

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2530 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2530)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Бардин Александр Анатольевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность: Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Бардину Александру Анатольевичу

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2530 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1017/с от 08.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сутки}$.
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	– Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); – Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна; – Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); – Выбор буровой установки. – Цементировочная техника
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертёжей)	1. Геолого-технический наряд 2. Компонировка бурильной колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Киселева Елена Станиславовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Цементировочная техника	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	08.02.2019
--	------------

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
3-2Б52Т	Бардин Александр Анатольевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2019 учебного года)

Форма представления работы:

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
8 февраля	1. Общая и геологическая часть	10
5 апреля	2. Технологическая часть	40
31 апреля	3. Специальная часть	20
30 мая	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30 мая	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б52Т	Бардину Александру Анатольевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	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
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	Сроки строительства скважин
2. Сметная стоимость строительства скважины	Расчет сметной стоимости строительства скважины
3. Расчет технико-экономических показателей	Расчет технико-экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.02.2019
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГСН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б52Т	Бардин Александр Анатольевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Бардину Александру Анатольевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Данные технологические решения будут использоваться для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2530 метров на нефтяном месторождении
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н. Трудовой кодекс РФ (ст. 219; 264; 298) Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116 от 21 июля 1997 г. Приказ Министерства труда и социальной защиты российской федерации №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015г.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Повышенный уровень шума 2. Повышенный уровень вибрации 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе Опасные факторы: 1. Движущиеся части машин и механизмов, 2. Пожаровзрывобезопасность, 3. Электробезопасность 4. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

3. Экологическая безопасность:	-анализ воздействия объекта на литосферу -анализ воздействия объекта на гидросферу -анализ воздействия объекта на атмосферу
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	-перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; -разработка действий в результате возникающей ЧС и мер по ликвидации её последствий. Пожаровзрывоопасность.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.02.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Бардин Александр Анатольевич		

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</i> наук 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 проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 78 страниц, 14 рисунков, 28 таблицы, 30 литературных источников, 8 приложений.

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

Цель работы – проектирование и строительства разведочной скважины глубиной 2530 метров.

В процессе выполнения работы был составлен проект на строительство разведочной скважины на нефть глубиной 2530 м (по вертикали).

Разработаны мероприятия по организации строительству, охране труда и окружающей среды.

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

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CorelDRAW» (представлены вместе с ВКР).

СОКРАЩЕНИЯ

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продажная цементирующая.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.....	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	14
1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)	15
1.3 Зоны возможных осложнений.....	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	16
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	16
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений	16
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	17
2.2.3 Выбор интервалов цементирования	18
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	18
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн	18
2.3 Углубление скважины	18
2.3.1 Выбор способа бурения	18
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	19
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	21
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	22
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	23
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	25
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	25
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	27
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	27
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	29
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	29
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны.....	32
2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования	33
2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	34
2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины.....	35
2.5 Выбор буровой установки	36
3 ЦЕМЕНТИРОВОЧНАЯ ТЕХНИКА	38

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	50
4.1 Основные направления деятельности ООО«Самотлорнефтегаз»	50
4.2 Нормативная продолжительность строительства скважин.....	51
4.3 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	53
4.4 Расчет нормативного времени на сопутствующие и вспомогательные операции	54
4.5 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных.....	56
4.6 Сметная стоимость строительства скважины	57
4.7 Техничко-экономических показателей	58
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	60
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	60
5.2 Производственная безопасность	62
5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению.....	62
5.3 Экологическая безопасность.....	68
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	70
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	73
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	74
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	74
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	81
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	83
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	86
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	88
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	90
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....	93
ПРИЛОЖЕНИЕ И	102

ВВЕДЕНИЕ

В современных реалиях нефть и газ оказывают огромное влияние на развитие стран, либо упадок большинства экономических показателей в отсутствии иных.

По показателям нефтегазодобычи Российская Федерация уверенно удерживает ведущие позиции на протяжении многих лет. Помимо добычи нефтегазовый комплекс страны занимается экспортом сырой продукции, переработкой и изготовлением готовых продуктов из отходов нефтяного производства: синтетические масла, смазки, пластик, каучук и т.д.

Строительство скважины является одним из важнейших этапов добычи нефти и газа. Во многом качество и количество добываемого ресурса зависит от того, насколько корректно был составлен проект на строительство и выполнение всех его пунктов.

В настоящее время, при разработке и бурении скважины, используются постоянно обновляющиеся технические и технологические новшества. Это позволяет осуществлять добычу нефтегазовых ресурсов из ранее недоступных горизонтов.

В данной квалификационной работе рассматриваются применяемые на сегодняшний день технологии бурения скважин, включающие в себя этапы исследования геологических характеристик района, выбор технологического оборудования и режимов его работы, проектирование конструкции скважины и т.д. Все это позволит выбрать максимально эффективный и минимально затратный вариант бурения на заданном месторождении. Помимо этого, необходимо уделить немало внимания вопросам экологической обстановки и социальной ответственности, т.к. это обязательные условия при строительстве скважины в настоящее время.

1 ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов представлен в таблице А.3 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины – в таблице А.2 приложения А.

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины – в таблице А. приложения А.

Физико-механические свойства. Продуктивный пласт в интервале 2480–2510 метров представлен песчаником (плотностью 2400 кг/м³), алевролитом (плотностью 2300 кг/м³), аргиллитом (плотностью 2300 кг/м³).

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Проектный стратиграфический разрез

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент			
			пластового давления	порового давления	гидрораз- рыва пород	горного давления
	от	до	доли ед.	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м
1	2	3	4	5	6	7
Q	0	20	0,1	0,1	0,173	0,22
P ₃ nk	20	150	0,1	0,1	0,173	0,22
P ₃ chn	150	200	0,1	0,1	0,173	0,22
P ₂ ll	200	275	0,1	0,1	0,173	0,22
P ₁ tl	275	295	0,1	0,1	0,173	0,22
K ₂ gn	295	360	0,1	0,1	0,173	0,22
K ₂ slv	360	420	0,1	0,1	0,173	0,22
K ₂ ip	420	595	0,1	0,1	0,172	0,22
K ₂ kz	595	625	0,1	0,1	0,172	0,22
K ₁₋₂ pk	625	1445	0,101	0,101	0,175	0,22
K ₁ al	1445	2140	0,101	0,101	0,175	0,23
K ₁ tr	2140	2200	0,102	0,102	0,175	0,23

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
K ₁ klm	2200	2405	0,102	0,102	0,178	0,23
J ₃ bg	2405	2460	0,102	0,102	0,178	0,23
J ₃ gr	2460	2480	0,102	0,102	0,178	0,23
J ₂₋₃ vs	2480	2530	0,102	0,102	0,178	0,23
J ₂ tm	2530	2560	0,102	0,102	0,178	0,22

1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеводоносности, нефтеносности, газоносности месторождения (площади) представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
Водоносность				
0	295	Поровый	1,0	-
625	1445	Поровый	1,004–1,01	3
2140	2200	Поровый	1,01–1,02	3
2480	2530	Поровый	1,012–1,02	12
Нефтеносность				
2480	2510	Поровый	0,71	50–120
Газоносность				
Газонасыщенные пласты в разрезе скважины отсутствуют				

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	150	осыпи и обвалы стенок скважины	-
200	295		
625	2140		
2405	2480		
625	1445	нефтегазоводопроявления	вода
2480	2500		вода, нефть
625	2530	прихватоопасные зоны	при нахождении бурильного инструмента в скважине без движения и нарушение режима промывки
0	150	поглощение бурового раствора	частичные поглощения
420	595		
625	1445		
1445	2140		

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза месторождения и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

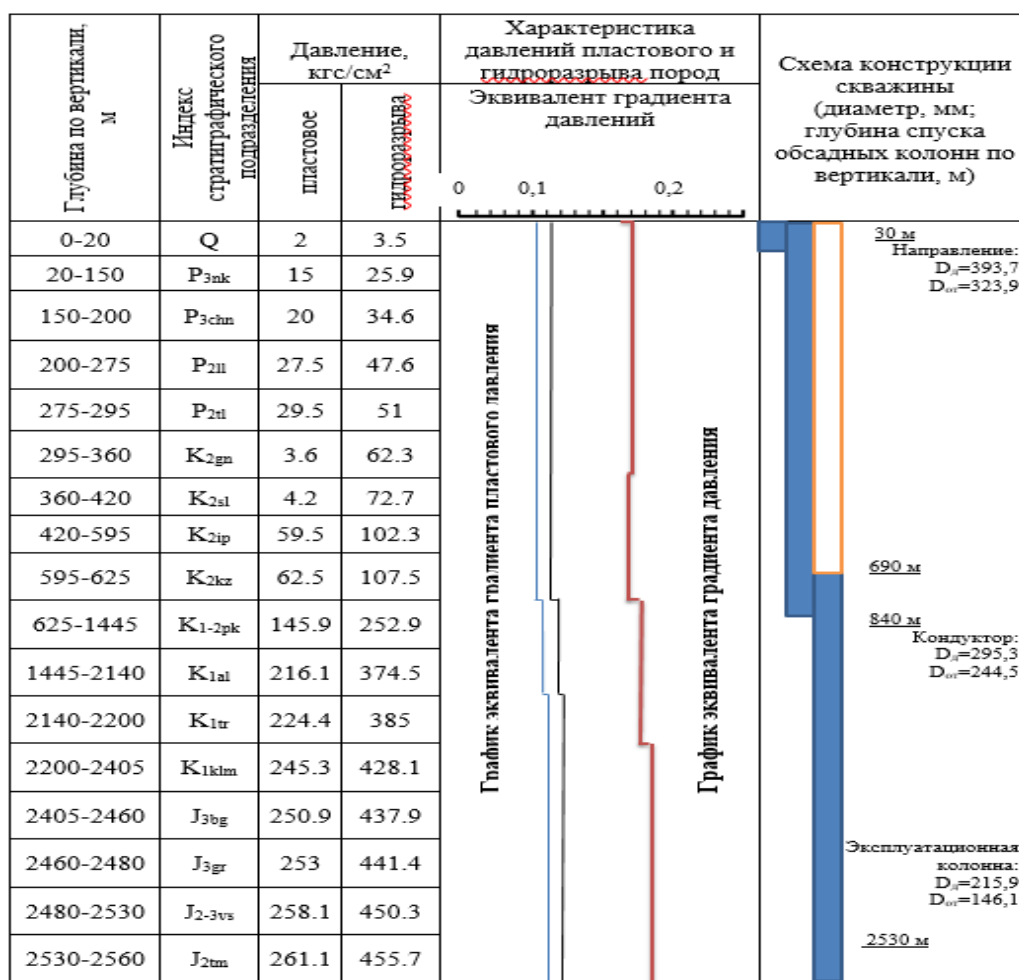


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направления спускается на глубину 30 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 20 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 840 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0–840 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2530 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 2480–2510 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 20 м.

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление: интервал цементирования 0–30 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0–840 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 690–2530 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр колонны под эксплуатационную принимаем равным $D_{эк}=146,1$ мм.

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

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$:

$$P_{му}=8,33 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-21-146x245 ХЛ.**
2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению: **ОП5-230/80x21.**

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа

бурения, необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения под направления выбираем роторный потому, что использования ВЗД не целесообразно, в виду того, что интервал бурения мал. Для остальных интервалов с применением ВЗД для создания необходимой частоты вращения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–30	Направление	Роторный
30–840	Кондуктор	Совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
840–2530	Эксплуатационная колонна	Совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0–30	30–840	840–2530
Шифр долота		III 393,7 М-ЦВ	БИТ 295.3 ВТ 616	БИТ 215,9 ВТ 713
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		МЗ	МСЗ	СТ
Длина, м		0.46	0,5	0,4
Масса, кг		180	75	43
G, тс	Рекомендуемая	14–28	2–10	2–12
	Предельная	-	10	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	80–400	60–400
	Предельная	-	400	400

1. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки МСЗ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

3. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

4. В приведенных первых 2-х случаях выбора долота при использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по методике приведенной в [4] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу.

$$G_I = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3}, \quad (1)$$

где α – коэффициент забойных условий;

$P_{ш}$ – средневзвешенная твердость горных пород по штампу;

F – опорная площадь рабочей поверхности долота.

$$F = 0,03 D_c k_T, \quad (2)$$

где k_T – число зубцов на рабочей поверхности; D_c – средний диаметр зубцов, мм.

Результаты расчетов осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-840	840-2530	2480-2510
Исходные данные				
α	1	1	1	
$P_{шт}, \text{кг/см}^2$	1000	1500	3000	3200
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	21,59	21,59
η	1	-	-	-
$\delta, \text{см}$	1.5	-	-	-
$q, \text{кН/мм}$	10	100	250	320
$G_{пред}, \text{кН}$	230	98	117,6	
Интервал	0-40	40-750	750-2700	2655-2680
Результаты проектирования				
$G_1, \text{кН}$	35	29	105	70
$G_2, \text{кН}$	40	27	57	90
$G_3, \text{кН}$	180	78	94	70
$G_{проект}, \text{кН}$	40	29	94	70

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 40 кН. Ее выбор обусловлен с учетом исходных горногеологических и технологических условий бурения. Для остальных интервалов, так как мы используем долота PDC, выбираются осевую нагрузку близкую к максимальной.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле 3 с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты приведены в таблице 7.

$$n_l = 19,1 \frac{V_l}{D_d}, \quad (3)$$

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

Таблица 7 – Результат расчета частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0–30	30–840	840–2530	2480–2510
Исходные данные					
V_l , м/с		2,8	2	1,5	1
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9	215,9
τ , мс		8	-	-	-
z		26	-	-	-
α		0,9	-	-	-
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		136	130	132	90
n_2 , об/мин		325	-	-	-
n_3 , об/мин		681	-	-	-
Проект, об/мин		60	110–140	130–165	90

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-30 м) проекти-

руем 60, исходя из частоты вращения ротора. Для интервалов бурение под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируется только п1. Поскольку используются долота безопорные (PDC).

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице Б.2 приложения Б.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Расчет параметров двигателя произведен по формулам с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 8.

$$D_{зд} = (0,8-0,9)D_{д}, \quad (4)$$

где $D_{зд}$ – диаметр забойного двигателя, мм; $D_{д}$ – диаметр долота, мм.

$$M_p = M_o + M_{уд} + G_{ос}, \quad (5)$$

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

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

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

$G_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, кН.

$$M_o = 500 * D_{д}, \quad (6)$$

где $D_{д}$ – диаметр долота, м.

$$M_{уд} = Q + 1,2 * D_{д}, \quad (7)$$

где Q – расчетный коэффициент, принимаемый в расчетах 1-2 (принимается 1,5), Н*м/кН; $D_{д}$ – диаметр долота, см.

Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные и результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-840	840-2530
Исходные данные				
D _д	м	-	0,2953	0,2159
	мм	-	295,3	215,9

Продолжение таблицы 8

Интервал	0-30	30-840	840-2530
G _{ос} , кН	-	80	80
Q, Н*М/кН	-	1,5	1,5
Результаты проектирования			
D _{зд} , мм	-	236-265	173
M _р , Н*М	-	7785	6026

Для интервала бурения под кондуктор 30–840 м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель Д1-240 М, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения под эксплуатационную 840–2530 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д5-172, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения твердых по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Д1-240 М 7/8	Д5-172 7/8
Интервал, м	30–840	840–2530
Наружный диаметр, мм	240	172
Длина, м	7,23	5,63
Вес, кг	1842	610
Расход жидкости, л/с	30–50	25–35
Число оборотов, об/мин	85–145	80–100
Максимальный рабочий момент, кН*м	9–12	4,5–6
Мощность двигателя, кВт	56–136	50–80

Спроектированные параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблицах Б.1 – Б.2 приложение Б.

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна, расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения и проектирование областей допустимого расхода бурового раствора приведены в таблицах В.1 – В.4 приложения В.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-техническому условию бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

- интервал бурения 0–30 м под направления – бентонитовый буровой раствор.
- интервал бурения 30–840 м под кондуктор – полимер-глинистый буровой раствор.
- интервал бурения 840–2530 м под эксплуатационную колонну – биополимерный буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 10. В таблице 11 представлен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 10 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	плотность г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, сПз	СНС 10 сек / 10 мин,	водотдача, см ³ /30 мин	рН	содержание песка, %
Бентонитовый	0	30	1,19	90	-	-	-	-	-	-
Полимер-глинистый	30	840	1,15	55	10-25	45	10-30/25-50	< 10	9,5	< 2
Биополимерный	840	2530	1,11	45	10-25	43	6-20/10-30	< 6	9,0	< 1

Таблица 11 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	30	Техническая вода, БЕНТОНИТ ПБМА, каустическая сода, кальцинированная сода, МЕХ-САР(анионный флокулянт), МЕХ-РАН(гипан)
Полимер-глинистый	30	840	Техническая вода, БЕНТОНИТ ПБМА, каустическая сода, кальцинированная сода, МЕХ-BOR(ингибитор глин), МЕХ-САР(анионный флокулянт), МЕХ-РАС HV(высоковязкая полианионная целлюлоза), МЕХ-РАС LV(низковязкая полианионная целлюлоза), МЕХ-РАН(гипан), SAPP(понижитель вязкости).
Биополимерный	840	2530	Техническая вода, каустическая сода, кальцинированная сода, МЕХ-GL LUBE(смазочная добавка), МЕХ-GUM S(ксантановая смола), МЕХ-SBT(крахмал),известь, БИКАРБОНА НАТРИЯ, KCL, карбонат кальция(мел).

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет

собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Г.1 приложения Г.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

Потребное количество химических реагентов представлено в таблице Г.2 приложения Г.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической программы промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах Д.1 – Д.3 приложения Д.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2480–2510 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже

прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

– интервал отбора керна 2470 – 2520 м

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения 4 запланированных интервалов.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
У6-215,9/100 SCD-4 М	215,9	100	3-161	15

Характеристика проектируемого кернотборного снаряда представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Тип проектируемого кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
УКР-172/100 Кембрии	172	14 (4)	100	15900	3-133	3-161	2400

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип кернотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек
2470–2520	УКР-172/100 Кембрии	1–3	60–120	14–25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
Плотность облепченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1800
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	784	глубина скважины, м	2530
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	690	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	150
Высота цементного столба $h_{ст}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	1687

2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (8)$$

где P_n – наружное давление; P_v – внутреннее давление.

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

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

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.

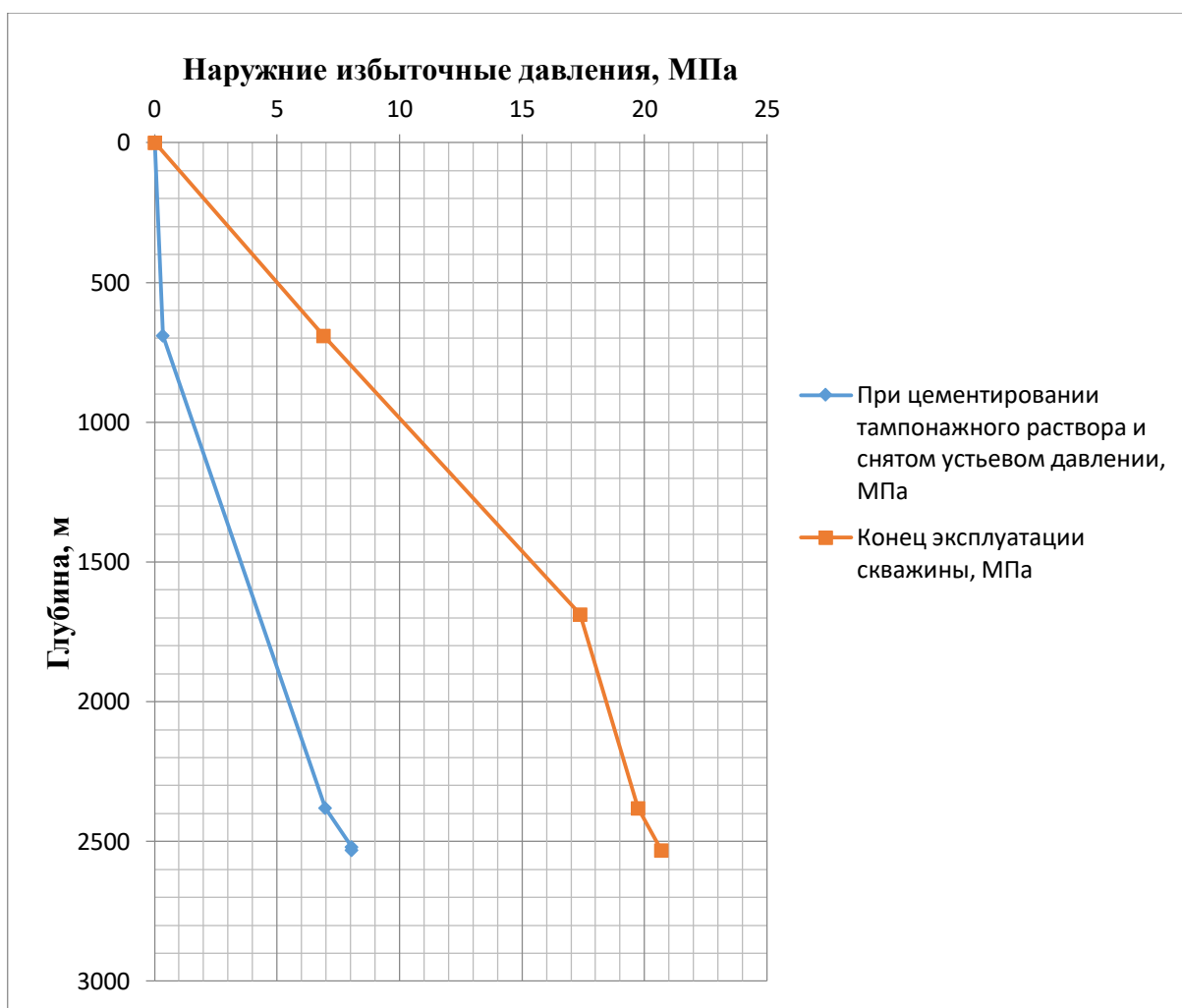


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

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

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

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 3

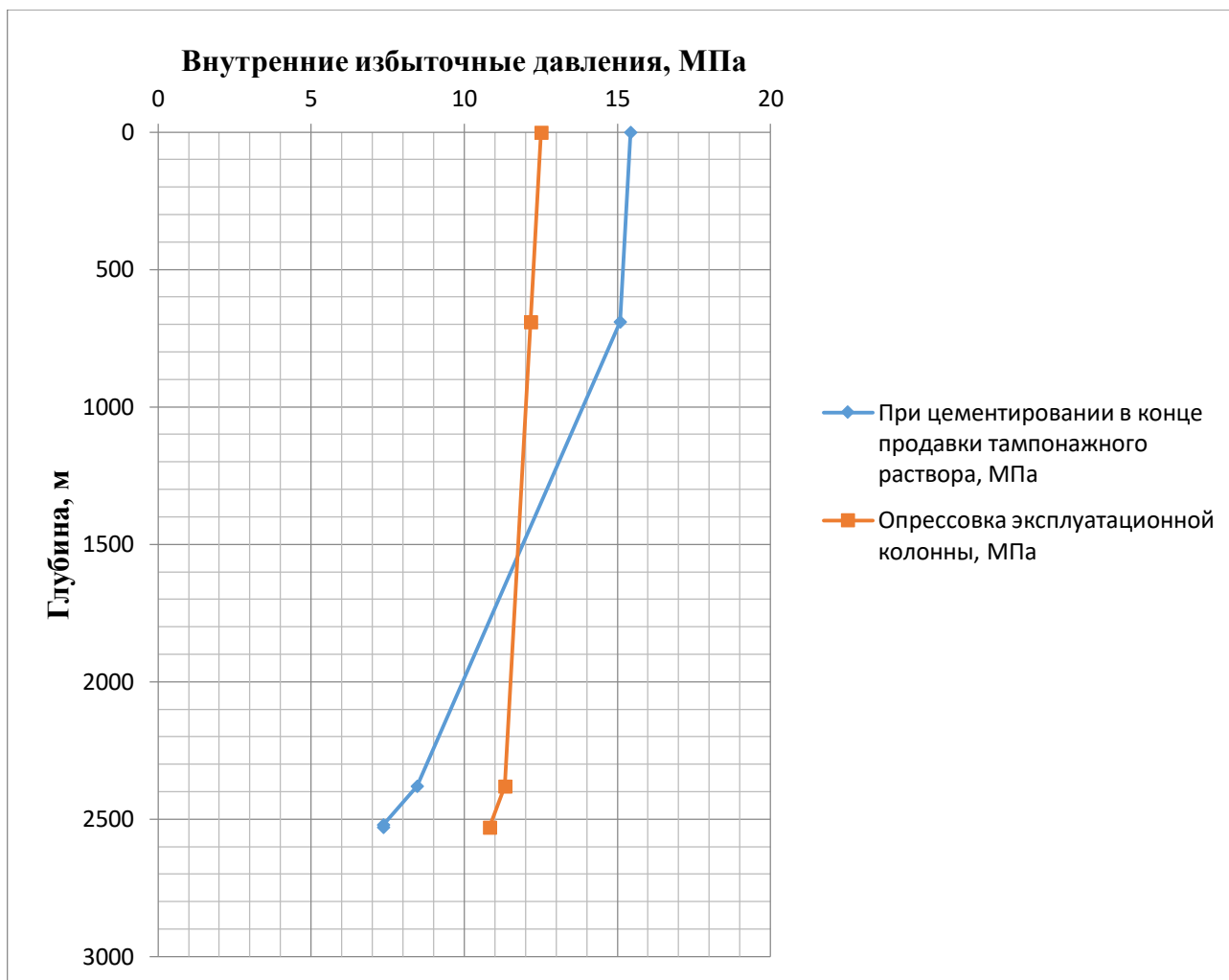


Рисунок 3 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рассчитанные характеристики секций представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	30	68,25	4111	4111,2	0–30

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	840	47,9	40300	40300	0–840
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	7,7	100	25,9	2702	62956	2430–2530
2	ОТТМ	Д	7	2430	24,3	60254		0–2430

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 9:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (9)$$

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

$$P_{гс\ кп} = 32,97 \text{ МПа};$$

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

$$P_{гд\ кп} = 0,2023 \text{ МПа};$$

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 44,96 \text{ МПа}$.

Производим сравнения давлений $33,17 \text{ МПа} \leq 42,7 \text{ МПа}$.

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора.

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонентов, кг	Наименование цемента	Масса цемента, т/ количество мешков
Буферная	8	1050	-	МБП-СМ	120	-	-
	5,54			МБП-МВ	387,8	-	-
Облегченный тампонажный раствор	47,07	1400	37,08	НТФ	19,3	ПЦТ-1-Об(4)100	35,5/36
Тампонажный раствор нормальной плотности	4,5	1800	2,708	НТФ	1,7	ПЦТ - 1 - 100	5,6 / 6
Продавочная жидкость	35,5	1000	-	-	-	-	-

2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (10)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 15,42 \text{ МПа};$$

$$23 \text{ МПа} \geq 19,27 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320.

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_6, \quad (11)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 3$ машины типа УС6-30Н(У).

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования, представлена на рисунке 4.

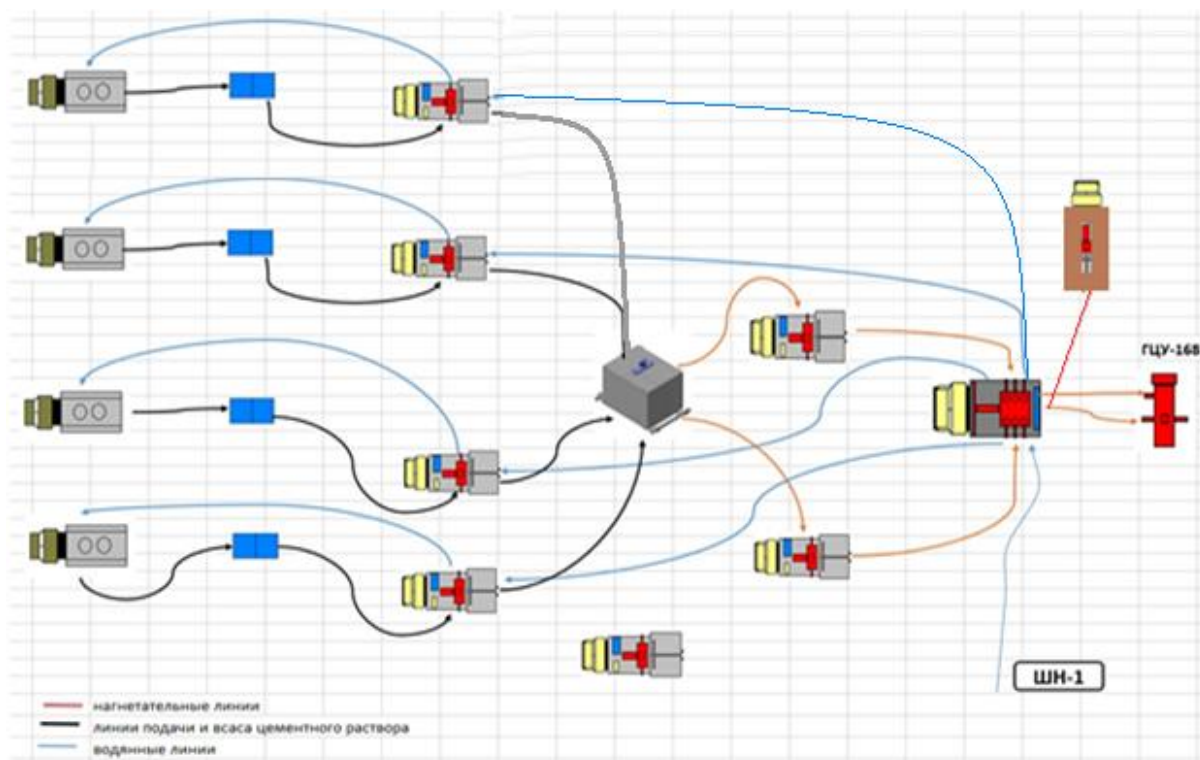


Рисунок 4 – Схема обвязки цементирующей техники при приготовлении тампонажного раствора с применением цементносмесительной установки.

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, $D_{\text{усл}}$, мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка раз- делительная продавочная	Центратор, (количество, шт)
Направление, $D_{\text{усл}}=324$ мм	БКМ-324 ОТТМ	-	ПРП-Ц-324	ЦЦ-324/394 (4)
Кондуктор, $D_{\text{усл}}=245$ мм	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОД-245 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦЦ-245/295 (24)
Эксплуата- ционная колонна, $D_{\text{усл}}=146$ мм	БКП-146 ОТТМ	ЦКОД-146 ОТТМ	ПРП-Ц-В-146 ПРП-Ц-Н-146	ЦЦ-146\216 (70)

2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор Скорпион 102. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 30 м, глубина 2480–2510 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102 представлены в таблице 19.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором Скорпион 102 потребуется пять спускоподъемная операция перфорационного комплекса.

Таблица 19 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102

Технические характеристики	Скорпион 102
Наружный диаметр, мм	102
Фазировка, °	60
Плотность перфорации, отв./м	10, 16,20
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	80/130
Максимально допустимая температура, °С	150/170
Технические характеристики	Скорпион 102
Длина корпусов, м	1/2/3/4/5/6

2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-110С предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-110С представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	110
Минимальный диаметр проходного канала, мм	18
Максимальный перепад давления, МПа	30
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3–62

2.5 Выбор буровой установки

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

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{ок} \geq 0,6; \quad (12)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (13)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (14)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (15)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k = 1,3$);

$Q_{мах}$ – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку Уралмаш 3Д-76

Расчет данных для буровой установки производился с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат установки представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результат расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка та-левой си-стемы
Уралмаш 3Д-76		225	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бу-рильной колонны	88,4	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	2,5
Максимальный вес обсад-ной колонны	68,41	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	3,3
веса колонны при при-хвате	115,03	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,9

3 Цементи́ровочная техника

Цементирование включает пять основных видов работ: приготовление тампонажного раствора, закачку его в скважину, подачу тампонажного раствора в затрубное пространство, ожидание затвердения закачанного материала и проверку качества цементи́ровочных работ. Оно проводится по заранее составленной программе, обоснованной техническим расчетом.

Цементи́ровочный агрегат АСЦ-320

На рисунке 5 представлен цементи́ровочный агрегат АСЦ-320, он предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе бурения, при опрессовочных работах, капитальном ремонте скважин, а также для проведения других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах.



Рисунок 5 - Цементи́ровочный агрегат АСЦ-320

Основные характеристики:

- Вместимость бачка для цементного раствора, куб.м 0,25.
- Габаритные размеры, мм 10500x2500x3600.
- Давление водоподающего насоса, МПа 1,1.
- Давление, МПа 32.
- Емкость мерного бака, куб.м 6.
- Наибольшая подача, куб.дм/сек 22 (при диаметре поршня 127мм).
- Насос высокого давления Тип 9Т.
- Подача водоподающего насоса, куб.дм/сек 10,5.

– Полная масса в транспортном положении, кг 23000.

Цементно-смесительная машина УС-6-30

Цементно-смесительные машины предназначены для транспортирования сухого цемента и глинопорошка, приготовления цементных и глинистых растворов из порошковых материалов.

УС-6-30 (АС-6/30) – смесительная установка для перевозки цемента и любых порошкообразных сухих материалов (в т. ч. тампонажных смесей) представлен на рисунке 6.



Рисунок 6 – Установка смесительная УС-6-30

Технические характеристики УС-6-30:

- Догрузка бункера на месте цементации, т, не более 20.
- Наибольшая производительность приготовления тампонажного раствора плотностью 1,85 г/см³, дм³/с 27.
- Плотность приготавливаемого раствора, г/см³ 1,3–2,4.
- Время выхода смесительной установки на заданную плотность, с, не более 40.
- Привод шнеков от двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и карданные валы.
- Вместимость бункера, м³, не более 14,5.
- Устройство смешивающее гидровакуумное.
- оптимальное давление жидкости, МПа (кгс/см) 1,5 (15).
- наибольшее давление жидкости, МПа(кгс/см) 2,0 (20).

- диапазон регулирования плотности от заданной при изменении проходного сечения сбросного ствола краном ГРПП, г/см³ 0,3–0,5.
- Управление установкой: с поста оператора, расположенного у смесительного устройства и из кабины шасси.

Осреднительная емкость

Осреднительная емкость представляет собой механическую цементомешалку объемом 8–12 м³, горизонтально смонтированную на шасси большегрузного автомобиля, рисунок 7. Внутри емкости размещаются два лопастных горизонтальных вала, которые обеспечивают дополнительное интенсивное перемешивание закачанного в емкость тампонажного раствора. Привод их осуществляется от ходового двигателя автомобиля через коробку перемены передач с помощью карданных валов аналогично приводу шнеков цементосмесительных машин.



Рисунок 7 – УСО-2031-11 на шасси Камаз

Блок манифольда

Блок манифольда БМ, представленный на рисунке 8, предназначен для обвязки насосных установок с устьем скважины при цементировании скважин, гидроразрыве пластов и проведении других промывочно-продавочных работ в газовых и нефтяных скважинах. Блок манифольда выпускается на максимальное давление 40 и 80 МПа (БМ-40 и БМ-80). Также выпускается блок манифольда с

системой контроля технологических параметров и управления процессом цементирования – СКУПЦ-40 (или СКУПЦ-80), который состоит из БМ и лаборатории.

Оборудование БМ смонтировано на раме, которая устанавливается на шасси автомобиля Урал повышенной проходимости. На раме предусмотрен ложемент для перевозки цементировочной головки. Предусмотрен обогрев в холодное время года клапанной коробки и крана сброса давления выхлопными газами автомобиля. Пример БМ представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 - Блок манифольда

Станция контроля скважины

Станция контроля цементирования скважин СКЦ-4, представленная на рисунке 9, применяется для оперативного контроля и управления технологией цементирования нефтяных и газовых скважин, а также гидрогеологических- инженерно-геологических при строительстве гидрогеологических, угольных и других шахтных сооружений.



Рисунок 9 - Станция контроля цементирования скважин СКЦ-4.

Станция контроля цементирования СКЦ-4 и её модификации обеспечивают:

- бескабельную телеметрию параметров измерения;
- оперативный контроль на экране ноутбука давления, плотности, мгновенного расхода и количества раствора, которые закачиваются в скважину;
- аварийно-предупредительную сигнализацию превышения давления в напорном коллекторе;
- полное документирование процесса, а также архивирование и выдачу отчета на бумаге;
- визуализация контролируемых параметров с помощью выносного табло;
- возможность просмотра любого участка процесса из архива, по окончании процесса и встроенный инструментальный аналитический обработки графика процесса цементирования.

Установка насосная УНБ2-600х70 (67 УНБ)

Особенности данной установки наличие двух более мощных насосов высокого давления позволяет выполнять несколько операций одновременно, уменьшает вероятность образования пробок при закачивании раствора в скважину.

Расширение функциональности установки насосной УНБ2-600х70 позволяет заменить две установки насосные типа УНБ-125х32, несколько смесительных и осреднительных установок, что позволяет снизить затраты на приобретение и обслуживание оборудования для цементирования скважин, уменьшить труд и энергозатраты.

Наличие системы обогрева гидравлической и приводной частей насоса высокого давления, не предусмотренной на обычных насосных установках.

Компактная и рациональная комплектация: предусмотрены откидные ограждения для обслуживания силовых агрегатов, вход на установку расположен с двух сторон.

Наличие автоматической системы приготовления цементного (тампонажного) раствора. В системе рециркуляции предусмотрен плотномер для контроля плотности приготавливаемого раствора.

Наличие тентового укрытия с воздушным отопителем для работы в холодное время года. Рациональная компоновка установки УНБ2-600х70 представленная на рисунке 10 обеспечивает удобство работы операторов при обслуживании установки.



Рисунок 10- УНБ2-600х70

Сверхмощный цементировочный агрегат

Особенности:

- Автоматическая система смешивания IAMS3.0, самостоятельно разработана компанией Jereh, автоматически контролирует положение дроссельной заслонки двигателя и коробки передач в соответствии с требованиями к давлению и расходе, значительно повышает эффективность работы.
- Данный агрегат, представленный на рисунке 11, удовлетворит требованиям двойной операции к давлению(60МПа) и расходе(1.2м³/мин), значительно снизит эксплуатационные расходы, подходит для условий многолитражной работы под высоким давлением.
- Данный агрегат имеет малые размеры и высокую эффективность



Рисунок 11 - Сверхмощный цементирувочный агрегат Jereh

Технические параметры:

- Макс. рабочее давление-125,8 Мпа
- Макс. рабочая подача-3,3 м³/мин
- Мерный бак-2х2 м³
- Бак-смеситель-8 м³
- Макс. способность приготовления растворов-2,3 м³/мин

Смесительная установка АСТ-IV-300

АСТ-IV-300 – смесительная установка на базе полноприводного шасси КАМАЗ 6х6. Установка предназначена для автоматизированного смешивания цементных и других технологических жидкостей при проведении работ по цементированию, РИР и других сервисных операциях в цикле строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин. Автоматическая система смешивания АСМ-IV обеспечивает полный автоматический контроль плотности приготавливаемого раствора, а также контроль параметров раствора нагнетательной линии (давление, производительность откачки, плотность) и подготовку отчета о выполненной работе. Усовершенствованный НЕМІ-миксер и большая осредни-

тельная емкость позволяет добиться высокой степени гомогенизации приготавливаемого раствора и сверхточного контроля плотности. АСТ-IV-300 – это эффективное современное оборудование с отличной проходимостью, компактными габаритными размерами, большим осреднительным баком, автоматической системой контроля плотности с возможностью регистрации параметров раствора нагнетательной линии. Работает в паре с любыми насосными агрегатами, заменяет усо и скц.



Рисунок 12 - Установка смесительная АСТ-IV-300

Особенности:

- Высокая проходимость
- Допустимые дорожным законодательством габаритные размеры и нагрузка на ось (для любого региона РФ)
- Арктическое исполнение. Рабочие температуры от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$
- Контроль параметров раствора с нагнетательной линии
- Современная автоматическая система контроля АСМ IV.1
- Простая конструкция, адаптивный интерфейс, быстрое обучение работе
- F300S плотномер рециркул. линии (легко промывается и обслуживается)
- Беспроводная передача данных на выносной ноутбук
- Работает в паре с насосными агрегатами, не требуется УСО и СКЦ

РСТ-521А Автоматизированный двухнасосный цементировочный агрегат на шасси

РСТ-521А двухнасосный цементировочный агрегат на базе полноприводного шасси VOLVO FM440 6X6 (Iveco 6×6, 6×8; Mercedes Benz 6×6, 8×8), двух трехплунжерных насосов ТРН400 и системы смешивания АСМ.

Гидроблоки плунжерных насосов ТРН400 расположены параллельно друг другу и вынесены за операторскую площадку, что повышает безопасность персонала во время работы и делает сервисное обслуживание насосов простым и оперативным. Насосы ТРН400 отличаются длинным ходом плунжера и высокими рабочими давлениями при большом диаметре плунжера и обеспечивают оптимальную производительность во время работы.

Особенности:

- Высокие эксплуатационные характеристики (давление и производительность)
- Задействован двигатель шасси для привода центробежных насосов системы смешивания
- Линейное расположение двигатель-трансмиссия-гидроблок ТРН400 – быстрая и простая замена пакингов, удобное сервисное обслуживание плунжерного насоса
- Усовершенствованная высокоэнергетическая система смешивания
- Аварийное автоотключение двигателей
- Защита от Сверхдавления, блокируется газ двигателей, АКПП сбрасываются на N
- SPS система смазки пакингов (без утечек).
- Аварийная система смешивания
- F300 плотномер, прост в обращении, легко промывается и обслуживается
- 10” большая цветная панель оператора
- Мобильная проводная/беспроводная СКЦ.
- Возможна установка предпусковых подогревателей на палубные двигателя и двигатель шасси

Пример агрегата РСТ-521А показан на рисунке 13.



Рисунок 13 - Автоматизированный двухнасосный цементирующий агрегат
РСТ-521А

Технические характеристики:

- Макс. рабочее давление: 14,000Psi (95.2 МПа, 4" плунжер)
- Макс. производительность: 2.7 м³/мин (4" плюс 4 1/2" плунжер), 3.0 м³/мин (два 4 1/2" плунжера)
- Диапазон плотностей: 1.3–2.5 г/см³, точность (в авто режиме): ±0.02 г/см³
- Производит. системы смешивания: 0.3–2.3 м³/мин
- Рабочие температуры: -45°C ~ 40°C

Батч-миксер на шасси 6Х6

Смесительно-осреднительная установка ВАСТ-300-100А на шасси предназначена для автоматизированного смешивания и осреднения больших объемов цементных и других технологических жидкостей при проведении работ по цементированию и других сервисных операциях в цикле строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин. Автоматическая система смешивания АСМ-III или АСМ-IV обеспечивает полный автоматический контроль плотности приготавливаемого раствора, а также контроль параметров раствора нагнетательной линии (давление, производительность откачки, плотность) и подготовку отчета о вы-

полненной работе. Выносной расходомер и датчик давления обеспечивают контроль параметров закачиваемого раствора. ВАСТ-300-100А — это смешительная установка, представленная на рисунке 14, осреднительная установка и станция контроля цементирования в одном блоке на внедорожном шасси.



Рисунок 14 – Установка смешительно-осреднительная ВАСТ-300-100А

Особенности установки:

- Высокопроходимое шасси
- Допустимые дорожным законодательством габаритные размеры и нагрузка на ось
- Последовательное смешивание, осреднение /ручной/автоматический режим
- Автоматическая система смешивания в совокупности с большими осреднительными емкостями ($2 \times 8 \text{ м}^3$) обеспечивают качественное последовательное смешивание, высокую стабильность и точность контроля приготавливаемых растворов.
- Международный стандарт 2×50 барр, большие активные лопастные перемешиватели.
- Автоматическая система промывки емкостей после окончания работы

- Выносной расходомер и датчик давления для контроля параметров раствора нагнетательной линии
- Подготовка полноценного отчета о выполненном технологическом процессе

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности АО «Самотлорнефтегаз»

Целью данного проекта является расчет сметной стоимости строительства разведочной скважины в Тюменской области. В ходе работы будут рассмотрены такие вопросы как: расчет нормативной продолжительности строительства скважин, расчет сметной стоимости строительства скважины, расчет технико-экономической эффективности. Организацией, осуществляющей строительство данной скважины, является АО «Самотлорнефтегаз», структура и направление деятельности которой, также будут рассмотрены в ходе работы.

Для решения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- произвести расчет нормативного времени на механическое бурение;
- произвести расчет нормативного времени на СПО;
- произвести расчет нормативного времени на сопутствующие и вспомогательные операции (установка центраторов, геофизические работы, ОЗЦ, разбуривание цементной пробки);
- произвести расчет затрат времени на проведение ремонтных работ;
- произвести расчет технико-экономических показателей.

АО «Самотлорнефтегаз» — одно из крупнейших добывающих предприятий НК «Роснефть», которое ведет разработку Самотлорского месторождения — одного из крупнейших в России. АО «Самотлорнефтегаз» учреждено в марте 1999 года в результате реорганизации АО «Нижневартовскнефтегаз».

Основными видами деятельности предприятия, владеющим 9 лицензионными участками, являются разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин, добыча, транспортировка, подготовка, переработка и реализация углеводородного сырья, обустройство нефтяных и газовых месторождений.

По данным АО «Самотлорнефтегаз», принадлежащие компании извлекаемые запасы нефти и природного газа составляют около 35623 млн бар нефтяного эквивалента.

В Обществе трудятся свыше 6 тысяч человек. Являясь одним из крупнейших работодателей Нижневартовска и Нижневартовского района, «Самотлорнефтегаз» придерживается принципов высокой социальной ответственности перед своими работниками и их семьями. Предприятие гарантирует благоприятные и безопасные условия труда, развивает культуру производства, социальный пакет. Кроме того, «Самотлорнефтегаз» реализует ряд масштабных программ, направленных на повышение качества жизни сотрудников.

4.2 Нормативная продолжительность строительства скважин

Задачей настоящего раздела является расчет нормативной продолжительности строительства скважины. Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	2530
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	Совмещенный
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 393,7 мм на глубину 30 м
- кондуктор	d 295,3 мм на глубину 840 м
- эксплуатационная	d 215,7 мм на глубину 2530 м
Буровая установка	Уралмаш 3Д-76
Оснастка талевой системы	4'5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950
производительность, л/с:	
- в интервале 0-30 м	78
- в интервале 30-840 м	37
- в интервале 840-2530 м	11
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 203 мм – 37,8 м d 178 мм – 38 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 30-950 м	Д1-240 М
- в интервале 950-2570 м	Д5-172
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
- в интервале 0-30 м	127'9,19

Продолжение таблицы 22

- в интервале 30-950 м	127'9,19
- в интервале 950-2570 м	127'9,19
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-30 м	III 394 М-ЦВ
- в интервале 30-840 м	БИТ 295.3 ВТ 616
- в интервале 840-2530 м	БИТ 215,9 ВТ 713
- в интервале 2480-2510 м	Бурголовка PDC У6-215,9/100 SCD-4 М

Сведения о действующем на буровом предприятии нормам времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото на нефтяном месторождении (Тюменская область) представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	30	30	0,034	580
2	30	840	810	0,039	1660
3	840	2530	1690	0,061	1380

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T * H, \quad (16)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м; H – количество метров в интервале, м.

Расчет нормативного времени на механическое бурение представлен в таблице 24.

Таблицы 24 – Результаты нормативного времени на механическое бурение

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,034	1,02
810	0,039	31,59
1690	0,061	103,09
Итого		135,7

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H/\Pi, \quad (17)$$

где Π – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале Π , м	n
30	500	0,06
810	1580	0,51
1690	1300	1,3
Итого на скважину		1,87

Таким образом, был произведен расчет нормативного времени на механическое бурение.

4.3 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;

- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО ТСПО, составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi * n_{\text{СПО}}, \quad (18)$$

где $n_{\text{СПО}}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м; Π – длина интервала, м

Таким образом, были выполнены расчеты времени на СПО. Результаты приведены в таблице Е.1 приложения Е.

4.4 Расчет нормативного времени на сопутствующие и вспомогательные операции

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит: кондуктор: $24 * 1 = 24$ мин, эксплуатационная колонна: $70 * 1 = 70$ мин.

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 4 ч, кондуктора – 10 ч, эксплуатационной колонны – 22 ч.

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;

- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;

- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

- Отвертывание долота - 7 минут.

- Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (19)$$

где L_k – глубина кондуктора, м; L_n – длина цементной пробки, м.

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле:

$$L_T = L_c - L_n, \quad (20)$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (21)$$

где l_c – длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секции.}} = N * 2 + 5. \quad (22)$$

Норма времени для разбуривания цементной пробки по результатам расчета:

1. Для направления: $T_{\text{напр.}} = 0,04 * 2 + 5 = 5,08$ мин;

2. Для кондуктора: $T_{\text{конд.}} = 34 * 2 + 5 = 73$ мин.

3. Для эксплуатационной колонны: $T_{\text{эсп.}} = 105 * 2 + 5 = 215$ мин

- Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

- Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 5,08 + 73 + 215 + 3 * (7 + 17 + 42) = 491,08 \text{ мин} = 8,18 \text{ ч.}$$

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

Таким образом, в ходе работы были подсчитаны нормы времени на сопутствующие и вспомогательные работы.

4.5 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 235,32 часов или 9,8 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6%.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$T_{\text{общ}} = 235,32 \times 0,066 = 15,531 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$\Sigma = 235,32 + 15,531 + 25 = 275,851 \text{ ч} = 11,5 \text{ суток.}$$

Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2530 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область) представлена в таблице Е.2 приложении Е.

Таким образом расчет нормативной продолжительности строительства скважины производился с учетом всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени(11,5суток).

4.6 Сметная стоимость строительства скважины

Задачей настоящего раздела является расчет сметной стоимости строительства скважины.

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле:

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (23)$$

где T_n – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины представлена в таблице 26.

Таблица 26 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
Направление	1,37	1,48	0,06
Кондуктор	49,27	53,21	2,217
Эксплуатационная колонна	132,8	143,4	5,975
Крепление:			
направление	3,56	3,84	0,16
кондуктор	16,0	17,28	0,72
эксплуатационная колонна	32,4	35	1,46
Итого:	235,4	254,21	10,952

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении Ж.

Таким образом в ходе выполнения данного раздела, получил результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении Ж.

4.7 Техничко-экономических показателей

Задачей раздела является расчет технико-экономических показателей.

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч:

$$V_M = H/T_M, \quad (24)$$

где H – глубина скважины, м; T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч:

$$V_p = H/(T_M + T_{\text{сно}}), \quad (25)$$

$$V_p = H/(T_M + T_{\text{сно}}), \quad (26)$$

где $T_{\text{сно}}$ – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч:

$$V_K = (H * 720)/T_H, \quad (27)$$

где T_H – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м:

$$h_d = H/p, \quad (28)$$

где p – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{\text{с1м}} = (C_{\text{см}} - П_n)/H, \quad (29)$$

где $C_{\text{см}}$ – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Расчет нормативных технико-экономических показателей бурения скважины представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2530
Продолжительность бурения, сут.	10,952
Механическая скорость, м/ч	18,93
Рейсовая скорость, м/ч	14
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7860,6
Проходка на долото, м	1359,8
Стоимость одного метра	44599,5

Таким образом, в данном разделе были рассчитаны нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Общее время механического бурения составит 235,32 часов или 9,8 суток. При расчете нормативной продолжительности строительства скважины с учетом всех видов работ, было рассчитано что на реализацию данного проекта необходимо 11,5 суток.

2. В ходе проведения планирования и подсчета сметной стоимости строительства проектируемой скважины общее время проводки скважины от начала забуривания до процесса заканчивания составит 332,4 часов или 13,85 дней с учетом всех видов работ. Общая величина затрат на выполнение данного проекта составит 122360916 рублей.

3. Благодаря выбору современных буровых долот типа PDC, а также винтовых забойных двигателей с оптимальной заходностью и других усовершенствованных технологий бурения и крепления скважины были достигнуты следующие технико-экономические показатели:

- механическая скорость 18,93 м/ч;
- рейсовая скорость 14 м/ч;
- коммерческая скорость 7860,6 м/ст.-мес.;
- стоимость одного метра бурения 44599,5 рублей.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

С ростом технологий в сфере бурения предполагает увеличение объемов производства, рост потребления веществ и энергии. Растут риски пагубного воздействия на окружающую среду. Тем самым мы должны обеспечить минимальный вред окружающей среде и человеку. Предприятия должны знать и соблюдать законодательство в области социальной ответственности, что позволит минимизировать негативное воздействие производства. Мероприятия по уменьшению опасности обычно снижают производительность труда и не несут экономической выгоды.

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются такие вопросы как: правовые и организационные мероприятия обеспечения безопасности; производственная безопасность; экологическая безопасность; безопасность ЧС.

Основной целью является выявление возможных вредных и опасных факторов на производстве, а также анализ воздействия предполагаемых источников загрязнения на окружающую среду, возникающих в результате реализации проекта на строительство скважины.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, 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. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспет-

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

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);
- за каждый час ночной работы – 40% часовой тарифной ставки (оклада);
- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Проектируемые работы будут проводиться на территории Тюменской области, согласно Справочнику базовых цен, на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства данный район приурочен к районам, где к заработной плате работников применяется коэффициент 1,15.

5.2 Производственная безопасность

Таблица 28 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1.Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 21752-76 ГОСТ 21753-76 ГОСТ EN 894-1-2012 ГОСТ Р ИСО 14738-2007 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ СанПиН 2.2.4.548–96 СанПиН 2.6.1.2523-09 СН 2.2.4/2.1.8.562–96 СН 2.2.4/2.1.8.566–96 СП 51.13330.2011 ГН 2.2.5.3532–18 ГН 2.2.5.2308 – 07 СанПиН 2.1.6.1032-01
2. Повышенный уровень вибрации	+	+	+	
3.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	
4.Отклонение показателей микро-климата на открытом воздухе	+	+	+	
5.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	
6.Пожаровзрывобезопасность,	+	+	+	
7.Электробезопасность	+	+	+	
8.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	+	+	+	

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению.

Превышение уровней шума. Шум – беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014. [26]

Превышение уровней вибрации. Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004. [27]

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. [27]

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы: - использование машин с меньшей виброактивностью; - использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека; использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований; проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин.

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе. Климат – особенности климата на небольших пространствах, обусловленные особенностями местности. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 показателями, характеризующими климат, являются: температура воздуха, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения [24].

Оценка климата на основе его показателей на всех местах пребывания работника в течении смены и сопоставления с нормативами согласно СанПиН 2.2.4.548-96.

При проведении работ на открытых площадках данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление). Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе Р 2.2.2006-05 зависят от тяжести и времени выполняемых работ.

Климат рассматриваемого района работ (Тюменская область) континентальный. Он характеризуется суровой продолжительной зимой. Средние температуры воздуха января понижаются с запада на восток от -17° до -19°C . В наиболее холодные зимы температура воздуха может понижаться до $-52^{\circ}\dots-63^{\circ}\text{C}$ на

севере и до -47° ... -51°C на юге области. Продолжительность отопительного периода увеличивается от 220 суток в южных районах области до 300-320 в северных и горных районах. Преобладают ветры с северной составляющей. Средние месячные температуры июля, самого тёплого месяца года, колеблются в пределах от 4°C на севере до 18°C на юге области. В отдельные дни в июле-августе почти ежегодно температура воздуха днём может повышаться до 20°C , на остальной территории — до 25° ... 35°C . Безморозный период длится от 130 дней на севере и до 160 дней на юге области. Основное количество осадков выпадает во 2-й половине лета 47%.

Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов. В зимний период рабочие обеспечиваются теплой спецодеждой (ватные штаны, ватная куртка, валенки, рукавицы и т.д.). При работе на открытом воздухе в летний период для отдыха людей используют навесы, палатки. Кроме того, следует учесть, что в летний период может быть выпадение большого количества осадков в виде дождей. От этого может зависеть прекращение работ на время неблагоприятных погодных условий.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91, здесь описываются такие требования как: - материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;

- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения; - конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;

производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным; движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикосания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование; элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями. [23] В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета. [29]

Пожаровзрывобезопасность. По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедленного инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества. [28]

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, при-

нять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91. [28]

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

- Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.
- Ведро пожарное 2 шт.
- Багры 3 шт.
- Топоры 3 шт.
- Ломы 3 шт.
- Ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

Электробезопасность. Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

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

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств;

- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи.

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности. [25] Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты.

Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы.

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

5.3 Экологическая безопасность

Создание условий для улучшения экологической обстановки — процесс долгий, требует согласованности и последовательности действий.

1. Влияние на литосферу

В процессе освоения нефтяных и газовых месторождений наиболее активное воздействие на природную среду осуществляется в пределах территорий самих месторождений, трасс линейных сооружений (в первую очередь магистральных трубопроводов), в ближайших населенных пунктах (городах, поселках). При этом происходит нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока, срезка микрорельефа.

Для сохранения качества почвы необходимо:

- использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву;
- сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях;
- после сооружения всех скважин на кусте необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы;
- необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

2. Влияние на гидросферу.

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики);
- контроль за герметичностью амбара;
- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- 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.

3. Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль (растительного и вулканического, космического происхождения), туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной, дорожной техник, выбросы вредных веществ предприятиями, заводами.

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух, на производстве фильтрующие элементы и их утилизацию согласно экологическим нормам.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Источник ЧС: опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация. [30]

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков: по происхождению (антропогенные, природные); по продолжительности (кратковременные, затяжные); по характеру (преднамеренные, непреднамеренные); по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. техногенного характера:

- пожары (взрывы) в зданиях;
- пожары (взрывы) на транспорте.

2. природного характера:

- землетрясения.

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

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Тюменская область) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в офисных помещениях или лаборатории каждый работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану;
- сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела, заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре;

- принять меры по организации эвакуации людей;
- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.).

Таким образом, в данной работе мы проанализировали основные опасные и вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого объекта, такие как: повышенные уровни шума и вибрации; недостаточная освещенность рабочей зоны; отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; движущиеся части машин и механизмов; пожаровзрывобезопасность; электробезопасность. Предложенные средства индивидуальной и коллективной защиты минимизируют риски получения травм и нанесения вреда здоровью персоналу с приведенными факторами. Уделено внимание возможным источникам загрязнения окружающей среды и природоохранным мероприятиям для обеспечения её экологической безопасности, сохранению природных ресурсов и их залежей.

Были приведены особенности трудового законодательства, относящиеся к данному проекту. Предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности рабочего персонала, задействованного на проектируемом участке, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

Наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью. Был разработан порядок действия в результате возникновения ЧС и меры по ликвидации её последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе технологического проектирования скважины с проектной глубиной 2530м, определены такие параметры, как: конструкция скважины, число обсадных колонн и глубин их спуска, интервалы затрубного цементирование, диаметры скважин по каждую колонну, а также способ бурения и другие параметры, способствующие рентабельности и эффективности проектирования сооружения разведочной скважины при данном геологическом строении района.

При строительстве скважины выполняются следующие виды работ: бурение ствола скважины, наращивание бурильной колонны, операции по спуско-подъему инструмента, промывка ствола скважины, спуск и цементирование обсадных колонн, затворение и закачка тампонажной смеси, сбор и фиксация информации о процессе цементирования на всех этапах проведения работ, каротажные работы, извлечение из скважины образца породы (керн), а также работы, связанные по вызову притока. Данный проект отвечает всем технологическим требованиям и может быть использован для строительства разведочных скважин на нефть, различными буровыми компаниями.

В исследовательской работе «Специальная часть» рассмотрена цементировочная техника.

Также в организационно-экономическом разделе скважины, рассчитана нормативная продолжительность строительства скважин, сметная стоимость строительства скважины, технико-экономические показатели, что позволяет осуществить качественную работу и рентабельность для нефтегазового предприятия.

В разделе «Социальная ответственность» проработаны основные моменты производственной, экологической и пожарной безопасности, безопасности при чрезвычайных ситуациях, а также мероприятия по их успешной ликвидации без причинения вреда себе и окружающей среде.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: «Недра», 1986. - 199 с.
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. - 1007 с.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. - 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. - 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. Оборудование для цементирования скважин [Электронный ресурс] / ООО «Южная нефтегазوماшиностроительная компания»; Электрон.дан. - Краснодар: Южная нефтегазوماшиностроительная компания, 2018. URL: <http://www.ungmk.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 07.03.2018 г.
12. Перфорационные системы [Электронный ресурс] / ООО «Промперфоратор»; Электрон.дан. - Компания БВТ, 2018. URL: <http://www.bvt-s.ru> /, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 14.03.2018 г.

13. Геофизический сервис и приборостроения [Электронный ресурс] / АО «Башнефтегеофизика»; Электрон.дан. - Уфа: Башнефтегеофизика, 2018. URL: <http://www.bngf.ru>, свобод. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 15.03.2018 г.
14. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / Группа компаний KASC; Электрон.дан. – Актобе: KASC, 2018. URL: <http://kasc.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 25.03.2018 г.
15. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ - Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 01.03.2018 г.
16. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон.дан. – Уфа: Буринтех, 2018. URL: <http://burintekh.ru> свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 20.02.2018 г.
17. ПО «Бурсофтпроект» - инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76с.
18. Буровые долота Смит Битс. Новые технологии и решения: Информационный материал / Компания «Шлюмберже». – Красноярск, 2015. - 215с.
19. ПБ 08-624-03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. - М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с.
20. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99с.
21. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109с.
22. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16с.

23. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11с.
24. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49с.
25. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7с.
26. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23с.
27. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31с.
28. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83с.
29. ГОСТ 12.4.026-2015. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 81с.
30. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 7с.

Приложение А

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

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	мощность	название	индекс	
1	2	3	4	5	6
0	20	20	Четвертичные отложения	Q	1,3
20	150	130	Некрасовская серия	P ₃ nk	1,3
150	200	50	Чеганская свита	P ₃ chn	1,3
200	275	75	Люлинворская свита	P ₂ ll	1,3
275	295	20	Талицкая свита	P ₁ tl	1,3
295	360	65	Ганькинская свита	K ₂ gn	1,3
360	420	60	Славгородская свита	K ₂ slv	1,3
420	595	175	Ипатовская свита	K ₂ ip	1,3
595	625	30	Кузнецовская свита	K ₂ kz	1,3
625	1445	820	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	1,3
1445	2140	695	Киялинская свита	K ₁ al	1,2
2140	2200	60	Тарская свита	K ₁ tr	1,2
2200	2405	205	Куломзинская свита	K ₁ klm	1,2
2405	2460	55	Баженовская свита	J ₃ bg	1,1
2460	2480	20	Георгиевская свита	J ₃ gr	1,1
2480	2530	50	Васюганская свита	J ₂₋₃ vs	1,1
2530	2560	30	Тюменская свита	J ₂ tm	1,1

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	краткое название	процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	20	песок глина	50 50
P ₃ nk	20	150	глина песок	20 80
P ₃ chn	150	200	песок глина	10 90
P ₂ ll	200	275	глина	100
P ₁ tl	275	295	глина песчаник	95 5
K ₂ gn	295	360	песок глина	60 40
K ₂ slv	360	420	глина	100
K ₂ ip	420	595	песчаник глина	100
K ₂ kz	595	625	глина	100

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5
K ₁₋₂ pk	625	1445	глина песчаник алевролит	25 50 25
K ₁ al	1445	2140	песчаник алевролит глина	20 20 60
K ₁ tr	2140	2200	глина песчаник алевролит	20 20 60
K ₁ klm	2200	2405	аргиллит алевролит песчаник	20 30 50
J ₃ bg	2405	2460	аргиллит	100
J ₃ gr	2460	2480	аргиллит	100
J ₂₋₃ vs	2480	2530	песчаник алевролит аргиллит	20 20 60
J ₂ tm	2530	2560	аргиллит алевролит песчаник	50 40 10

Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	песок глина	2.0 1.9	25-30 30	2500 0	10 100	0 0	0 10	1 2	10 4	мягкая
P ₃ nk	20	150	глина песок	2.1 1.9	30 30	0 1000	95 20	0 0	10 0	2 1	4 10	мягкая
P ₃ chn	150	200	глина песок	2.1 1.9	30 30	0 1000	95 20	0 5	10 0	2 1	4 10	мягкая
P ₂ ll	200	275	глина	2.2	20	0	100	0	10	4	4	мягкая
P ₁ tl	275	295	глина песчаник	2.2 2.1	30 22	0 30	95 10	0 3	10 30	5 2	10 10	мягкая
K ₂ gn	295	360	алевролит глина	2.1 2.3	20 25	50 0	10 95	3 0	20 15	2 3	10 4	мягкая
K ₂ slv	360	420	глина	2.3	25	0	100	0	15	3	4	мягкая
K ₂ ip	420	595	песчаник глина	2.1 2.3	22 20	30 0	10 95	3 0	30 10	2 3	10 4	мягкая
K ₂ kz	595	625	глина	2.3	25	0	95	5	10	4	4	мягкая
K ₁₋₂ pk	625	1445	песчаника алевролит глина	2.1 2.1 2.4	22 20 20	30 50 0	10 10 95	3 3 0	30 20 20	2 2 3	10 10 4	мягкая средняя

Продолжение таблицы – А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ki kl	1445	2140	песчаник алевролит глина	2.0 2.2 2.4	22 20 14	10-30 10 0	10 15 95	3 10 5	25 25 20	3.5 3.5 3.5	10 10 3	средняя
Kitr	2140	2200	глина песчаник алевролит	2.2 2.1 2.3	19 20 16	0 20 -50 10-15	95 10- 20 20-30	5-10 10 10	25 20 25	3.5 3 3	4 4 6	средняя
K ₁ klm	2200	2405	аргиллит алевролит песчаник	2.4 2.3 2.3	5 15 10	0 10 -15 9-300	90 30 25	0 5 0	40 30 70	2 3 3	4 6 6	средняя
J ₃ bg	2405	2460	аргиллит	2.4	5	5	90	0	10	1.5	10	средняя, твердая
J ₃ gr	2460	2480	аргиллит	2.4	5	5	90	0	10	1.5	10	средняя, твердая
J ₂₋₃ vs	2480	2530	аргиллит алевролит песчаник	2.4 2.3 2.3	5 16 15	0 0 50	90 30 20	5 5 5	80 40 65	3 3 3	4 6 10	твердая
J ₂ tm	2530	2560	аргиллит алевролит песчаник	2.4 2.3 2.3	15 5 10	0 5 5-20	90 30 20	1 0 3	100 40 70	1.5 2 1.5	4 6 10	твердая

Приложение Б (Обязательное)

Таблица Б.1 – Расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0–30	30–840	840–2530
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,55	0,4	0,3
K_k	1,3	1,3	1,2
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,13	0,1
V_m , м/с	0,008	0,008	0,004
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,089
$d_{мах}$, м	0,393	0,295	0,215
$d_{нмах}$, м	0,015	0,0127	0,019
n	6	6	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,19	1,15	1,11
ρ_n , г/см ³	2	2,2	2,3
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	67	27	11
Q_2 , л/с	62	39	12
Q_3 , л/с	139	64	28
Q_4 , л/с	70	33	15
Q_5 , л/с	34	28	21
Q_6 , л/с	-	20 – 50	25 – 35

Таблица Б.2 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0–30	30–840	840–2530
Исходные данные			
Q_1 , л/с	67	27	11
Q_2 , л/с	62	39	12
Q_3 , л/с	139	64	28
Q_4 , л/с	70	33	15
Q_5 , л/с	34	28	21
Q_6 , л/с	-	20–50	25–35
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	70–138	39–63	21–27
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с	70	48	26
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}$, л/с	-	48	26
ρ_1 , кг/м ³	-	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	-	1150	1109

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с исходя возможностей оборудования (УНБТ-950 с диаметр втулок 170 мм) буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 48 л/с (УНБТ-950 с диаметр втулок 170 мм) для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 26 л/с (УНБТ-950 с диаметр втулок 160 мм), для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

Приложение В

Таблица В.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–30м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под направление (0-30м)							
1	Долото III 394 М-ЦВ	0.457	393.7	-			0.161
					3-171	Муфта	
2	УБТ УБТ 203х100	9,45	203	100	3-171	Ниппель	2,11
					3-171	Муфта	
3	Переводник П 3-171/147	0,52	203	100	3-171	Ниппель	0,061
					3-147	Муфта	
4	ВБТС-140	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30–840м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьб а (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум.вес , т
					Резьб а (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под кондуктор (30-840м)							
1	Долото БИТ 295.3 ВТ 616	0,5	295,3	-			0,043
					3-152	Ниппель	
2	ВЗД Д1-240 М	7,23	240	-	3-152	Муфта	1,85
					3-171	Муфта	
3	КО-240	0,63	240	-	3-171	Ниппель	0,116
					3-171	Муфта	
4	УБТ 203х100	9,45	203	100	3-171	Ниппель	1,8
					3-171	Муфта	
5	КЛС-295,3 СТ	0,98	295,3	70	3-171	Ниппель	0,053
					3-171	Муфта	
6	УБТ 203х100	28,35	203	100	3-171	Ниппель	5,44
					3-171	Муфта	
7	Переводник П-171/133	0,22	203	95	3-171	Ниппель	0,049
					3-133	Муфта	
8	ТБПК-127*9,19 Д	763,2	127	107	3-133	Ниппель	24,14
					3-133	Муфта	
9	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
10	КШЦ-178	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
11	Переводник П-147/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
12	ВБТС-140	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (840–2530м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип со- единения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип со- единения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (840-2530м)							
1	Долото БИТ 215,9 ВТ 713	0,395	215,9	-			0,019
					3-117	Ниппель	
2	ВЗД Д5-172	5,63	172	-			0,61
					3-117	Муфта	
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КО-178	0,63	178	-			0,074
					3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
4	Переводник П-147/133	0,53	178	82			0,045
					3-147	Ниппель	
					3-133	Муфта	
5	КЛС-215,9 СТ	0,585	215,9	70			0,054
					3-133	Ниппель	
					3-133	Муфта	
6	Переводник П-133/147	0,51	172	70			0,059
					3-133	Ниппель	
					3-147	Муфта	
7	УБТ 178х70	19	178	70			2,96
					3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
8	ЯГ-165	2,4	165	50			0,3
					3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178х70	19	178	70			2,96
					3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
10	Переводник П-147/133	0,524	178	95			0,058
					3-147	Ниппель	
					3-133	Муфта	
11	ТБПК-127*9,19 Д	2297,3	127	107			72,69
					3-133	Ниппель	
					3-133	Муфта	
12	Переводник П-133/147	0,52	178	101			0,046
					3-133	Ниппель	
					3-147	Муфта	
13	КШЦ-178	0,46	178	70			0,05
					3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
14	Переводник П-147/147	0,52	178	101			0,051
					3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
15	ВБТС-140	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6

Таблица В.4 – КНБК для отбора керна (2480–2510м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип со- единения (низ)	Сум.вес , т
					Резьба (верх)	Тип со- единения (верх)	
Отбор керна (2480-2510м)							
1	Бурильная го- ловка PDC У6- 215,9/100 SCD- 4 М	0,3	215,9	100			0.015
					3-161	Муфта	
2	Кернотборный снаряд УКР-172/100 Кембрии	15,9	215,9	100	3-161	Ниппель	-
					3-133	Муфта	
3	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
4	УБТ 178х70	19	178	70	3-147	Ниппель	3,14
					3-147	Муфта	
5	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,058
					3-133	Муфта	
6	ТБПК-127*9,19 Д	2444,3	127	107	3-133	Ниппель	77,43
					3-133	Муфта	
7	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
8	КШЦ-178	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
9	Переводник П-147/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
10	ВБТС-140	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6

Приложение Г

(Обязательное)

Таблица Г.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0 – 2530 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{ка-верн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	30	30	394	-	1,3	4,82
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,38
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 3,23
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,15
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 13,64
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 17,4
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 13,64
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{ка-верн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
30	840	810	295	304,9	1,25	71,36
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 7,47
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 47,11
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 4,05
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 148,72
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 207,35
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 13,64
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} = 193,95
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 89,23
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{ка-верн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
840	2530	1690	215,9	228,7	1,15	105,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 10,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 49,91
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 8,45
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₄ = 217,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 286,06
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} = 89,23
Объем раствора к приготовлению:						V _{4'} = 196,83

Таблица Г.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование матери- ала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
		Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
		кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Бентонит	900	5980	6	8018	9	0	0	13998	15
Каустическая сода	25	8,1	1	28,06	2	484,7	20	520,86	21
Кальцинирован-ная сода	25	4,05	1	28,06	2	60,19	3	92,3	4
MEX-BOR (ингибитор глин)	25	0	0	310,68	13	0	0	310,68	13
MEX-CAP (анионный флокулянт)	25	8,1	1	84,18	4	0	0	92,28	4
MEX-GL LUBE (смазоч- ная добавка)	200	0	0	0	0	1935,65	10	1935,65	10
MEX-GUM S (ксантано- вая смола)	25	0	0	0	0	544,9	22	544,9	22
MEX-PAC HV	25	0	0	56,12	3	0	0	56,12	3
MEX-SBT(крахмал)	25	0	0	0	0	2730,84	110	2730,84	110
MEX-PAC LV (низко- вязкая полианионная целлюлоза)	25	0	0	310,68	13	3779,4	152	4090,08	164
MEX-PAN (гипан)	25	8,1	1	198,44	8	0	0	206,54	9
SAPP (понижитель вяз- кости)	25	0	0	84,18	4	0	0	84,18	4
Известь	25	0	0	0	0	91,87	4	91,87	4
БАКИРБОНАТ НАТРИЯ	25	0	0	0	0	60,2	3	60,2	3
KCL (ингибитор глин)	900	0	0	0	0	34822,66	39	34822,66	39
Карбонат кальция (мел)	1000	0	0	0	0	24184,51	25	24184,51	25

Приложение Д

(Обязательное)

Таблица Д.1 – гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под эксплуатационную колонну									
840	2530	БУРЕНИЕ	0.979	0.084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	8	87	3,64
Отбор керна									
2480	2510	Отбор керна	0,803	0.069	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8	83,2	2,73

Таблица Д.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
840	2530	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	160	220,5	0,85	125	30	30
2480	2510	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	170	192,6	0,85	90	25,1	25,1

Таблица Д.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
840	2530	БУРЕНИЕ	183,1	49,6	50,9	56,8	15,8	10
2480	2510	Отбор керна	116,7	45,4	0	35,8	28,5	7,1

Приложение Е

(Обязательное)

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица Е.1 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0–30	393,7	500	1	24	0-30	0,0118	0,35
II	30–840	295,3	1580	12	32	30-100	0,0119	0,83
						100-200	0,0130	1,30
						200-300	0,0143	1,43
						300-400	0,0143	1,43
						400-500	0,0143	1,43
						500-600	0,0152	1,52
						600-700	0,0155	1,55
						700-800	0,0156	1,56
					800-840	0,0156	0,62	
Итого								11,67
III	40-2530	215,9	1300	12	32	840-900	0,0156	0,94
						900-1000	0,0156	1,56
						1000-1100	0,0157	1,57
						1100-1200	0,0163	1,63
						1200-1300	0,0174	1,74
						1300-1400	0,0185	1,85
						1400-1500	0,0187	1,87
						1500-1600	0,0190	1,90
						1600-1700	0,0196	1,96
						1700-1800	0,0207	2,07
						1800-1900	0,0227	2,27
						1900-2000	0,0230	2,30
						2000-2100	0,0237	2,37
						2100-2200	0,0243	2,43
						2200-2300	0,0246	2,46
						2300-2400	0,0249	2,49
						2400-2500	0,0252	2,52
								2500-2530
Итого								34,69
Итого								46,71

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Таблица Е.2 – Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2530 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	III 394 М-ЦВ	580	0,06	0-30	30	0,034	1.02	0,35	1,37
Бурение под кондуктор	БИТ 295.3 ВТ 616	1660	0,49	30-840	810	0,039	31.59	13.39	44,98
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 ВТ 713	1380	1,23	840-2530	1690	0,061	103,1	33.98	136,99
Всего			1.78		2530		135.71		183.34
Крепление:									
- направления		-	-	-	-	-	-	-	3,56
- кондуктора									16,0
- эксплуатационная									32,4

Продолжение таблицы Е.2

Установка центраторов									-
-направление			24						0,27
-кондуктор			70						0,85
- эксплуатационная				-					
ОЗЦ:									
-направление									4,0
-кондуктора									10,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной пробки	-	-	-		-	-	-	-	
(10 м)									
-направление				20–30					1,84
-кондуктор				830–840					2,12
- эксплуатационной									
Промывка скважины (1 цикл)									
-направление									0,01
-кондуктор									0,11
- эксплуатационная									0,50
Спуск и подъем при ГИС	-	-	-	-	-	-	-	-	5,89
Геофизические работы	-		--	-	-	-	-	-	25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ	-	-	-	-	-		-	-	7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)	-	-	-	-	-	-	-	-	235,32
Ремонтные работы (6,6 %)	-	-	-	-	-	-	-	-	15,531
Общее время на скважину	-	-	-	-	-	-	-	-	332,4

Приложение Ж

(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Ж.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,06	8,3	2,217	306,36	5,975	825,6853
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,06	1,19	2,217	44,1	5,975	118,9025
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,06	1,66	2,217	61,34	5,975	165,3283
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,06	0,45	2,217	16,7	5,975	45,0515
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,06	15,17	2,217	560,6	5,975	1510,839
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,06	1,71	2,217	63,2	5,975	170,3473
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,06	79,02	2,217	2919,789	5,975	7869,075
Материалы и запасные части при турбинном бурении (м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	2,217	1891,74	5,975	5,098,40

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,06	0,967	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	5,975	2212,84
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,06	1,4	2,217	51,47	5,975	138,73
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,06	8,33	2,217	307,91	5,975	829,88
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-		
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,06	2,48	2,217	91,78	5,975	247,365
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,06	6,05	2,217	223,56	5,975	602,51
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,06	0,534	2,217	19,73	5,975	53,17
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,06	2,03	2,217	75,2	5,975	202,67
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,06	6,024	2,217	222,5	5,975	599,89
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,06	0,82	2,217	30,35	5,975	81,79
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
Каустическая сода, кг	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-

Окончание таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
МЕХ-САР, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
KCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-		
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
Известь, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
МЕХ-GL LUBE, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запча- стей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб		7749,71		2222,235		13294,47		16616,95	
Затраты зависящие от объема работ									
III 394 М-ЦВ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
БИТ 295.3 ВТ 616	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
БИТ 215,9 ВТ 713	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		169,944		747,883		5979,951		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	7749,71		2392,179		14042,353		22596,901		
Всего по сметному расчету, руб	46781,754								

Таблица Ж.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,1104	0,72	99,4968	1,46	201,7574
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,184	0,72	14,328	1,46	29,054
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,4272	0,72	19,9224	1,46	40,3982
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,2064	0,72	5,4288	1,46	11,0084
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,4576	0,72	182,0592	1,46	369,1756
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,5616	0,72	20,5272	1,46	41,6246
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,112	0,72	5,004	1,46	10,147
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,72	948,24	1,46	1922,82
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	218,88	0,72	984,96	1,46	1997,28
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	67,104	0,72	301,968	1,46	612,324
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,16	22,2224	0,72	100,0008	1,46	202,7794

Продолжение таблицы Ж.2

Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	16,1344	0,72	72,6048	1,46	147,2264
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16	1,424	0,72	6,408	1,46	12,994
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	16,064	0,72	72,288	1,46	146,584
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	27,0864	0,72	121,8888	1,46	247,1634
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,944	0,72	13,248	1,46	26,864
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,4272	0,72	24,4224	1,46	49,5232
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-146, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-
Центратор ЦЦ-146/195, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦКОДМ-146, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
Продавочная пробка ПП-324, шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-146, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Головка цементирующая ГЦУ-324	590,9		-	-	-	1	590,9
Головка цементирующая ГЦУ-245	4280	1	-	-	-	1	
Головка цементирующая ГЦУ-146	3320	-	-	-	3320	-	-
Башмак колонный БК-324, шт	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		970,6226		6831,495		9776,774	

Окончание таблицы Ж.2

Затрат зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 324х9,5, мм	37,21	30	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9, мм	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
Обсадные трубы 146х7,7 мм	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44
Обсадные трубы 146х7,0 м	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76

Таблица Ж.3 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	46781,754
Крепление скважины	97562,35
Итого по главе 3	144334,1
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	16545,833
Итого по главе 5	16545,833

Продолжение таблицы Ж.3

1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764,1
Итого по главам 1-6	407049
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1-6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	66756,03 6
Итого по главе 7	66756,03 6
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	37904,4
Итого по главе 8	37904,4
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	23538,6
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	14839,57
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	9210,77
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	243,3
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9	52726,24
Итого по главам 1-9	564435,6
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1128,9
Итого по главе 10	1128,9
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620

Окончание таблицы Ж.3

1	2
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	28509,2
Итого по главе 12	28509,2
Итого по сводному сметному расчету	598693,2
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	122253151
НДС 20%	107764
Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента	122360916

Приложение И
(Обязательное)
Организационная структура управления организацией АО «Самотлорнефтегаз»



Рисунок И.1 – Организационная структура управления АО «Самотлорнефтегаз»