁ /tr	2076	2125	Нефтеводопроявление	Причины: Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента
J3/vs	2495	2500	Газопроявление	
K1k +K ₁ /tr	2000	2200	Прихватаопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, отсутствие смазывающей добавки в буровом растворе, оставление инструмента без движения более 5 минут.
K1k	2000	2200	Текучие породы	Разбухание глинистых пород ввиду не качественного бурового раствора, а также оставление ствола скважины без шаблонирования в течении длительного времени.
K ₁ /tr	2076	2125	Заколонные перегородки	

Приложение Д

Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования скважины представлены в таблице Д.1.

Таблица Д.1- Геофизические данные

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		на глубине, м	в интервале, м	
			от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5
<u>В существующей эксплуатационной колонне</u>				
Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:500	2200	0	2200
	1:200	2200	1500	2200
Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ)	1:500	2200	0	2200
	1:200	2200	1500	2200
Инклинометр	Ч/з 10 м	2200	0	2200
Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ)	1:200	2200	1500	2200
Сканирующий электромагнитный дефектоскоп-толщиномер ЭМДС	1:200	2200	0	2200
МЛМ с отбивкой забоя до установки цементного моста	1:500	2200	0	2200
	1:200	2200	1500	2200
МЛМ с отбивкой забоя после установки цементного моста	1:200	2200	1500	2000
<u>В боковом необсаженном стволе</u>				
Стандартный каротаж зондом А2.0М0.5N, ПС, ИК.	1:200	2504	2000	2500
Инклинометрия	через 10м	2504	1950	2500
БКЗ (5 зондов)	1:200	2504	1950	2500
Резистивиметрия	1:200	2504	1950	2500
ВИКИЗ*	1:200	2504	1950	2500
Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ)	1:200	2504	1950	2500
Профилеметрия	1:200	2504	1950	2500
ГТИ**	1:200	-	1950	2500
<u>В боковом обсаженном стволе</u>				
Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:200	2504	1750	до глубины прохождения прибора
Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ)	1:200	2200	1750	до глубины прохождения прибора
Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ)	1:200	2200	1750	до глубины прохождения прибора
Термометрия* (фоновый замер)	1:200	2200	1750	до глубины прохождения прибора

Примечания:

1. *- по решению геологической службы заказчика.
- 2.**- комплекс ГТИ с геологическим модулем (газовый каротаж) проводит для уточнения кровли продуктивного пласта.

Приложение Е

Таблица Е.1. Конструкция скважины, подлежащей реконструкции методом ЗБС

Тип ОК	Диаметр ОК, мм	Интервал спуска, м (по вертикали/по стволу)	Высота подъема цемента от устья, м	Толщина стенки ОК	Группа прочности материала ОК
Направление	324	54	0	9,5	Д
Кондуктор	245	622	0	9,4	Е
Эксплуатационная колонна	168	2250	0	8,9	Е

Таблица 1.2. Дополнительная техническая информация по скважине

Параметр	Значение
Альтитуда стола ротора при бурении основного ствола	87,56 м
Альтитуда земли	80,36 м
Осложнения в скважине	Заколонные перетоки по пластам Б ₁₀ , Б ₁₁ , Б ₁₂
Мероприятия, проведенные на скважине до проведения работ по зарезке бокового ствола.	Скреперование скважины, извлечение посторонних предметов с забоя скважины.

Таблица 1.3. проектные данные для бурения бокового ствола

Параметр	Значение
Проектный горизонт	J3/vs (Ю ₁ ³) (глубина кровли пласта – 2495 м)
T0 – точка зарезки бокового ствола	1500 м (уточняется по расчету)
T1 – точка входа бокового ствола в кровлю продуктивный пласт (по вертикали)	2495 м
Минимальный зенитный угол входа в кровлю продуктивного пласта	не менее 80°
Максимальный зенитный угол зоны ГНО (воронки)	не более 65°
Радиус круга допуска	25 м
Допустимая пространственная интенсивность искривления ствола скважины	не более 3 град/10 м
Диаметр долота для бурения под хвостовик	142,9 мм
Диаметр хвостовика	114 мм

Профиль материнского ствола: Скважина является вертикальной.

Приложение Ж

Таблица Ж.1. Нормативная карта

№ пп	Наименование работ	Ед-ца измер.	Продолжительность
1	Строительно-монтажные работы	ч	1168,7
2	Подготовительные работы к бурению	ч	48,0
3	Бурение бокового ствола:		
3.1	Вырезание окна в обсадной колонне с учетом наращивания	ч	21,87
3.2	СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания	ч	26,04
3.3	Бурение 1500– 3282 м	ч	124,74
3.4	Промывка (2 цикла)	ч	1,53
4	Крепление хвостовика:		
4.1	СПО хвостовика и колонны с учетом сборки	ч	9,7
4.2	Подготовительные работы и цементирование	ч	4,2
4.3	ОЗЦ	ч	24,0
4.4	Разбуривание цем. пробок и цем. стакана с учетом СПО и наращивания	ч	33
5	ГИС	ч	26,0
6	Итого по хвостовику:	ч	271,08
7	Смена вахт – 1,25%	ч	3,38
	Итого по хвостовику с учетом ремонтных работ и смены вахт	ч	274,38
9	Испытание скважины:	ч	260,1
	Всего по скважине:	ч	1751,18

Таблица Ж.2- Сметный расчет на бурение

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость ед., руб	Подготовительные		Хвостовик	
			Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма
Затраты зависящие от времени						
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	2,00	428,32		
Социальные отчисления 30 %				128,5		
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,94			7,25	1667
Социальные отчисления 30 %						500
Сдельная з/п дополнительных рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	19,25			7,25	139,56
Социальные отчисления 30 %						41,86
Повременная з/п дополнит. рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	17,95	2,00	35,9		
Социальные отчисления 30 %				10,77		
Сдельная з/п слесаря	сут	11,97			7,25	86,275
Социальные отчисления 30 %						25,88
Сдельная з/п электромонтера	сут	11,97			7,25	86,78
Социальные отчисления 30 %						26
Повременная з/п слесаря	сут	11,20	2,00	22,4		
Социальные отчисления 30 %				6,72		
Повременная з/п электромонтера,	сут	11,20	2,00	22,4		
Социальные отчисления 30%				13,44		
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,50	48,7	8059,85		
Социальные отчисления 30 %				2417,9		

Продолжение таблицы Ж.2.

Содержание бурового оборудования	сут	222,28	2,00	444,56	7,25	1611,53
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	407,50	2,00	815	23,18	9455,85
Материалы и запчасти при бурении ГЗД	сут	428,97			7,25	3103
Содержание комплекта ГЗД	сут	122,28			7,25	886,17
Содержание бурильных труб	сут	30,86	2,00	61,72	11,5	354,89
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	2,00	45,72	11,5	262,9
Содержание средств диспетчер. контроля	сут	8,9	2,00	17,8	11,5	102,35
Содержание ДЭС	см-сут	10,24	2,00	20,48	11,5	117,76
Содержание телесистемы	сут	241,05			7,25	1747,6
Электроэнергия	кВт/сут	140,5	2,00	281	23,18	3256,8
Содержание ЛЭП	сут	26	2,00	52	11,5	299
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	456	48,70	22207,2		
Дежурство бульдозера	сут	177,6			11,5	2042,4
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	2,00	388,24	11,5	2232,38
Затраты на химические реагенты раствора						13941,28
Итого по затратам, зависящим от времени		35479,9			41987	
Затраты зависящие от объема						
TM613N6	шт	12500,00			1,00	11500,00
КО-168 «Overhead Hydro»	шт	4000,00			1,00	4000,00
Фреза стартово-оконная ФСО-144	шт	8400,00			1,00	8400,00
Фреза арбузообразная ФА-142	шт	6800,00			1,00	6700,00
Итого по затратам, зависящим от объема					31700	
Всего затрат по сметному расчету					108247,28	

Таблица Ж.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость, ед., руб	Хвостовик	
			Количество	Сумма
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,97	2,95	678,4
Социальные отчисления 30 %				203,52
Сдельная з/п слесаря	сут	11,97	2,95	35,3
Социальные отчисления 30 %				10,5
Сдельная з/п электромонтера	сут	11,97	2,95	35,3
Социальные отчисления 30 %				10,5
Содержание бурового оборудования	сут	222,28	2,95	655,7
Содержание средств диспетчер. контроля	сут	117,00	2,95	345,15
Электроэнергия	кВт/сут	140,5	2,95	414,5
Башмак колонный БКМ- 114	шт	118,20	1,00	118,20
Фильтр-хвостовик	м	14,26	500	7130
Обсадные трубы	м	30,59	1282	39216,38
Пакер гидравлический для манжетного цементирования ПГМЦ 114	шт	16500,00	1,00	16500,00
Подвеска хвостовика ПХЦЗ 114/168	шт	20000,00	1,00	20000,00
Центраторы ПЦ-114	шт	42,85	83	3556,5
Оборудование устья скважины	к-т	5061,34	1,0	5061,34
ПВО	к-т	5910,22	1,0	5910,22
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	145,50	8,5	1236,75
ПЦТ - II - 100	т	98,18	2,3	225,8
Содержание цементировочного агрегата	сут	755,76	3,4	2569,6
Заливка колонны	агр	133,54	3,00	400,62
Затворение цемента	т	6,4	10	64
Опрессовка колонны	агр	53,54	3,00	160,62
Работа КСКЦ 01	агр	80,6	1	80,6
Всего затрат по сметному расчету				104620

Таблица Ж.4 -Сводная смета на строительство скважины

№	Наименование работ или затрат	Стоимость в ценах 1984 г, руб
1	2	3
I. Подготовительные работы к строительству скважины		
1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и др.	-
2	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	-
3	Техническая рекультивация	-
4	Разборка при технической рекультивации	-
	Итого	-

Продолжение таблицы Ж.4.

II. Вышкостроение и монтаж оборудования		
5	Строительство и монтаж, перетаскивание	32684,95
6	Разборка и демонтаж	5028,45
	Итого	37713,4
III. Бурение и крепление скважины		
7	Бурение скважины	75562,33
8	Крепление скважины	104620
	Итого	180182,33
IV. Испытание скважин		
9	Испытания в процессе бурения	7190,4
10	Испытания объекта	42595
	Итого	49785,4
V. Промыслово-геофизические работы		
11	Затраты на промыслово-геофизические работы, 9 % от пункта III, IV	20697
VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
12	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4 %	2036,5
13	Эксплуатация теплофикационной установки	38597,4
	Итого	40634
	Итого прямых затрат по разделам I-VI	329012,13
VII. Накладные расходы		
14	Накладные расходы 25% от суммы по разделам I-IV	82253
Раздел VIII. Плановые накопления		
15	Плановые накопления 8 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	32901,2
	Итого с накладными и плановыми	444166,38
Раздел IX. Прочные работы и затраты		
16	Премиальные доплаты 2,66 %	11814,82
17	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	19543,3
18	Северные льготы 2,98%	13236,8
19	Лабораторные работы 0,15%	684,75
20	Авиатранспорт	43447,36
21	Транспортировка вахт	9618,53
22	Перевозка вахт до г.Томска	18623,15
23	Услуги связи на период строительства скважины	4500,00
24	Топографо-геодезические работы	6200,00
	Итого	127668,1
	Итого по разделам I-IX	571835
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные работы		
25	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты 5 % от итога	28591,8

Продолжение таблицы Ж.4.

Раздел XI. Авторский надзор		
26	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I-X	114367
	Всего по смете	601571
	С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1984 г.	122840698
	НДС 18%	22111326
	ВСЕГО с учетом НДС	144952024

Приложение И

Приложение К