

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



Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства эксплуатационной горизонтальной скважины глубиной 3100 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район)»

УДК 622.323.622.243.24(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Савинов Сергей Олегович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп.	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной</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 <i>составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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



Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Ковалев А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б3В	Савинову Сергею Олеговичу

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной горизонтальной скважины глубиной 3100 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район)»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> Геологические условия бурения Интервал отбора керна: - Тип профиля: горизонтальный Данные по профилю: длина вертикального участка 200 м, угол входа в пласт не менее 80 град, максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 60 град., допустимая интенсивность изменения зенитного угла до интервала установки ГНО 1,5 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления после интервала установки ГНО 3 град/10 м, зону установки ГНО выбрать, отход / длина горизонтального участка ствола: 1900 метров / 600 метров Глубина спуска эксплуатационной колонны: до кровли пласта Pz Диаметр хвостовика: 127 мм Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый Конструкция забоя (выбрать): зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/открытый ствол
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ Геологические условия бурения Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) Зоны возможных осложнений Исследовательские работы ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 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

	2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
--	--

Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Татьяна Святославовна, к. х. н., ст. преп. каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна, к. т. н. инженер лаборатории радиационной спектроскопии

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Савинов Сергей Олегович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Савинову Сергею Олеговичу

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Организационная структура управления организацией</i>	
2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>	
3. <i>Нормативная карта</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп.	Глызина Т.С.	к.х.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Савинов Сергей Олегович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Савинову Сергею Олеговичу

Институт	природных ресурсов	Кафедра	бурения скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело» /«Бурение нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	<p>Объект исследования: технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтяном месторождении.</p> <p>Область применения: составление проектной документации на строительство скважин на нефтяном месторождении.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению; 1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.	<p>5.1. Производственная безопасность</p> <p>5.1.1. Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – уровни вибрации и шума; – загазованность воздуха; – освещенность рабочей зоны; – воздействие природы. <p>5.1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся части механизмов; – тяжелые и крупногабаритные инструменты; – электрический ток; – расположение рабочего места на высоте; – средства защиты; – пожаровзрывоопасность.
2. Экологическая безопасность 2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду; 2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.	<p>5.2. Экологическая безопасность</p> <p>5.2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> – на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, разливы нефти); – на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – на биосферу (уничтожение лесов, нарушение мест обитания животных); <p>5.2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности (со ссылками на НТД по охране ОС)</p>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин; 3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	<p>5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>5.3.1. Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> – техногенного характера – (пожары и взрывы в зданиях);

	<p>– природного характера – (лесные пожары, скорость движения воздуха);</p> <p>5.3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>5.4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);</p> <p>5.4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Савинов Сергей Олегович		

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

Институт природных ресурсов

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

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

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

Форма представления работы: выпускная квалификационная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

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

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

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 76 с., 8 рис., 29 табл., 34 литературных источников, 13 прил.

Ключевые слова: нефть, горизонтальная скважина, бурение, наклонно-направленное бурение, Казанское месторождение, хвостовик.

Объектом исследования является нефтяное месторождение в Томской области, Парабельского района.

Цель работы – проектирование технологических решений для строительства нефтяной наклонно-направленной скважины глубиной 3100 метров с горизонтальным участком 600 метров в интервале продуктивного ствола.

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство горизонтальной скважины глубиной 3100 метров на месторождении Томской области.

В результате исследования были описаны особенности заканчивания скважин в условиях аномально низких пластовых давлений.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: сконструирована горизонтальная скважина с диаметром эксплуатационной колонны 177,8 мм и диаметром хвостовика 127 мм.

В будущем планируется выработать и развить способы заканчивания скважин в условиях аномально низких пластовых давлений. Использовать современные технологии для максимально эффективного заканчивания скважин для минимизации загрязнения продуктивной зоны.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

– горизонтальная скважина: скважина, вскрывающая продуктивный пласт на интервале, превышающем мощность пласта не менее чем вдвое.

– хвостовик: потайная обсадная колонна, не доходящая до устья скважины.

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

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

КБТ – компоновка бурильных труб;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

КП – калибратор лопастной с прямыми лопастями;

КС – калибратор лопастной спиральный;

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то есть;

т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год и др.

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

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.005-76 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.4.275-2014 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.4.002-97 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний.

ГОСТ 12.1005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.

ГОСТ 32548-2013. Вентиляция зданий. Воздухораспределительные устройства. Общие технические условия.

ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

ГОСТ Р 55710-2013. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

ГОСТ 12.1.044-84 «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения». параметры и технические требования к конструкции.

ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные

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

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

ГОСТ 21889-76 «Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования».

Содержание

Введение.....	16
1 Общая и геологическая часть.....	17
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика проектируемых работ	17
1.2. Геологические условия бурения.....	17
1.3. Характеристика газонефтеводности месторождения	19
1.4. Зоны возможных осложнений.....	21
1.5. Исследовательские работы.....	23
2 Технологическая часть	23
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	23
2.2 Обоснование конструкции скважины	24
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	24
2.2.2 Построение графика совмещенных давлений	24
2.2.3 Определение числа обсадных труб и глубины их спуска	25
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	25
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	25
2.2.6 Разработка схем обвязки устья	26
2.3 Углубление скважины	27
2.3.1 Выбор способа бурения.....	27
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	27
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент	29
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	29
2.3.5 Выбор и обоснования типа забойного двигателя.....	30
2.3.6 Выбор компоновки и расчет буровой колонны.....	30
2.3.7 Обоснование типов и компонентов промывочной жидкости	31
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки.....	32
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины	33
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	33
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	33
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений.....	35
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны под длину.....	38
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	38
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	38
2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	39
2.4.2.3 Обоснование типа и выбор объема буферной, продавочной жидкостей.....	39
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины.....	40
2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования.....	40

2.4.2.4.2 Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси	41
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	42
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	43
2.5 Выбор буровой установки	44
3 Специальная глава.....	45
4 Финансовый менеджмент.....	47
4.1 Основные направления деятельности ООО «Иркутская Нефтяная Компания»	47
4.1.2 Организационная структура управления предприятием	49
4.2 Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины.....	50
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	50
4.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения:.....	54
4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ	55
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	56
4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии.....	58
5 Социальная ответственность.....	59
5.1 Производственная безопасность.....	59
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению ..	60
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению ..	63
5.2 Экологическая безопасность.....	67
5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду.....	67
5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.....	69
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	71
5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	71
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	74
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	75
Заключение	76
Список использованной литературы.....	77
Приложение А	82
Краткая географо-экономическая характеристика проектируемых работ	82
Приложение Б.....	84
Геологические условия бурения	84
Приложение В	91
Обоснование и расчет профиля скважины	91
Приложение Г	94
Построение графика совмещенных давлений	94
Приложение Д	95

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	95
Приложение Е.....	97
Выбор и обоснования типа забойного двигателя.....	97
Приложение Ж.....	98
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	98
Приложение И.....	106
Выбор и обоснования типа забойного двигателя.....	106
Приложение К.....	108
Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	108
Приложение Л.....	109
Организационная структура управления предприятием.....	109
Приложение М.....	110
Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины.....	110
Приложение Н.....	113
Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	113
Приложение П.....	121
Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии.....	121
Приложение Р.....	123
Компоновка низа бурильной колонны.....	123
Приложение С.....	124
Геолого-технический наряд.....	124

Введение

В настоящее время нефть и газ являются самыми востребованными природными ресурсами, при отсутствии которых человечество не может нормально существовать.

Главными проблемами добычи нефти и газа в России являются: зависимость данной отрасли от рынка природного сырья; иссякаемость запасов нефти и газа; большой объем неработающих скважин.

В данной выпускной квалификационной работе представлены технологические решения для строительства наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтяном месторождении Томской области, Парабельского района. Работа состоит из решений основных сфер: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

Поэтому для выполнения выпускной работы по теме «Технологические решения для строительства эксплуатационной горизонтальной скважины глубиной 3100 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)» были проанализированы и определены технологические параметры для строительства скважины.

1 Общая и геологическая часть

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика проектируемых работ

Характеристика района бурения скважины представлена в приложении А в таблице А.1. Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения представлена в таблице А.2.

Обзорная карта Казанского месторождения приведена на рисунке 1.

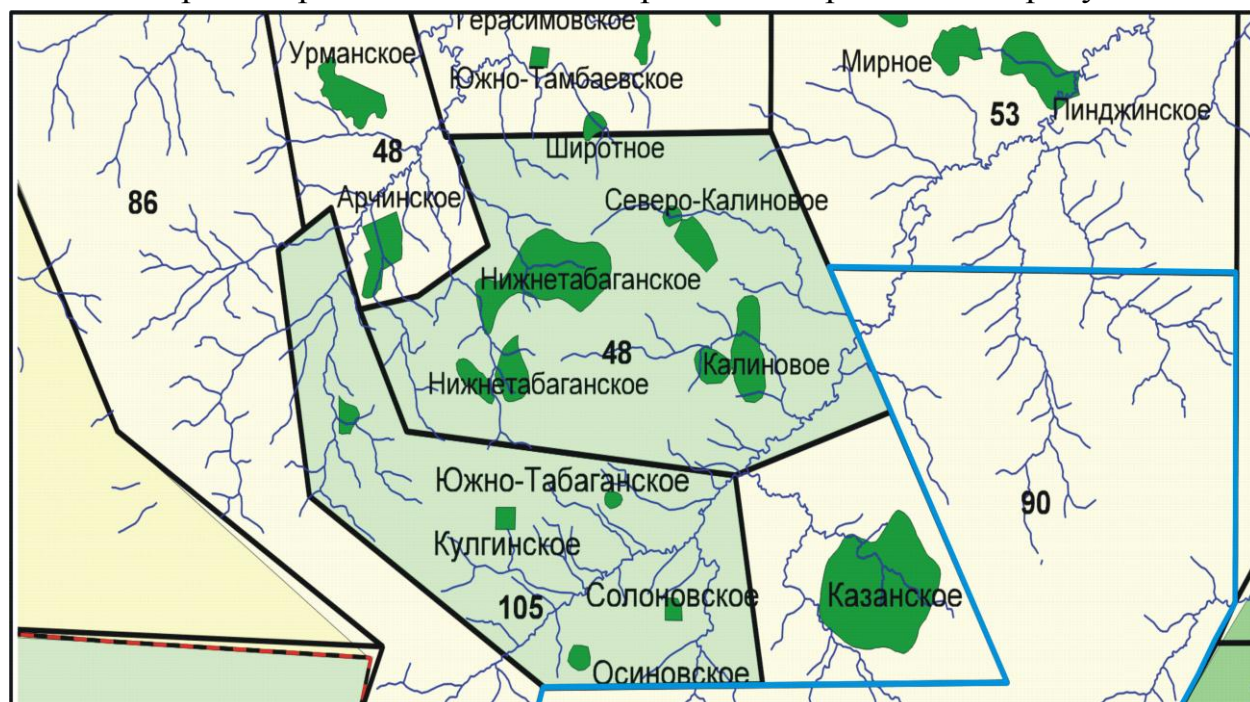


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2. Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в приложении Б в таблице Б.1.

Прогноз литологической характеристики разреза представлен в таблице Б.2.

Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважин представлен в таблице Б.3.

Прогноз давлений и температур по разрезу скважины представлен в таблице Б.4.

Краткая личная характеристика геологических условий бурения

Интервал 715 – 1560 метров представлен неустойчивыми высоконабухающими глинами. Для предотвращения аварий необходимо соблюдать параметры раствора, не оставлять инструмент без движения.

На интервалах 2590 – 2622 и 2726 – 3015 метров залегают аргиллиты. Это может привести к снижению механической скорости бурения и преждевременному выходу из строя породоразрушающего инструмента. Следовательно, для успешного прохождения данного интервала оценивается возможность применения метода шароструйного бурения.

На интервале 3050 – 3100 метров залегают карбонатные породы Палеозоя, происходит поглощение раствора, для успешного прохождения интервала необходима максимальная механическая скорость и выбор эффективного раствора.

1.3. Характеристика газонефтеводности месторождения

Нефтегазоводоносность по разрезу скважины представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J ₁₋₂ tm	2635	2645	поров.	681	-	126,5	-
J ₁₋₂ tm	2974	3003	поровый	681	5-10	126,5	-
J ₁₋₂ tm	3016	3043	поровый	683	5-10	126,5	-
Pz	3050	3100	порово- трещиновато- каверновый	688	100	106,2	-
Газоносность							
Pz	3050	3069	порово- трещиновато- каверновый	-	96-503	-	-
Водоносность							
Q	0	20	поровый	1000	20-160	-	нет
Pg ₃ nk	20	180	поровый	1000	до 300	-	да
K ₁₋₂ pk	715	1560	поровый	1010	100	-	нет
K ₁ kls – K ₁ klm	1605	2590	поровый	1014	20	-	нет

Продолжение таблицы 1

J ₃ vs	2622	2645	поровый	1020	1-20	-	нет
J ₁₋₂ tm	2730	2970	поровый	1020	1-20	-	нет
Pz	3050	3100	порово- трещинновато- каверновый	1020-1100	0,1-36,7	-	нет

Разрез представлен 4 нефтеносными, 1 газоносным и 7 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 3050 – 3100 метров (нефтеносный), поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Не смотря на это, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 200 метров для эксплуатации водоносного горизонта 20 – 180 метров.

1.4. Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Q – P ₃ nk	0	180	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора
K ₁₋₂ pk	675	1560		
J ₃ vs – J ₁ slt	2622	3045		
Pz	3050	3100		
Q – P _{g1} tl	0	320	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности
K ₁₋₂ pk	675	1560		
K ₁ kls – K ₁ tr	1605	2330		
Pz	3050	3100		
Q - P _{g3} nk	0	180	Нефтегазопроявление	Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического
K ₁₋₂ pk	675	1560		
K ₁ kls – K ₁ klm	1605	2590		
J ₃ vs	2622	2645		
J ₁₋₂ tm	2730	2960		
	2974	3003		
	3016	3043		
Pz	3050	3100		
Q – P _{g2-3} cg	0	330	Прихватаопасность	Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород. Несоблюдение параметров бурового раствора, недостаточная промывка забоя от выбуренной породы
P _{g2} ll – K ₂ sl	330	525		
K ₁₋₂ pk	675	1560		
K ₁ al	1560	1605		
Pz	3050	3100		

Продолжение таблицы 2

Pg ₂₋₃ cg - K ₂ sl	180	525	Кавернообразование	Неустойчивость стенок скважины из-за несоблюдения свойств бурового раствора
K ₁₋₂ kz	680	715		
K ₁ al – K ₁ kls	1560	2265		

1.5. Исследовательские работы

Данные об исследованиях скважины представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	3100	Стандартный каротаж	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
0	3100	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»
0	3100	Термометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ТЭГ-36
200	3100	Инклинометрия	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе.	ИГМ-42-85/60
0	3100	Цементометрия	Группа сложности 2. В обсаженном стволе.	Кедр-АКТ-73Ц

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Профиль скважины должен соответствовать следующим требованиям: выполнение скважиной задачи при требуемом качестве, вскрытие пласта в заданной точке, максимально высокий дебит и коэффициент извлечения нефти, сохранение свойств горизонта, оптимальное соотношение затрат и времени на строительство.

Для вскрытия пласта в заданной точке (отход 1300 метров и 600 длина горизонтального участка) наиболее оптимальный является выбор 5-интервального профиля скважины.

Профиль скважины представлен на рисунке В.1. Данные по профилю наклонно-направленной скважины представлены в приложении В в таблице В.1.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Проведем проектирование конструкции скважины. Необходимые данные для расчета конструкции скважины представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные для расчета конструкции скважины

Параметр	Описание	Значение
Тип скважины	Нефтяная, газовая, газоконденсатная	Нефтяная
Дебит, м ³ /сут	Значение проектного дебита рассматриваемого к разработке пласта	100
$P_{пл}^{МАКС}$, МПа	Максимальное пластовое давление	31,03 МПа
L, м	Длина скважины	
$P_{ф}$, г/см ³	Плотность пластового флюида	0,688
$gradP_{гр}$, МПа/м	Градиент давления гидроразрыва под башмаком кондуктора	0,016

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно рекомендациям для вскрытия Палеозоя, выбираем забой открытого типа с фильтром-хвостовиком диаметром 127 мм. Выберем для установки щелевой гравийный фильтр. Подвесное устройство – ПХН1.127/178 с гидравлическим разъединителем.

2.2.2 Построение графика совмещенных давлений

Интервалы, несовместимые по условиям бурения отсутствуют. Условие $P_{пл} < P_{бр} < P_{гр}$ выполняется

В приложении Г на рисунке Г.1 представлен график совмещенных давлений.

Из графика совмещенных давлений можно сделать вывод, что зон несовместимых по условиям бурения нет. Следовательно, используем данную

конструкцию скважины: направление, кондуктор, эксплуатационная колонна, хвостовик.

2.2.3 Определение числа обсадных труб и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений 20 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 40 метров с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы. Но в верхней части интервала 20-180 метров залегают слабосвязанные породы склонные к интенсивным осыпям. Поэтому для обеспечения безаварийного бурения интервала под кондуктор спуск направления проектируется до глубины 200 м. Так как участок вертикален – используем роторный способ бурения.

Рекомендуемое значение глубины спуска кондуктора составляет 800,5 метров, но выбирается глубина 900 метров обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается до кровли забоя – 3050 метров.

Хвостовик устанавливается в интервале продуктивного горизонта 3050 – 3100 метров.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление, кондуктор, потайные колонны цементируются на всю длину.
2. Эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Данные проектирования конструкции скважины представлены в приложении Д в таблице Д.1.

Конструкция скважины представлена на рисунке Д.1.

2.2.6 Разработка схем обвязки устья

Цель раздела – определить необходимость использования противовыбросового оборудования и колонной обвязки для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивного пласта.

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{МУ}=10,47$ МПа.

Помимо максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор диаметром 244,5 мм и эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКК1-21-178х245.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Диаметр прохода превенторного блока должен обеспечить проход долота под эксплуатационную колонну диаметром 220,7 мм, но не больше обвязанной колонны под кондуктор (244,5 мм). Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП5-230/80х21.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Способы бурения скважины по интервалам представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0 – 200	Направление	Роторный
200 – 900	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
900 – 3050	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
3050 – 3100	Хвостовик	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Данные о выборе долот для строительства скважины представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор долот для строительства скважины

Интервал		0-200	200-900	900-3050	3050-3100
Шифр долота		БИТ 393,7 Z30RJ	БИТ 295,3 B613Y	БИТ 220,7 BT416E	БИТ 155,6 BT713B
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	155,6
Тип горных пород		Мягкие, абразивные	Мягкие, абразивные	Средней твердости, абразивные	Твердые, абразивные
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3-177	Ниппель 3-152	Ниппель 3-117	Ниппель 3-88
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,31	0,27	0,255
Масса, кг		190	90	49	18
G, тс	Рекомендуемая	20	2-13	2-10	2-10
	Предельная	42	25	25	20
n, об/мин	Рекомендуемая	80	60	60	60
	Предельная	175	400	400	200

Средневзвешенное значение твердости горных пород для бурения под направление соответствует мягким породам. Выбираем долото исходя из минимальной стоимости проходки, шарошечное долото БИТ 393,7 Z30 RJ. Диаметр 393,7 мм; Z – шифр производителя; 30 – цифровой код твердости; R – дополнительный ряд твердосплавных зубков; J – наличие центрального промывочного отверстия.

Средневзвешенное значение твердости горных пород для бурения под кондуктор соответствует мягким породам. Выбираем долото PDC для проходки интервала без замены долота. Используем долото БИТ 295,3 B613Y. Диаметр 295,3 мм; B – шифр производителя; 6 – число лопастей; 13 – диаметр резцов; Y – оснащение резцами повышенной абразивостойкости.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну средневзвешенное значение представлено средне–твердыми породами. Выбираем долото PDC для обеспечения минимальной стоимости проходки. Используем долото БИТ 220,7 BT416E. Диаметр 220,7 мм; B – шифр производителя; 4 – число лопастей; 16 – диаметр резцов; T – для бурения твердых пород; E – дополнительный ряд резцов.

Для бурения интервала под хвостовик, представленный твердыми породами, используем PDC долото БИТ 155,6 BT713B. Диаметр 155,6 мм; B – шифр производителя; 7 – число лопастей; 13 – диаметр резцов; T – для бурения твердых пород; B – калибрующая поверхность на обратном конусе.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

Данные расчета осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Проектирование осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

Интервал	0-200	200-900	900-3050	3050-3100
Исходные данные				
α	1	1	1	1
$R_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	2060	4900	16750
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	22,07	15,56
η	1	-	-	-
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,5	0,4	0,4	0,4
$G_{пред}, \text{кН}$	420	250	250	200
Результаты проектирования				
$G_1, \text{кН}$	29,5	43,4	84,7	228,6
$G_2, \text{кН}$	196,85	118,12	88,28	62,24
$G_3, \text{кН}$	336,0	200,0	200,0	160,0
$G_{проект}, \text{кН}$	196,85	118,12	84,7	160,0

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Данные проектирования частоты вращения породоразрушающего инструмента представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента

Интервал	0-200	200-900	900-3050	3050-3100
Исходные данные				
$V_{л}, \text{м/с}$	3,4	1,5	1,5	1,2
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7
$\tau, \text{мс}$	6	-	-	-
z	24	-	-	-
α	0,8	-	-	-
Результаты проектирования				
$n_1, \text{об/мин}$	165	97	130	147
$n_2, \text{об/мин}$	271	-	-	-
$n_3, \text{об/мин}$	657	-	-	-
$n_{проект}, \text{об/мин}$	165	97	130	147

2.3.5 Выбор и обоснования типа забойного двигателя

Результаты проектирования параметров забойных двигателей представлены в приложении Е в таблице Е.1.

Для бурения 0-200 метров (интервала бурения под направление) двигатель не требуется, так как выбран роторный способ бурения.

Для бурения 200-900 метров (интервала под кондуктор) выбирается двигатель ДР-240М.3/4.60 с регулируемым узлом искривления, позволяющий осуществлять наклонное бурение и обеспечивать момент на долоте.

Для бурения 900-3050 метров (интервала под эксплуатационную колонну) выбирается двигатель ДГР-178М.6/7.62 с укороченным шпинделем и регулируемым узлом искривления, позволяющий осуществлять наклонное бурение и обеспечивать момент на долоте.

Для бурения 3050-3100 метров (интервала под хвостовик) выбирается двигатель ДРЗ-127М.5/6.57 с регулируемым узлом искривления, позволяющий обеспечить высокую частоту вращения.

Характеристики запроектированных двигателей представлены в таблице Е.2.

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлено в приложении Ж в таблице Ж.1.

Исходные данные для расчета КБТ представлены в таблице Ж.2.

Формулы и расчет КБТ представлены в приложении Ж.

Проектирование КНБК для интервала бурения под направление, кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик представлены в таблицах Ж.3, Ж.4, Ж.5 и Ж.6 соответственно.

2.3.7 Обоснование типов и компонентов промывочной жидкости

Для бурения скважины по интервалам используем следующие буровые растворы: для направления – глинистый, для кондуктора и эксплуатационной колонны – полимерглинистый, для хвостовика – полимеркарбонатный.

Для очистки раствора используем четырехступенчатую системы очистки: вибросита, пескоотделитель, илоотделитель и центрифуга.

Схема очистки представлена на рисунке 2. Параметры промывочной жидкости для интервалов бурения и компоненты промывочной жидкости представлены в приложении И в таблицах И.1 и И.2 соответственно.

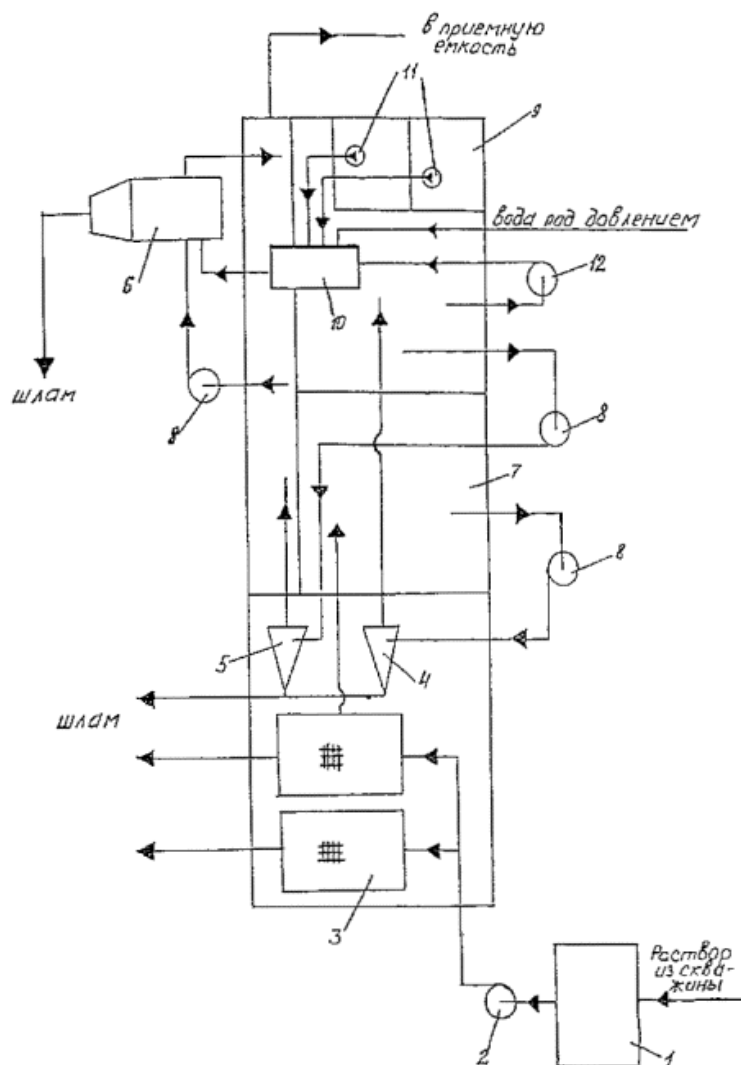


Рисунок 2 – Система очистки промывочной жидкости: 1 – резервуар для приема раствора; 2 – центробежный насос; 3 – два вибросита СВ1Л; 4 – пескоотделитель ГЦК-360; 5 – илоотделитель ИГ 75; 6 – центрифуга

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки

Исходные данные для расчет гидравлической программы промывке приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Данные для расчета гидравлической программы промывки

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	$\rho_{п}$, кг/м ³
3100	0,2207	1,25	30,5	55,1	2400
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	$\eta_{п}$, Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,0295	УНБТ-950	0,007	0,009	20	1100
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м		d_b , м	
ДГР-178М.6/7.62	0,178	7,984		-	
НУБТ 159-71	0,159	18		0,071	
УБТС 159-71	0,159	16		0,071	
УБТС 121-51	0,121	8		0,051	
ТБТ 127-76	0,127	48		0,076	
СБТ 127-9,19	0,127	3352		0,109	

Результаты проектирования гидравлической программы представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки

$\rho_{кр}$, кг/м ³	ϕ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1758	0,98	0,276	0,63	5,0	0,16
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d, мм	
0,54	8,75	80	0,00036	8,8	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Reкр	Re кп	Sкп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
ДГР-178М.6/7.62	40487	46905	257,2	0,008	-
НУБТ 159-71	49259	39279	351,4	0,014	-
УБТС 159-71	49259	39279	351,4	0,013	-
УБТС 121-51	67471	29642	563,2	0,005	-
ТБТ 127-76	64542	30836	528,3	0,03	-
СБТ 127-9,19	64542	30836	528,3	2,15	0,008

Продолжение таблицы 10

Внутри труб				
Элемент	Reкр	Re кп	λ	ΔP_T
ДГР-178М.6/7.62	32480	64658	0,0296	0,012
НУБТ 159-71	28552	64658	0,0296	0,020
УБТС 159-71	28552	90014	0,0313	0,031
УБТС 121-51	20121	60404	0,0293	0,042
ТБТ 127-76	45408	42272	0,0283	0,50

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Плотности используемых технологических жидкостей:

- Продавочная жидкость – техническая вода, $\rho_{\text{прод}}=1000 \text{ кг/м}^3$;
- Буферная жидкость $\rho_{\text{буф}}=1100 \text{ кг/м}^3$;
- Облегченный тампонажный раствор $\rho_{\text{тр.обл.}}=1500 \text{ кг/м}^3$;
- Нормальный тампонажный раствор $\rho_{\text{тр.норм.}}=1900 \text{ кг/м}^3$.

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Расчеты наружных избыточных давлений проводятся для случаев, когда давление достигает наибольших значений:

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

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в скважине.

В таблице 11 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

Таблица 11 – Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	765	2950	3040	3050
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,74	11,85	12,12	12,12

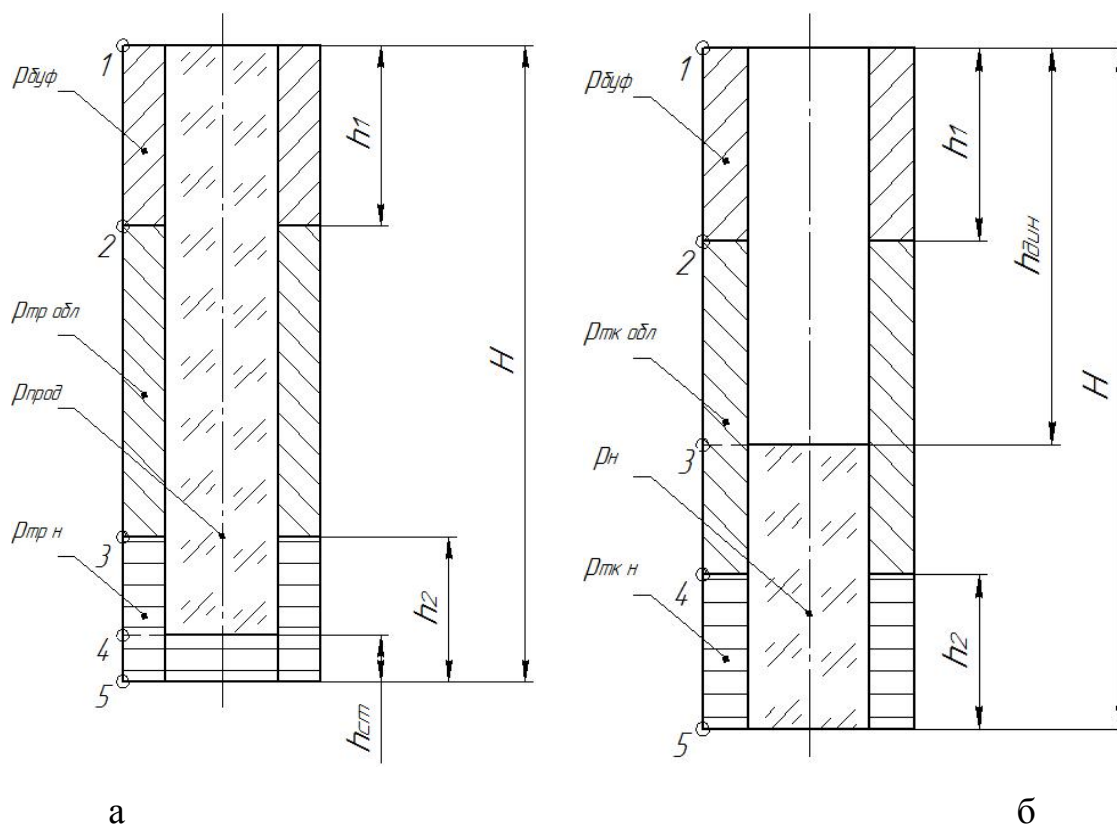


Рисунок 3 – Схемы расположения жидкостей в скважине: а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б) в конце эксплуатации нефтяной скважины.

На рисунке 4 изображена эпюра наружных избыточных давлений.

В таблице 12 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважины.

Таблица 12 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважины

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	765	2950	3040	3050
Наружное избыточное давление, МПа	0	8,11	22,24	26,47	26,69

На рисунке 7 изображена эпюра наружных избыточных давлений.

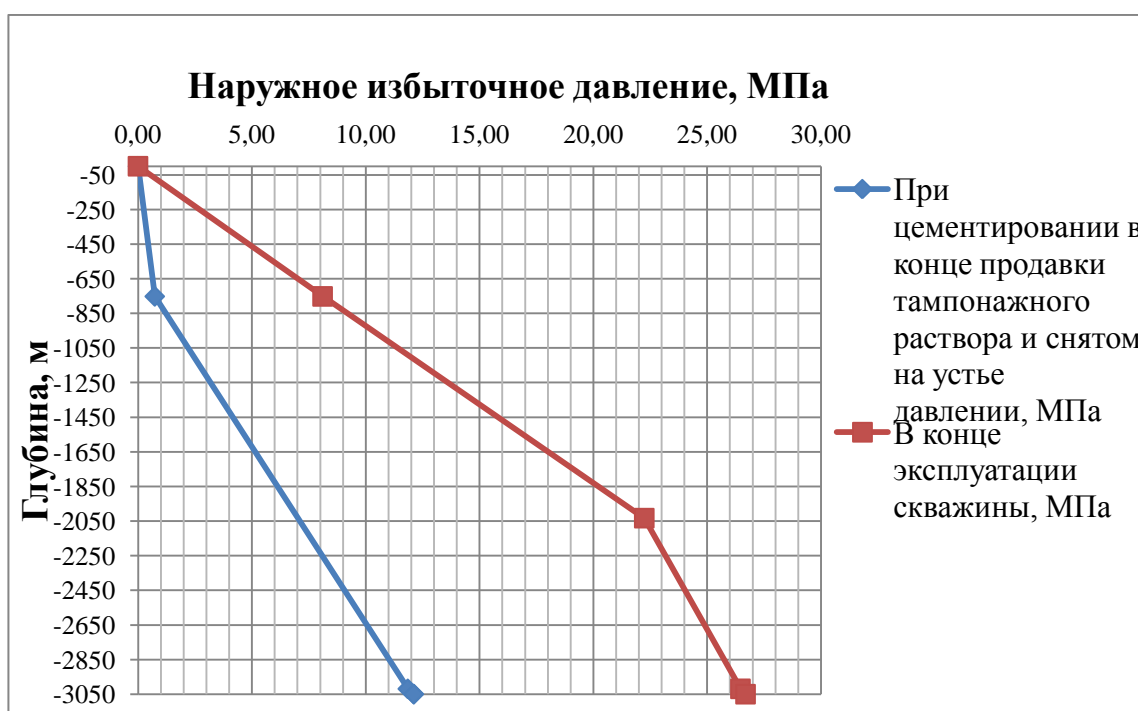


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчеты наружных избыточных давлений проводятся для случаев, когда давление достигает наибольших значений:

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

На рисунке 5 изображены схемы расположения жидкостей в скважине.

Максимальное давление на цементировочной головке составляет $P_{цг} = 22,68$ МПа. В таблице 13 приведены расчётные значения внутренних избыточных давлений в характерных точках скважины.

Таблица 13 – Значения внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	765	2950	3040	3050
Внутреннее избыточное давление, МПа	22,68	21,94	10,83	10,56	10,56

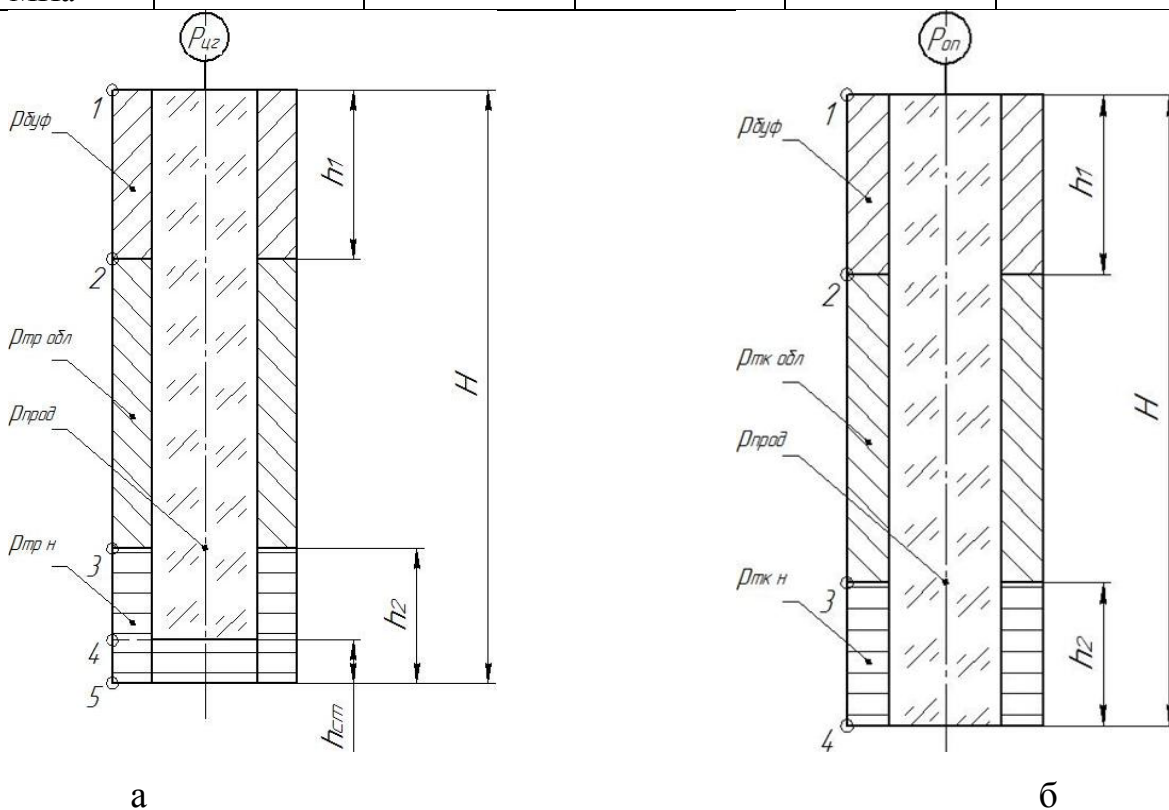


Рисунок 5 – Схемы расположения жидкостей в скважине: а) в конце продавки тампонажного раствора; б) при опрессовке обсадной колонны.

Давление опрессовки составляет $P_{оп} = 11,5$ МПа.

В таблице 14 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 14 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	765	3040	3050
Внутреннее избыточное давление, МПа	11,5	10,76	7,98	7,95

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 6.

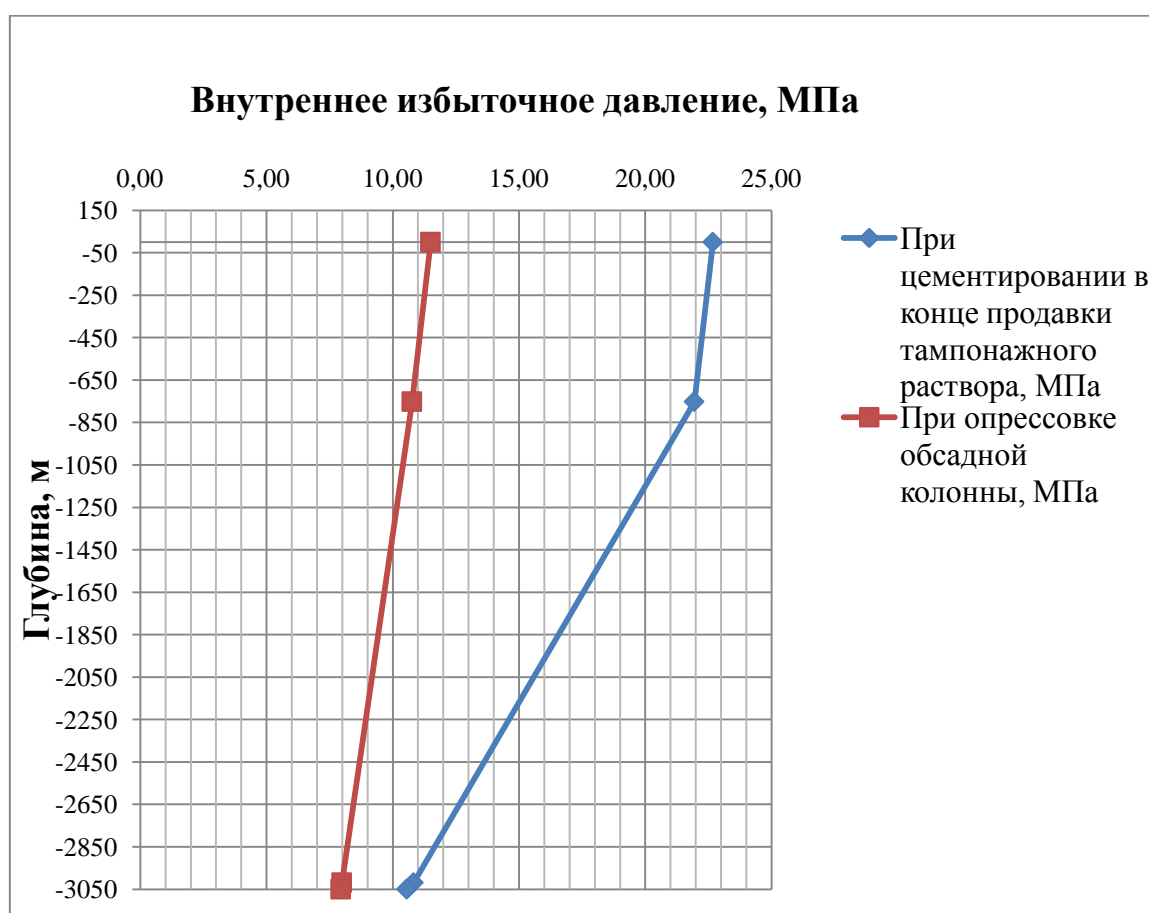


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны под длине

Результаты проектирования секций обсадной колонны представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес			Интервал установки, м
				1 м трубы, кН/м	Секций, кН	суммарный, кН	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	11,5	127	0,471	59,8	59,8	2923-3050
2	Д	10,4	1393	0,428	596,2	656	1530-2923
3	Д	9,2	1530	0,3838	586	1242	0-1530

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения в буровом растворе:

Условие недопущения гидроразрыва (2.34):

$$P_{ГС\text{ кп}} + P_{ГД\text{ кп}} \leq 0,95 \cdot P_{ПГ} \leq 0,95 \cdot P_{Гр}, \quad (2.1)$$

где $P_{ГС\text{ кп}}$ – гидродинамическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

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

$P_{\text{пг}}$ – давление начала поглощения (46,84 МПа);

$P_{\text{гр}}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва (55,1 МПа);

$$42,3 \leq 44,5 \leq 52,35;$$

Условие прочности выполняется, следовательно, возможно применение одноступенчатого прямого цементирования скважины.

2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты расчета количества составных компонентов тампонажной смеси сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Плотность тампонажного раствора, кг/м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
Нормальный – 1900	3605,3	1,63
Облегченный – 1500	48241,9	46,59
Итого	51847,2	48,22

2.4.2.3 Обоснование типа и выбор объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	19,69
Продавочная	69,96

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, составленная в соответствии с расчетами количества цементировочной техники, изображена на рисунке 7.

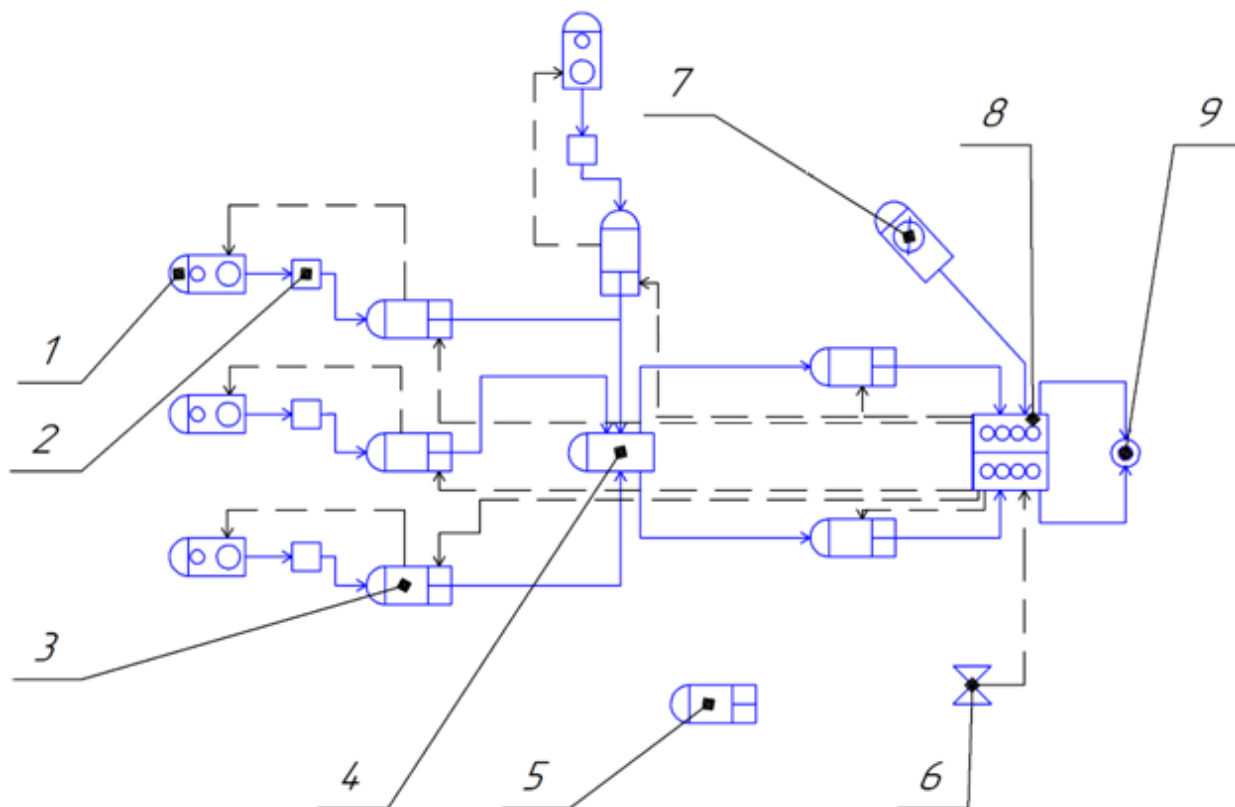


Рисунок 7 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – станция КСКЦ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

2.4.2.4.2 Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементирующей головке представлен на рисунке 8.

В таблице 18 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ составляет 60,4 мин.

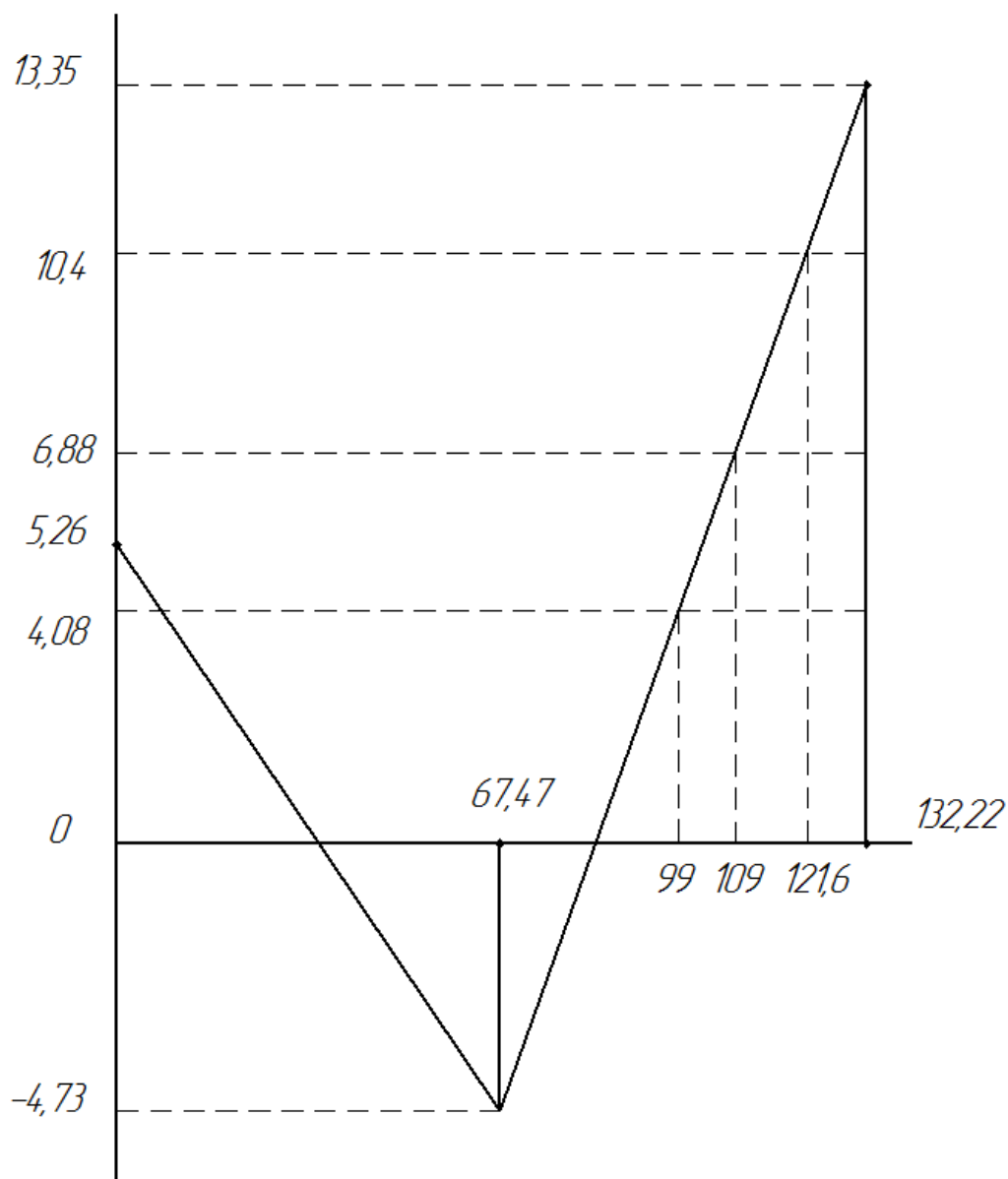


Рисунок 8 – График изменения давления на цементирующей головке

Таблица 18 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	99
IV	10
III	12,6
II	10,62

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационная колонна оборудуется специальной технологической оснасткой. В таблице 19 представлена выбранная для данной скважины технологическая оснастка обсадной колонны.

Таблица 19 – Технологическая оснастка эксплуатационной колонны

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Цементировочная головка	ГУЦ-178 ОТТМ	1
Разделительные пробки	ПРП-Ц-В-178	2
Обратный клапан	ЦКОД-178 ОТТМ	1
Башмак колонный	БКМ-178 ОТТМ	1
Центраторы, в т.ч. по интервалам:		106
• У башмака кондуктора		5
• 765-3126	ЦЦ-2-178/216	87
• 3126-3381		13
• Перед башмаком ЭК		1

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Испытание скважины будет осуществляться в интервале продуктивного пласта 3050-3100 метров с применением пластоиспытательного оборудования КИИ-2м-127. Двухциклового испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить испытания пласта. Цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и регистрацию восстановления давления.

В состав комплекса входят следующие элементы:

- клапан запорно-поворотный многоциклового ЗПКМ2-127М;
- клапан циркуляционный комбинированный КЦК-127;
- раздвижной механизм РМЗ-127;
- пакер ПЦР2-127;
- ясс гидравлический ЯГЗ-3-127;
- якорь ЯК-132/158;
- уравнильное устройство УУ4-127;
- фильтр Ф2-127;
- башмак опорный БО-127;
- манометры МТГ-25

Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины изображена в приложении К на рисунке К.1.

Технология испытания пласта с использованием испытателя КИИ состоит в следующем:

После сборки компоновки она спускается на забой на колонне бурильных труб с доливом. После достижения забоя на компоновку создается сжимающая нагрузка, достаточная для раскрытия пакера, и происходит изоляция испытываемого пласта (объекта) от вышележащего разреза скважины.

При открытии впускного клапана происходит резкое падение давления в подпакерной зоне, начинается очистка ПЗП и первый открытый период притока. Через 3-5 минут закрывают запорно-поворотный клапан вращением бурильной колонны и начинают первый закрытый период испытания пласта. В

этот период происходит восстановление давления вплоть до пластового. Затем ЗПК открывается, начиная второй открытый период притока. Продолжительность второго открытого периода от 15 мин до 1 часа и более. Затем ЗПК вновь закрывается, и во время второго закрытого периода испытания снимается кривая восстановления давления.

После завершения процесса испытания пласта создают растягивающую нагрузку, переводят пакер в транспортное положение и начинают извлечение компоновки на поверхность.

2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<i>Выбранная буровая установка БУ 3200/200 ЭУК</i>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	91	$Q_{бк} / [G_{кр}]$	0,455
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	126,6	$Q_{об} / [G_{кр}]$	0,633
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	129	$Q_{пр} / [G_{кр}]$	0,645
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
<i>Расчет фундамента буровой установки</i>			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ($Q_{вלב}$)	1120	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$)	1,57
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	91		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	126,6		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бо}$)	13		

3 Специальная глава

Аномально низкие пластовые давления (АНПД) – пластовое давление залежи, которое меньше условного гидростатического давления для точки кровли пласта, характеризующей её вертикальное расстояние от уровня моря.

Коэффициент аномальности (K_a) – отношение пластового давления к гидростатическому давлению столба пресной воды высотой от устья до рассматриваемой точки. [1]

Многолетняя эксплуатация месторождений углеводородного сырья привела к выработке свыше 40% разведанных запасов. По мере выработки месторождений с простым геологическим строением в разработку вовлекают месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, например, месторождения с АНПД, которые требуют иного подхода к разработке и эксплуатации.

Залежи с АНПД часто встречаются на месторождениях Тимано-Печорской, Лено-Тунгусской, Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций, залегание пластов которых находятся на различных глубинах.

В большинстве случаев $K_a=0,95-0,99$, в редких случаях 0,79 и менее. Но даже для горизонтов с коэффициентом аномальности 0,99 использовать растворы на водной основе нельзя из-за опасности проникновения в пласт. Поэтому для вскрытия пласта используют растворы на углеводородной основе, газожидкостные смеси, газовые агенты. Наиболее перспективным направлением является применение газожидкостных смесей, в частности стабильных пен. [2]

С точки зрения сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов наиболее эффективным является вскрытие пластов на депрессии или равновесии. Негативным фактором является возможность газонефтеводопроявлений (ГНВП), поэтому более щадящей является

технология равновесного вскрытия горизонта. Большую роль играет плотность промывочного агента, так как она определяет давление на забое скважины. [3]

Перед спуском и креплением эксплуатационной колонны рекомендуется провести временное блокирование интервала продуктивного пласта с применением специальных технических жидкостей. Суть временного блокирования заключается в том, что в зону продуктивного пласта транспортируется блокирующая жидкость с наполнителем, способная закупорить коллектор и этим предотвратить проникновение в него растворов и их фильтратов. Высокими пенообразующими свойствами обладают пенообразующие системы, что объясняется физико-химическими процессами, протекающими в призабойной зоне при проникновении пены в пласт:

- разрушение гидратных слоев на поверхности и частичной её гидрофобизацией в результате адсорбции пенообразователя;
- прилипанием пузырьков пены гидрофобизованной поверхности поровых каналов;
- проявлением эффекта Жамена;
- электровязкостными свойствами пен;
- увеличением межфазной удельной поверхности при фильтрации пены через пористую среду.

Разработаны пенообразующие жидкости с наполнителем для блокирования продуктивного горизонта при выполнении следующих операций:

- спуск эксплуатационной колонны;
- цементирование скважин;
- перфорация.

Данные пенообразующие жидкости выдерживают высокие репрессии и легко удаляются при минимальных депрессиях, сохраняя коллекторские свойства пласта. [4]

Цементирование скважин в условиях АНПД осложняется возможностью загрязнения продуктивного пласта, неполного заполнения затрубного пространства и ГНВП. Задача цементирования решается последовательной

закачкой буферной жидкости, тампонажного цементного раствора, аэрированного тампонажного цементного раствора и продавочной жидкости.

Состав буферной жидкости:

- Пенообразователь «Газблок-М»;
- Реагент НМН-200;
- Нитрилотриметилфосфоновая кислота;
- Вода.

В качестве тампонажного цементного раствора используют раствор повышенной изолирующей способности (РПИС), имеющий следующий состав:

- Портландцемент ПТЦ-1-100;
- Реагент НМН-200;
- Хлористый кальций или сульфат алюминия;
- Вода.

Аэрированным тампонажным цементным раствором является РПИС, аэрированный воздухом или инертным газом до необходимой плотности.

Продавочная жидкость – техническая вода. [5]

Таким образом, основными особенностями заканчивания скважин в условиях АНПД являются использование газожидкостных систем, предотвращающих проникновение фильтратов, и способ цементирования, обеспечивающий успешное крепление скважины, высокую адгезию и сплошность цементного кольца.

4 Финансовый менеджмент

4.1 Основные направления деятельности ООО «Иркутская Нефтяная Компания»

ООО «Иркутская Нефтяная Компания» оказывает широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. К основным видам деятельности относится: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, наклонно-направленное бурение, резка боковых стволов, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур,

разработка и сопровождение буровых растворов, обеспечение систем очистки бурения, тампонажные работы.

ООО «Иркутская Нефтяная Компания» основано в 2000 году. За последние пять лет группа компаний увеличила объем добычи углеводородного сырья в 4,5 раза – с 1,3 миллиона тонн до 5,6 миллионов тонн в 2017.

Иркутская Нефтяная Компания – обладатель трех сертификатов в рамках интегрированной системы менеджмента. Стандарт ISO 9001:2008 подтверждает высокий уровень управления качеством, ISO 14001:2004 – то, что Компания ведет свою деятельность в соответствии с международными экологическими требованиями, сертификат OHSAS 1800:2007 служит гарантом того, что Компания придерживается международных стандартов в области охраны труда и производственной безопасности.

Для реализации основных принципов менеджмента качества и выполнения своих обязательств перед заказчиками и партнерами Руководство Компании поддерживает и реализовывает следующие направления работ:

- постоянный анализ ситуации на рынке услуг в области бурения и ремонта скважин, учет складывающихся тенденций;
- внедрение новых технологий в бурении и ремонте скважин;
- развитие инфраструктуры Компании, в том числе внедрение новой, более производительной и эффективной техники;
- постоянное повышение квалификации персонала;
- вовлечение персонала в совершенствование менеджмента качества.

Ключевыми партнерами Сибирской Сервисной Компании являются: Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР), Goldman Sachs International, Японская Национальная Корпорация по нефти, газу и металлам (JOGMEC), Байкальский банк Сбербанка РФ, японские компании ITOCHU Corporation и INPEX CORPORATION.

4.1.2 Организационная структура управления предприятием

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть шесть заместителей: технический директор - первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по безопасности, заместитель директора по производству, заместитель директора по работе с персоналом и заместитель директора по общим вопросам.

Техническому директору подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по охране труда и промышленной безопасности. Также он курирует работу отдела главного механика, отдела главного энергетика, производственно-технического отдела бурения, производственно-технического отдела КРС и отдела компьютерных технологий.

Заместитель технического директора по охране труда и промышленной безопасности возглавляет одноименную службу, главной задачей которой является контроль промышленной безопасности на всех объектах ООО «ИНК» и обеспечение предприятия всем необходимым для создания безопасных условий труда.

Заместитель директора по производству возглавляет центральный пункт диспетчерской службы (ЦПДС), через которую он руководит работой следующих служб и цехов: служба буровых и вышкономонтажных работ, служба по ремонту скважин и цех тампонажных работ.

Заместитель директора по экономике и финансам руководит работой планово-экономического отдела и проектно-сметного отдела. Кроме того, ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и планирует работу следующих секторов: по учету основных фондов, по учету материалов, по расчетам заработной платы, по налогам, по отчетности.

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдела организации и мотивации труда, менеджера по

обучению, менеджера по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам.

Заместитель директора по общим вопросам руководит работой административно-хозяйственного отдела, отделом материально-технического снабжения и базой производственного обслуживания, куда входят прокатно-ремонтный цех бурового оборудования и прокатно-ремонтный цех труб и турбобуров.

Заместитель директора по безопасности руководит работой службы безопасности предприятия.

Организационная структура ООО «ИНК» изображена в приложении Л на рисунке Л.1.

4.2 Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

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

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

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

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;

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

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [2]. Документ содержит нормы времени для всех осуществляемых технологических операций и их составляющих, например вышкомонтажные работы, спуско-подъемные операции (СПО), крепление ствола скважины, испытание на продуктивность и пр.

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

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

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

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (4.1):

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h, \quad (4.1)$$

где $T_{Б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час; h – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам (4.2) и (4.3):

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1св})}{60}, \quad (4.2)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1св})}{60}, \quad (4.3)$$

где $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей; $T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час; $T_{1св}$ – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Ввиду того, что для бурения всех интервалов, за исключением интервала под хвостовик, количество спускаемых свечей определяется из компоновки бурильных труб интервала предыдущего рассчитываемому. Так для интервала под направление, как для первого интервала, количество спускаемых свечей равно 0, поскольку бурение начинается с использованием только инструмента КНБК, для интервала под кондуктор – 2 свечи, под пилотный ствол – 41, под интервал отбора керна – 117. Под интервал резки основного ствола количество свечей равно 112, что меньше количества свечей предыдущего интервала, поскольку бурение начинается не с забоя. Для интервала бурения под хвостовик используется инструмент другого типоразмера в связи с чем его количество определяется путем деления длины ствола за вычетом длины КНБК на длину одной свечи, таким образом количество спускаемых свечей составляет 121.

Количество поднимаемых свечей соответствует количеству свечей, запроектированных в КНБК для бурения каждого интервала. Под направление – 2, под кондуктор – 41, под пилотный ствол – 117, под интервал отбора керна 118, под основной ствол – 121, под хвостовик – 143.

Рассчитанное время СПО приведено в таблице 4.1.

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [3]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [4]. Работы по испытанию скважины на продуктивность включают в себя подготовительные работы перед испытанием объекта, спуско-подъемные операции, работы по вызову притока нефти, работы по исследованию объектов в скважине, работы по задавке скважины, работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов.

Нормативное время на подготовительные работы перед испытанием объекта – 34,2 часа; на спуско-подъемные операции для насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытываемого пласта – 10,8 часов; на работы по вызову притока флюида – 25,3 часа; на работы по исследованию объектов в скважине – 163,3 часа; на работы по задавке скважины – 2,7 часа; на работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов – 12,1 часа. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 248,4 часов или 10,35 суток:

$$\sum T_{исп} = 34,2 + 10,8 + 25,3 + 163,3 + 2,7 + 12,1 = 248,4 \text{ ч}$$

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на Казанском нефтяном месторождении приведена в таблице 4.1.

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по проектируемому месторождению представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Нормы механического бурения на проектируемом месторождении

Нормативные пачки	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	200	200	0,06	350
2	200	900	700	0,032	2900
3	900	3050	2150	0,06	2900
4	3050	3100	50	0,06	2700

Время на строительно-монтажные работы составит 1080 ч или 4 сут.

Время на подготовительные работы к бурению составят 41,17 ч или 1,72 сут.

Время бурения скважины и крепления обсадных колонн составит 593,05 ч или 24,71 сут.

Время испытания скважины на продуктивность 240 ч или 10 сут.

Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины приведена в приложении М в таблице М.1.

4.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (4.4):

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{3982}{220,52} = 18,1 \text{ м/час}, \quad (4.4)$$

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

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (4.5):

$$V_P = \frac{H}{t_M + t_{СПО}} = \frac{3982}{220,52 + 46,18} = 14,9 \text{ м/час}, \quad (4.5)$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле (4.6):

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = \frac{3982 \cdot 720}{593,05} = 4834,4 \text{ м/ст.мес} \quad (4.6)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (4.7):

$$h_{CP} = \frac{H}{n} = \frac{3982}{4} = 995,5 \text{ м}, \quad (4.7)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 22:

Таблица 22 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	2
помощник бурового мастера	3
бурильщик 6 разряда	4
бурильщик 5 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	4
электромонтёр 5 разряда	4
слесарь 5 разряда	2
лаборант	2

Согласно нормативной карты:

- Время на строительно-монтажные работы составит 1080 ч или 45 сут.
- Время на подготовительные работы к бурению составят 96 ч или 4 сут.
- Время бурения скважины и крепления обсадных колонн составит 593,05 ч или 24,71 сут.

- Время испытания скважины на продуктивность 240 ч или 10 сут.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1.Вышкомонтаж	45,00													
2.Бурение	24,71													
3.Испытание	10,00													

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [5], в части II – на строительные и монтажные работы [6], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [7].

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются на:

- затраты, зависящие от времени (пропорциональны суткам бурения и крепления, испытания);

- затраты, зависящие от объема скважин (глубины и диаметра).

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

К затратам, зависящим от объема бурения (1 м проходки), относятся расход долот, износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [8] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении Н в таблицах Н.1 и Н.2.

Стоимость промыслово-геофизических работ в данном случае определяется из средних рыночных цен на данные услуги. В частном случае стоимость определяется из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины, которое составляет 78,7 суток. Стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки составляет 389,3 руб. в сутки. Тогда стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки за все время составит 30610 руб. в ценах 1984 года.

Затраты, описанные в остальных главах рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав. Так накладные расходы составляют 25% от прямых затрат, в которые входят все затраты описанные в главах 1-6. Остальные затраты рассчитываются аналогично, с отличием того итога по главам, по которому берется доля.

Для перевод цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2 [9].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице Н.3.

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

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см}-П}{H} = \frac{268477054-9226504}{3982} = 65105,6 \text{ руб/м.}$$

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в приложении П в таблице П.1.

5 Социальная ответственность

5.1 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [1]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>Строительство скважины:</p> <p>1.Эксплуатация бурового оборудования;</p> <p>2. Механическое бурение;</p> <p>3.Спуско-подъемные операции;</p> <p>4.Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование;</p> <p>5.Приготовление и обработка технологических жидкостей;</p> <p>6.Освоение скважины.</p>	<p>1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</p> <p>2.Превышение уровня шума;</p> <p>3.Превышение уровня вибрации;</p> <p>4.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>5.Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>6. Макроорганизмы.</p>	<p>1.Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2.Электрический ток;</p> <p>3.Пожаровзрывоопасность;</p> <p>4.Расположение рабочего места на значительной высоте.</p>	<p>ГОСТ 12.1.005-76 [2]</p> <p>МР 2.2.7.2129-06 [3]</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [4]</p> <p>ГОСТ 12.4.275-2014 [5]</p> <p>ГОСТ 12.1.029-80. [6]</p> <p>ГОСТ 12.1.012-2004 [7]</p> <p>ГОСТ 12.4.002-97 [8]</p> <p>ГОСТ 12.1005-88 [9]</p> <p>ГОСТ 32548-2013 [10]</p> <p>ГОСТ 12.4.041-2001 [11]</p> <p>ГОСТ Р 55710-2013 [12]</p> <p>Приказ от 12.01.2015 г. №1 [13]</p> <p>Р 3.5.2.2487—09 [14]</p> <p>РД 10-525-03 [15]</p> <p>ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [16]</p> <p>«Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [17]</p> <p>РД 34.21.122-87 [19]</p> <p>ПП РФ №316 [20]</p> <p>ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [21]</p>

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Приведем описание вредных производственных факторов, включающее в себя характеристику производственного фактора, предельно допустимые нормы и обоснование мероприятий по их устранению, а также средства индивидуальной и коллективной защиты.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Микроклимат определяется воздействием на организм человека совокупностью температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температурой окружающих поверхностей согласно ГОСТ 12.1.005-76 [2]. Строительство скважины выполняется на открытом воздухе в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к СИЗ – комплект средств индивидуальной защиты от холода СИЗ Х с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей. При определенных значениях температуры воздуха и ветра работы приостанавливаются.

Режимы труда и отдыха в холодное время определены МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [3].

Превышение уровня шума

Шум на буровой установке возникает в результате работы бурового оборудования. Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы. Шум может увеличить риск при действии с другими факторами.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [4] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 85 дБ для данного вида работ. Мероприятия по предотвращению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ

(наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [5] и коллективных средств защиты (звукоизолирующие кожухи, малошумные машины и звукопоглощающие облицовки) согласно ГОСТ 12.1.029-80 [6].

Превышение уровня вибрации

Вибрация возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Различают общую и локальную вибрацию. Общая вибрация передаётся через сиденье и пол и считается более вредной, локальная вибрация – через руки. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь.

Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования» [7]. Для устранения вредного воздействия необходимо использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы) согласно ГОСТ 12.4.002-97 «Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний» [8].

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Загазованность рабочей среды возникает в результате работы оборудования, поступления пластовых газов из скважины, использовании химических реагентов. Загазованность может вызвать развитие хронических заболеваний, раздражение органов чувств, заболевание верхних дыхательных путей. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования» [9] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 25.

Таблица 25 – Предельно допустимые концентрации вредных примесей в воздухе в рабочей зоне на производственном объекте

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

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями, изложенными в ГОСТ 32548-2013 «Вентиляция зданий. Воздухораспределительные устройства. Общие технические условия» [10]. Очистка воздуха от примесей должна обеспечивать содержание веществ в воздухе не более 30% ПДК_{РЗ}.

СИЗ органов дыхания должны соответствовать ГОСТ 12.4.041-2001 «Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования» [11].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест внутри и снаружи буровой установки характеризуется освещённостью, яркостью и др. Недостаточная освещенность рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление, способствует развитию близорукости, сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме. Согласно требованиям ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерения» [12], освещение рабочего места должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному.

На буровой установке используется естественное, искусственное и комбинированное освещение. Нормы освещенности на буровой установке, утверждены приказом от 12.01.2015 г. №1 «Федеральные нормы и правила в

области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»» (ПБНПП) [13], приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Работы на открытом воздухе сопряжены с вероятностью контакта рабочего с различными организмами. Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний, а также из-за невозможности проведения истребительных мероприятий.

К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинфекции, дезинсекции, дератизации, оградительные устройства, автоматический контроль воздушной среды, применение естественной и искусственной вентиляции, сигнализации, дистанционного управления, знаков безопасности. Мероприятия по устранению фактора проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487—09 «Руководство по медицинской дезинсекции» [14].

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Фактор проявляется при выполнении технологических операций при несоблюдении требований безопасности, а также при возникновении неисправности, приводящих к появлению механических травм.

Мероприятия по предупреждению данного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [13], проведение инструктажей по технике безопасности, расположение оповещающих знаков при ремонтных работах, обеспечение рабочего персонала СИЗ (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.).

Все механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора. Испытание включает в себя внешний осмотр, статическое и динамическое испытания. В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты, которые также подлежат испытанию. Требования установлены в соответствии с РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин» [15].

Электрический ток

Проявление фактора возможно при касании к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Ток производит биологическое, термическое и электролитическое действие, и приводит к ожогам частей тела, потере зрения, нарушению дыхания и повреждению внутренних органов.

Предупреждение поражений электрическим током на объектах включает в себя:

- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок.

проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок в соответствии с требованиями ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [16], «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [17];

обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

Пожаровзрывоопасность

Опасный фактор возникает вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, поступающими из скважины (нефть, газ и т.д.), разлитыми легковоспламеняющимися технологическими жидкостями; в результате газонефтеводопроявления, или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения.

Взрывы могут возникнуть при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. В результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций, что представляет опасность для человека. В зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

Запрет на расположение электропроводки в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;

Запрет на хранение горюче-смазочных материалов (ГСМ) в металлических емкостях ближе 20 метров от установки;

Отведения специальных мест для курения и разведения огня.

Оборудование сварочного поста для проведения сварочных работ.

Использование предохранителей для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах.

Установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;

Оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии в соответствии с РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» [19];

Обеспечение буровой средствами пожаротушения (пожарные щиты располагаются у входа на буровую, в насосной, в котельной, у системы ПВО, на складе ГСМ, у культбудки;

Каждый пожарный щит, согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [20], должен содержать: огнетушитель пенный (не менее 2 шт.); лопата (2 шт.); багор (2 шт.); топор (2 шт.); ведро (2 шт.); ящик с песком; кошма 2×2 м (1 шт.); бочка с водой 200 л.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

Исключение наличия источников возгорания;

Испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП [13];

Установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд;

Также необходимо исключить вероятность достижения определенным веществами нижнего предела взрываемости (далее НПВ) согласно ГОСТ 12.1.044-84 «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов» [21]:

Природный газ – не более 4% по объему;

Пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;

Сероводород – не более 4,3% по объему.

Расположение рабочего места на значительной высоте

Данный фактор возникает при вышкомонтажных работах и спуско-подъемных операциях и может стать причиной возникновения механических

травм в результате падения. Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [13] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Строительство скважин сопровождается большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду. Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице 27:

Таблица 27 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химических реагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и др.
	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок

Продолжение таблицы 27

Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков
Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Вода и водные ресурсы	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах и выработках
	Некомплексное изучение недр	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов	Организация рудных отвалов и складов

Продолжение таблицы 27

Воздушный бассейн	Выбросы выли и токсичных газов из подземных выработок, а также при наземных взрывах. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение Браконьерство	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных

5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

Наибольший вред наносится земельным, лесным и водным ресурсам.

Сбор и ликвидация производственных отходов. Рекультивация

В процессе бурения скважины образуются три вида отходов: буровой шлам, отработанный буровой раствор (далее ОБР) и буровые сточные воды.

С целью сокращения объемов наработки бурового раствора и уменьшения объема ОБР, подлежащего обезвреживанию и утилизации, предусмотрена четырехступенчатая система очистки бурового раствора от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Шламовый амбар должен быть обвалован: высота обвалования 1 м, ширина по верху – 0,8 м, уклон до 1:2. В целях предупреждения загрязнения грунтовых вод инфильтратом отходов бурения дно и стенки амбара должны быть гидроизолированы. Гидроизоляция может выполняться цементно-глинистой пастой. Требования к сооружению шламовых амбаров регламентированы РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих» [22].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы» [23].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;

строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них;

покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

Охрана недр

Для обеспечения охраны недр, в том числе подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин» [24].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

обеспечивает охрану недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;

предупреждает возникновение, нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду путем использования

рационального количества обсадных колонн, расчета глубин их спуска, изоляции нефтеводоносных горизонтов тампонажными растворами за всеми обсадными колонками, а также установкой на кондуктор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90 [25];

предотвращает проникновение газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402;

уменьшает степень загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов применяются следующие технологические решения:

глинистая кольматация стенок скважины с образованием прочной низкопроницаемой корки, препятствующей фильтрации раствора в водоносный горизонт;

обработка бурового раствора высокомолекулярными соединениями, обеспечивающими снижение фильтрационных свойств промывочной жидкости;

ограничение репрессий на водоносный горизонт путем регулирования структурно-механических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидродинамического давления.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

При строительстве скважин существует вероятность возникновения чрезвычайной ситуации, как природного, так и техногенного характера. Результаты анализа вероятных ЧС приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является газонефтеводопроявление (далее ГНВП), возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [13]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасностью для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причины возникновения ГНВП при строительстве скважин:

Неправильное планирование проведения работ, которое привело к неверным действиям при создании давления рабочего раствора во время выполнения капитального ремонта;

Снижение уровня жидкости в скважине вследствие поглощения или неверного выполнения спуско-подъемных операций;

Снижение плотности рабочей жидкости во время простоев работы из-за поступления через стенки воды или газа;

Несоблюдение рекомендуемого временного интервала между циклами работ;

Освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

Возникновение процессов поглощения жидкости в стволе скважины.

5.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [13]:

Не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных геолого-техническим нарядом (далее ГТН);

Долив скважины при подъеме бурильной колонны должен носить непрерывный характер;

Цемент за кондуктором поднимать до устья скважины, что обеспечивает надежную герметизацию устья при борьбе с ГНВП.

При снижении плотности бурового раствора более чем на 0,02 г/см³ необходимо принимать немедленные меры по ее восстановлению;

Иметь 2-кратный запас раствора на скважинах при вскрытии зон с возможными ГНВП, продуктивных горизонтов на неразведанных площадях и объектах, на газовых и газоконденсатных месторождениях и месторождениях с аномально высокими давлениями;

Избегать применения КНБК с малыми зазорами;

Производить подъем БК только после тщательной промывки скважины при создании максимально возможной производительности насосов и при вращении бурильной колонны;

При возникновении эффекта поршневания необходимо спустить БК ниже интервала проявления, промыть скважину и только после этого приступить к подъему инструмента.

Перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением, где возможно проявление, под ведущей бурильной трубой устанавливают обратный клапан;

При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» [26]. Существует несколько методов действий при ГНВП:

Метод уравновешенного пластового давления - забойное давление поддерживается несколько выше пластового на протяжении всего процесса (непрерывное глушение скважины; двухстадийное глушение скважины; двухстадийное растянутое глушение скважины; ожидание утяжеления).

Метод ступенчатого глушения скважины - применяется, если при использовании вышеописанных способов возникают давления, превышающие допустимые давления на устье.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке имеет такие особенности, как вахтовый метод работы и наличие определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, регламентируемые главой 47 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [27].

Ст. 297. регулирует общие положения о работе вахтовым методом, в частности об обустройстве вахтовых поселков для работников.

Ст. 298. определяет ограничения на работы вахтовым методом. К работам не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. **Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин» [28].**

Ст. 299-302 регулируют продолжительность вахты (не более одного месяца), режимы труда и отдыха (продолжительность смены не более 12 часов), гарантии и компенсации работающим вахтовым методом (надбавки к заработной плате; районные коэффициенты - 1,5 для места проведения работ по проекту; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск).

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [29].

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [30].

- При работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- Органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- Редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [31].

- Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- Конструкция регулируемого кресла оператора должна соответствовать требованиям ГОСТ 21889-76 [32];
- При работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- При необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство горизонтальной скважины глубиной 3100 метров на нефтяном месторождении Томской области, Парабельского района. Выпускная квалификационная работа содержит 5 глав:

1. Общая и геологическая часть;
2. Технологическая часть;
3. Специальная часть;
4. Финансовый менеджмент;
5. Социальная ответственность.

В общей и геологической части заданы стратиграфическая и литологическая характеристики разреза, физико-механические свойства горных пород, зоны возможных осложнений, приведена краткая характеристика литологического разреза.

В технологической части указаны основные расчеты и решения для строительства горизонтальной скважины глубиной 3100.

В специальной части рассмотрены особенности заканчивания скважин в условиях аномально низких пластовых давлений.

В разделе финансовый менеджмент, приведена структура предприятия, производящего сервисные работы, и сметная стоимость работ по строительству нефтяной скважины.

В разделе социальная ответственность, приведена техника безопасности, описаны охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список использованной литературы

1. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. — 428 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
3. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
4. Давление пластовое аномально низкое [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.geonaft.ru/glossary/давление_пластовое_аномально_низкое (Дата обращения: 17.01.2017).
5. Обоснование способа и выбор промывочного агента для первичного вскрытия пластов с аномально низким пластовым давлением [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/obosnovanie-sposoba-i-vybor-promyvochnogo-agenta-dlya-pervichnogo-vskrytiya-plastov-s-anomalno-nizkim-davleniem> (Дата обращения: 17.01.2017).
6. Обоснование применения и исследование составов газожидкостных смесей для промывки скважин в условиях аномально низких пластовых давлений [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/obosnovanie-primeneniya-i-issledovanie-sostavov-gazozhidkostnyh-smesey-dlya-promyvki-skvazhin-v-usloviyah-anomalno-nizkih-plastovyh> (Дата обращения: 17.01.2017).

7. Особенности заканчивания скважин в условиях аномально низких пластовых давлений [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://natural-sciences.ru/ru/article/view?id=10113> (Дата обращения: 17.01.2017).
8. Григулецкий В.Г., Григулецкая Е.В., Ивакин Р.А. Способ цементирования скважины с аномально низким давлением // Патент России №2320848.
9. Иркутская Нефтяная Компания [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://irkutskoil.ru/> (дата обращения: 14.05.2017).
10. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 16.05.2017).
11. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 16.05.2017).
12. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 16.05.2017).
13. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
14. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.
15. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
16. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.

17. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.
18. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
19. ГОСТ 12.1.005-76 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.
20. МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».
21. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.4.275-2014 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний.
23. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
24. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
25. ГОСТ 12.4.002-97 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний.
26. ГОСТ 12.1005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.
27. ГОСТ 32548-2013. Вентиляция зданий. Воздухораспределительные устройства. Общие технические условия.
28. ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
29. ГОСТ Р 55710-2013. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

30. Приказ от 12.01.2015 г. №1 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»».
31. Р 3.5.2.2487-09 «Руководство по медицинской дезинсекции».
32. РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин».
33. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 «Об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)».
34. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 «Об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»».
35. Расчет устройства защитного заземления. Методические указания к выполнению самостоятельной работы по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» для студентов всех специальностей. Томск, изд. ТПУ, 2005. - 12 с.
36. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».
37. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».
38. ГОСТ 12.1.044-84 «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения».
39. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».
40. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы».
41. ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин».

42. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
43. РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».
44. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).
45. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».
46. Федеральный закон от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации».
47. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».
48. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».
49. ГОСТ 21889-76 «Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования».
50. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 11 с.

Приложение А

Краткая географо-экономическая характеристика проектируемых работ

Таблица А.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Казанское
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Парабельский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-2 +35 -53
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-Западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	- -
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица А.2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	г. Кедровый (100 км) п. Пудино (80 км)

Приложение Б

Геологические условия бурения

Таблица Б.1 – Проектный стратиграфический разрез

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свит	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	20	20	Четвертичная система	Q	1,3	0
20	180	160	Некрасовская серия	Pg ₃ nk	1,3	0
180	330	150	Чеганская свита	Pg ₂₋₃ cg	1,3	0
330	370	40	Люлинворская свита	Pg ₂ ll	1,3	0
370	410	40	Талицкая свита	Pg ₁ tl	1,3	0
410	480	70	Ганькинская свита	K ₂ gn	1,3	0
480	525	45	Славгородская свита	K ₂ sl	1,3	0
525	680	155	Ипатовская свита	K ₂ ip	1,3	0
680	715	35	Кузнецовская свита	K ₂ kz	1,3	0
715	1560	845	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	1,3	0
1560	1605	45	Алымская свита	K ₁ al	1,3	0
1605	2265	660	Килянская свита	K ₁ kls	1,4	0
2265	2330	65	Тарская свита	K ₁ tr	1,6	0
2330	2590	260	Куломзинская свита	K ₁ klm	1,2	0
2590	2615	25	Баженовская свита	J ₃ bg	1,2	0
2615	2622	7	Георгиевская свита	J ₃ gr	1,2	0
2622	2726	104	Васюганская свита	J ₃ vs	1,2	1-2
2726	3015	289	Тюменская свита	J ₁₋₂ tm	1,2	1-2
3015	3045	30	Салатская свита	J ₁ slt	1,2	1-2
3045	3050	5	Тогурская свита	J ₁ tg	1,2	1-2
3050	3100	50	Палеозой	Pz	1,2	45-70

Таблица Б.2 – Прогноз литологической характеристики разреза

скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	20	глины	40
			суглинки	40
			пески	10
			суспеси	10
Pg ₃ nk	20	180	пески	70
			глины	30
Pg ₂₋₃ cg	180	330	глины	80
			алевролиты	10
			пески	10
Pg ₂ ll	330	370	глины	100
Pg ₁ tl	370	410	глины	80
			песчаники	20
K ₂ gn	410	480	глины	100
K ₂ sl	480	525	глины	100
K ₂ ip	525	680	глины	80
			песчаники	20
K ₂ kz	680	715	глины	100
K ₁₋₂ pk	715	1560	пески	50
			глины	20
			песчаники	20
			алевролиты	10
K ₁ al	1560	1605	глины	50
			песчаники	50
K ₁ kls	1605	2265	глины	80
			песчаники	20
K ₁ tr	2265	2330	песчаники	100
K ₁ klm	2330	2590	песчаники	50
			аргиллиты	30
			алевриты	10
			алевролиты	10
J ₃ bg	2590	2615	аргиллиты	100

Продолжение таблицы Б.2

J ₃ gr	2615	2622	аргиллиты	80
			известняки	10
			алевролиты	10
J ₃ vs	2622	2726	песчаники	100
J ₁₋₂ tm	2726	3015	песчаники	40
			аргиллиты	30
			алевролиты	25
			угли	5
J ₁ slt	3015	3045	алевролиты	10
			аргиллиты	75
			песчаники	10
			угли	5
J ₁ tg	3045	3050	аргиллиты	95
			угли	5
Pz	3050	3100	известняки	50
			аргиллиты	10
			алевролиты	10
			туфы, брекчии	30

Таблица Б.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважин

Горный стратиграфический го подраздел пещи	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							по буримости	промышленной классификации
	2	3								
Q	0	20	глины	2,1	-	0	95	4	III	Мягкая
			суглинки	2,0	-	0	30	4	II	
			пески	1,9	-	500	-	10	I	
			супеси	2,0	-	0	-	10	I	
Pg ₃ nk	20	180	пески	2,4	-	600	-	10	I	Мягкая
			глины	2,4	-	0	95	4	III	
Pg ₂₋₃ cg	180	330	пески	2,4	-	0	95	10	I	Мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	10	IV	
			глины	2,4	-	0	95	4	III	
Pg ₂ ll	330	370	глины	2,1	-	0	95	4	III	Мягкая
Pg ₁ tl	370	410	глины	2,4	-	1	90	4	III	Мягкая
			песчаники	2,6	35	600	8	10	III	
K ₂ gn	410	480	глины	2,4	-	0	95	4	III	Мягкая
K ₂ sl	480	525	глины	2,4	-	0	95	4	III	Мягкая
K ₂ ip	525	680	глины	2,4	-	0	90	4	III	Мягкая
			песчаники	2,6	32	450	8	10	III	
K ₂ kz	680	715	глины	2,4	-	0	90	4	III	Мягкая
K ₁₋₂ pk	715	1560	глины	2,4	-	0	95	4	III	Средняя
			песчаники	2,6	31,5	1000	5	10	III	
			алевролиты	2,6	13,5	10	18	6	IV	
			пески	2,5	38	1450-1500		10	I	

Продолжение таблицы Б.3

K ₁ al	1560	1605	песчаники	2,2	22	20-50	5	10	III	Средняя
			глины	2,4	16	0	95	4	III	
K ₁ kls	1605	2265	песчаники	2,2	20	10	15	10	III	Средняя
			глины	2,4	20	0	95	4	III	
K ₁ tr	2265	2330	песчаники	2,3	19	20-50	20	10	III	Средняя
K ₁ klm	2330	2590	аргиллиты	2,4	5	0	95	4	VI	Средняя
			песчаники	2,3	15	10-250	20	10	III	
			алевриты	2,3	10	0	25	10	IV	
			алевролиты	2,3	10	0	25	6	IV	
J ₃ bg	2590	2615	аргиллиты	2,4	5	0	95	4	VI	Средняя
J ₃ gr	2615	2622	аргиллиты	2,4	5	0	95	4	VI	Средняя
			известняки	2,5	18	5-100	35	4	VI	
			алевролиты	2,3	10	5	25	6	IV	
J ₃ vs	2622	2726	угли	1,2	0	0	0	5	IV	Твердая
			алевролиты	2,3	10	5	20	6	IV	
			песчаники	2,3	15	5-100	25	10	III	
J ₁₋₂ tm	2726	3015	песчаники	2,4	15	10-250	20	10	III	Твердая
			аргиллиты	2,4	5	0	90	4	VI	
			алевролиты	2,3	10	5	25	6	IV	
			угли	1,2	0	0	0	5	IV	
J ₁ slt	3015	3045	алевролиты	2,3	10	5	25	6	IV	Твердая
			аргиллиты	2,4	5	0	90	4	VI	
			угли	1,2	0	0	0	5	IV	

Продолжение таблицы Б.3

J ₁ tg	3045	3050	аргиллиты	2,4	5	0	90	4	VI	Твердая
			угли	1,2	0	0	0	5	IV	
Pz	3050	3100	известняки	2,65	0,1-16	2	20	4	VI	Твердая
			брекчии	2,65	12,7	0	25	7	V	
			аргиллиты	2,4	5	0	90	4	VI	
			алевролиты	2,4	10	5	25	6	IV	

Таблица Б.4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Стратиграфический подраздел	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м		Гидро разрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	20	0,000	0,100	0,000	0,100	0,000	0,200	0	0,22	3
Pg ₃ nk	20	180	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	10
Pg ₂₋₃ cg	180	330	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	15
Pg ₂ ll	330	370	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	18
Pg ₁ tl	370	410	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	19
K ₂ gn	410	480	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	20
K ₂ sl	480	525	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	21
K ₂ ip	525	680	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	22
K ₂ kz	680	715	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	23
K ₁₋₂ pk	715	1560	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,190	0,22	0,23	53
K ₁ al	1560	1605	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,23	0,23	55
K ₁ kls	1605	2265	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	77
K ₁ tr	2265	2330	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	79
K ₁ klm	2330	2590	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	88
J ₃ bg	2590	2615	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	89
J ₃ gr	2615	2622	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	89
J ₃ vs	2622	2726	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	93
J ₁₋₂ tm	2726	3015	0,100	0,101	0,100	0,101	0,160	0,160	0,24	0,24	103
J ₁ slt	3015	3045	0,101	0,101	0,101	0,101	0,160	0,160	0,24	0,24	104
J ₁ tg	3045	3050	0,101	0,101	0,101	0,101	0,160	0,160	0,24	0,24	104
Pz	3050	3100	0,105	0,105	0,105	0,105	0,155	0,155	0,25	0,25	107

Приложение В

Обоснование и расчет профиля скважины

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

Тип профиля	Пятиинтервальный (J-образный)										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м	3100		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м							0,76	
Глубина вертикального участка скважины, м	200		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/м							2,25	
Отход скважины, м	1900		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м							-	
Длина интервала бурения по пласту, м	600		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м							0,14	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град							23°30'	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град							81°	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	23°30'		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град							81°	
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	200	200	0	0	0	0	0	0	200	200
2	200	500	200	0	62,4	62,4	0	23°30'	200	508,6	308,6

Продолжение таблицы В.1

3	500	2900	2400	62,4	1106,3	1043,9	23°30'	23°30'	508,6	3125,8	2617,2
4	2900	3050	150	1106,3	1300	193,7	23°30'	81°	3125,8	3381,4	255,6
5	3050	3100	50	1300	1900	600	81°	89°26'	3381,4	3981,9	600,5
Итого	Σ		3100	Σ		2500	-	-	Σ		3981,9

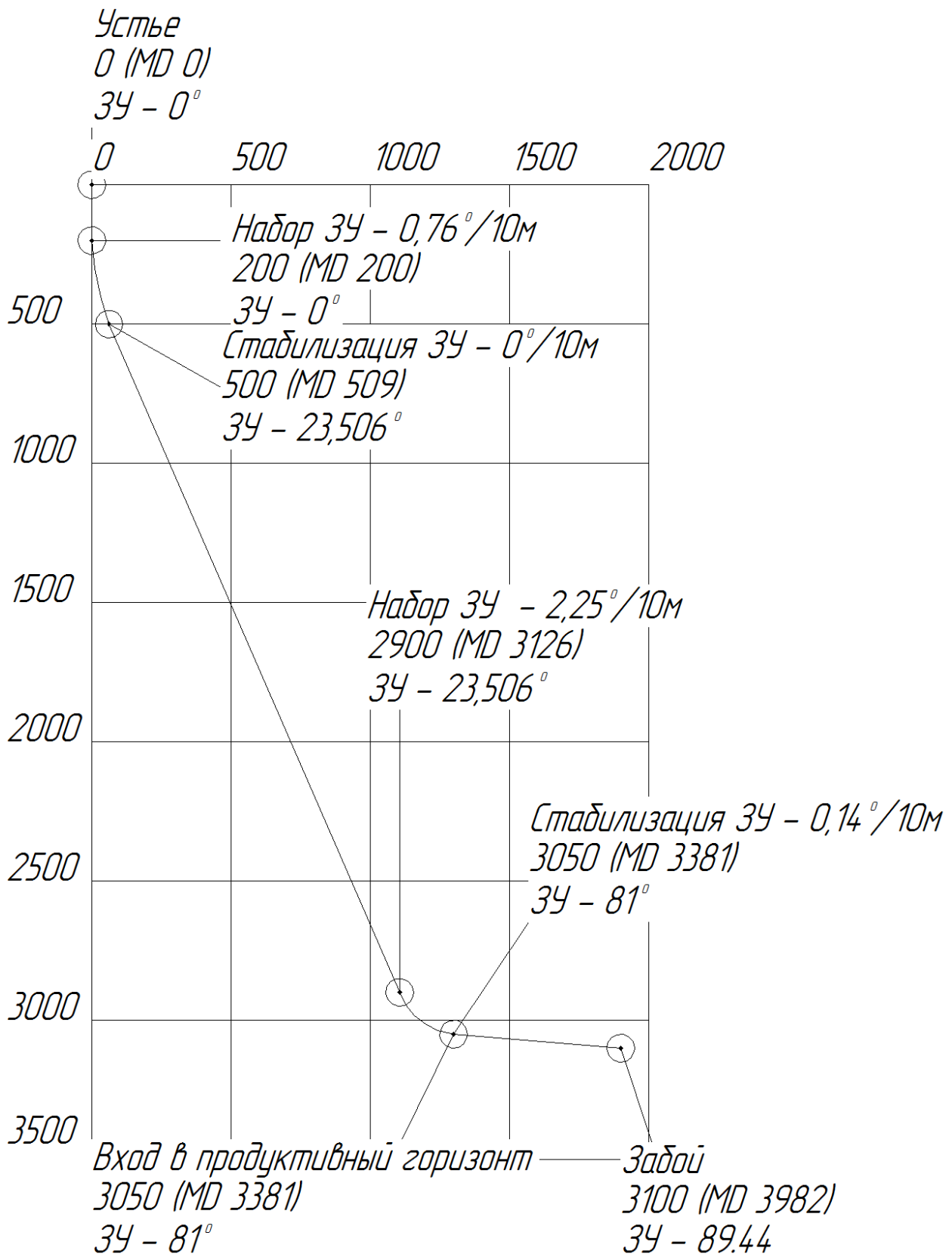


Рисунок В.1 – Профиль скважины

Приложение Г

Построение графика совмещенных давлений

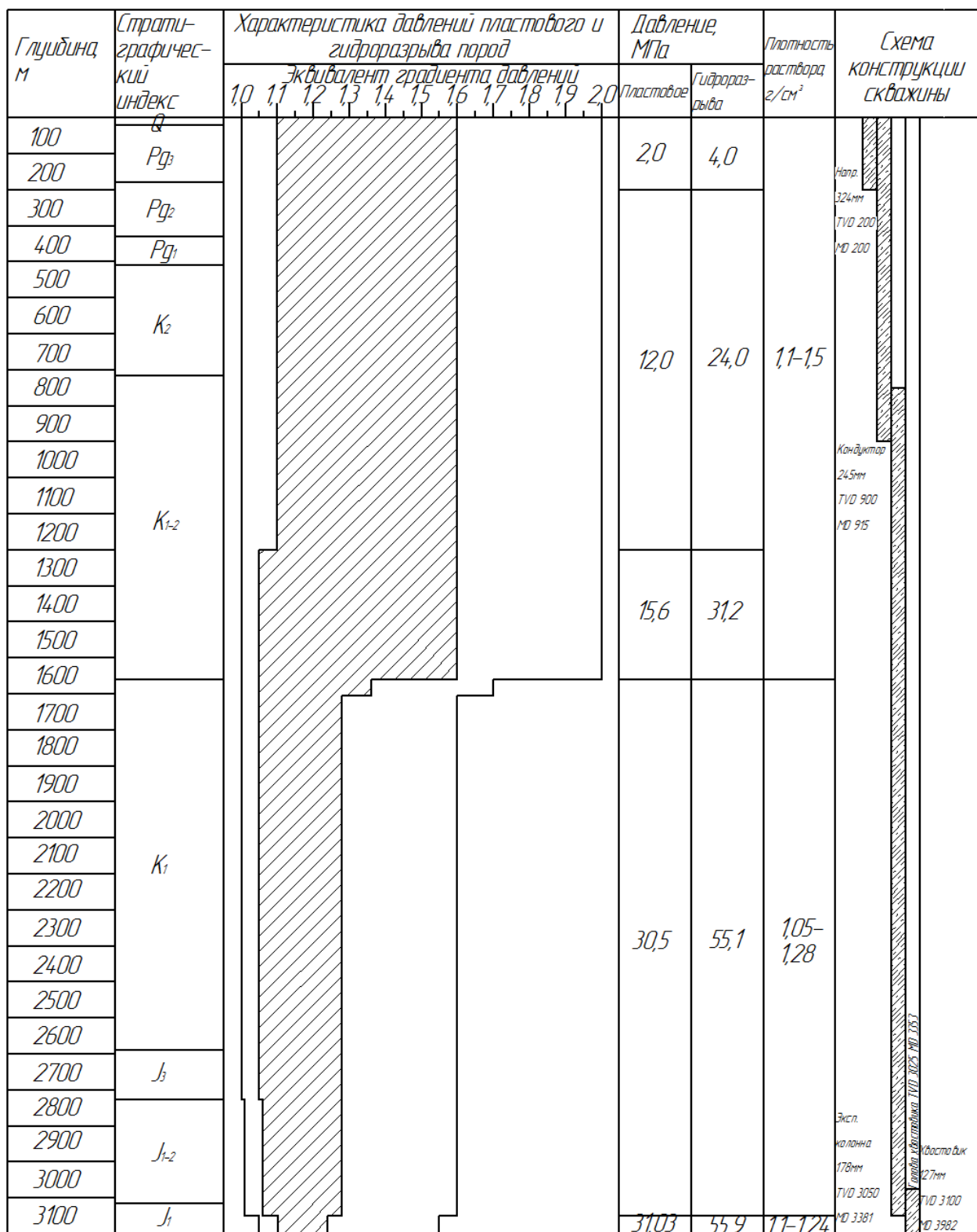


Рисунок Г.1 – График совмещенных давлений

Приложение Д

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Таблица Д.1 – Данные проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчетная по вертикали	Запроектированная по вертикали	Расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	200	200	200	200	200	200	323,9	393,7
Кондуктор	900	900	915,4	915,4	900	915,4	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3050	3050	3381,4	3381,4	750-3050	765,4-3381,4	177,8	220,7
Хвостовик	3100	3100	3981,9	3981,9	-	-	127	155,6

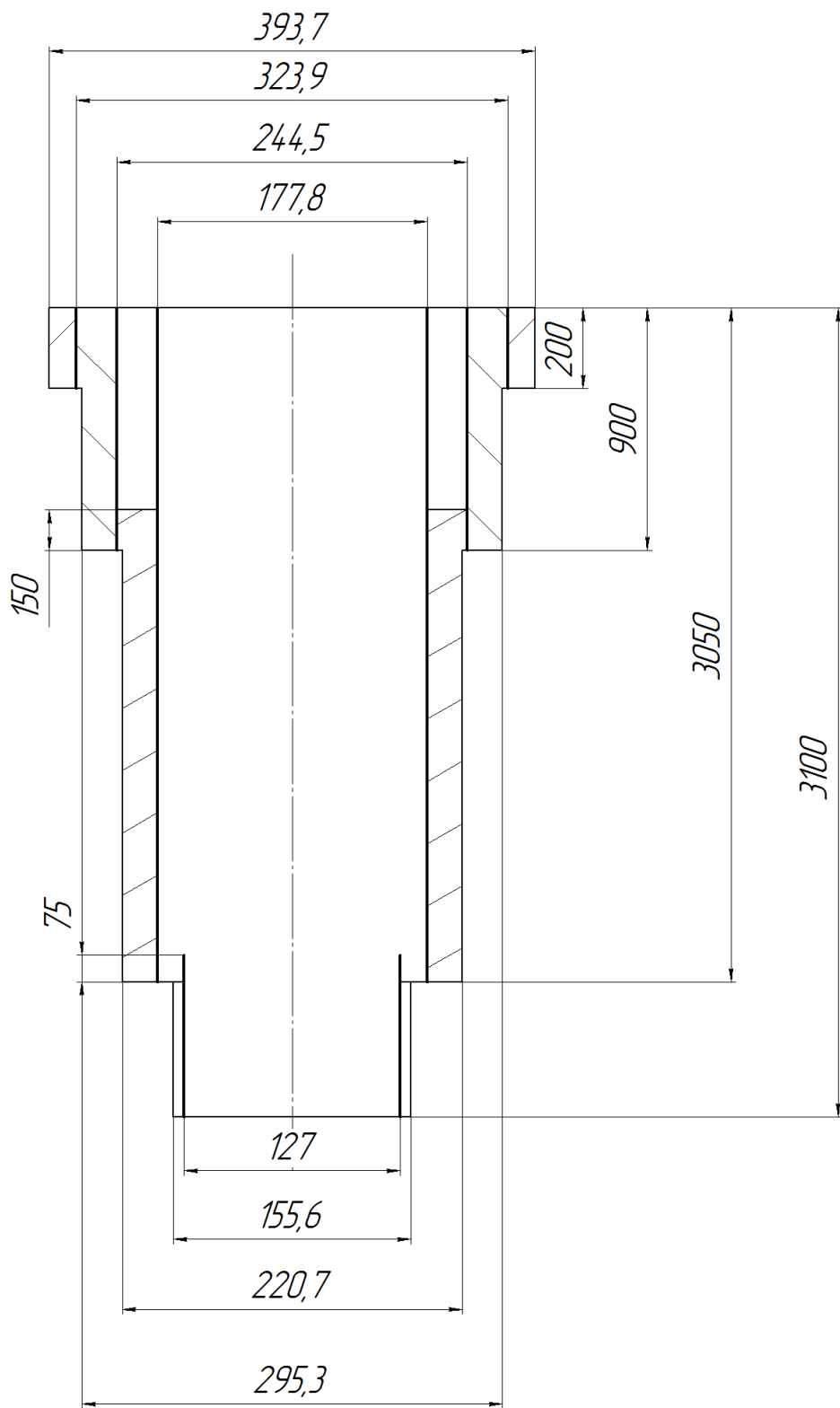


Рисунок Д.1 – Конструкция скважины

Приложение Е

Выбор и обоснования типа забойного двигателя

Таблица Е.1 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей

Интервал		0-200	200-900	900-3050	3050-3100
Исходные данные					
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	393,7	295,3	220,7	155,6
G _{ос} , кН		196,85	118,12	84,7	160,0
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		-	236,24-265,77	176,56-198,63	124,48-140,04
M _р , Н*м		-	4511	2482	3310
M _о , Н*м		-	147,65	110,35	77,8
M _{уд} , Н*м/кН		-	36,94	28	20,2

Таблица Е.2 – Характеристики запроектированных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.3/4.60	200-900	240	9,475	2047	35-64	138-240	12,0-17,0	131-324
ДГР-178М.6/7.62	900-3050	178	7,984	1074	25-35	156-210	9,6-11,8	115-193
ДРЗ-127М.5/6.57	3050-3100	127	6,740	432	10-20	162-324	3,2-5,0	42-125

Приложение Ж

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Ж.1 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ 159-71	159	18	2246,4
2	УБТС 159-71	159	16	1996,8
3	УБТС 121-51	121	8	593,6
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	СБТ 127х9,19	127	3352	89183,0

Таблица Ж.2 – Исходные данные для расчета КБТ

Параметр	Значение
Глубина скважины (по вертикали) L, м	3100 м
Длина вертикального участка H, м	200
Зенитный угол α , рад	0,76
Радиус искривления R, м	75,2
Длина бурильной колонны l, м	3381,4
Отклонение забоя от вертикали A, м	1300
Диаметр долота D_d , мм	220,7
Нагрузка на долото G, тс	9,17
Плотность бурового раствора ρ , г/см ³	1,07
Модуль упругости стали E, МПа	$2,1 \cdot 10^5$

Площадь сечения (по металлу) по формуле (Ж.1):

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - d^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,127^2 - 0,1086^2) = 0,0034 \text{ м}^2; \quad (\text{Ж.1})$$

Площадь проходного сечения по формуле (Ж.2):

$$F_n = \frac{\pi}{4} \cdot d^2 = \frac{3,14}{4} \cdot 0,1086^2 = 0,00926 \text{ м}^2; \quad (\text{Ж.2})$$

Осей момент инерции I по формуле (Ж.3):

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D^4 - d^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (0,127^4 - 0,1086^4) = 0,000006 \text{ м}^4; \quad (\text{Ж.3})$$

Осей момент сопротивления W по формуле (Ж.4):

$$W = \frac{\pi}{32} \cdot D^3 \cdot \left(1 - \left(\frac{d}{D}\right)^4\right) = \frac{3,14}{32} \cdot (0,127)^3 \cdot \left(1 - \frac{0,1086^4}{0,127^4}\right) = 9,35 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3; \quad (\text{Ж.4})$$

Перепад давления $P_{3д}$ и сила тяжести $G_{3д}$ забойного гидравлического двигателя по формулам (Ж.5) и (Ж.6):

$$P_{3д} = 6,7 \text{ МПа}; \quad (\text{Ж.5})$$

$$G_{3д} = 1074 \cdot 9,81 = 10,5 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.6})$$

Осевое гидравлическое усилие на корпусе забойного двигателя (направленное вниз и растягивающее колонну труб) по формуле (Ж.7):

$$F_{3д} = P_{3д} \cdot F_{\Pi} = 6,7 \cdot 10^6 \cdot 0,00926 = 62 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.7})$$

Длина и число УБТ (с учетом наклонного расположения УБТ в скважине и длины одной трубы l_0):

Число УБТ: $j=5$; фактическая длина: $l_{\text{УБТ}} = 42 \text{ м}$;

Длина колонны бурильных труб (пренебрегая длиной забойного двигателя) по формуле (Ж.8):

$$l_{\text{БТ}} = l - l_{\text{УБТ}} = 3381,4 - 42 = 3339,4 \text{ м}; \quad (\text{Ж.8})$$

Сила тяжести УБТ по формуле (Ж.9):

$$G_{\text{УБТ}} = q_{\text{УБТ}} \cdot l_{\text{УБТ}} = 18 \cdot 1248 + 16 \cdot 1248 + 8 \cdot 742 = 48,37 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.9})$$

Сила тяжести бурильных труб по формуле (Ж.10):

$$G_{\text{БТ}} = q \cdot l_{\text{БТ}} = 267,1 \cdot 3339,4 = 891,95 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.10})$$

Забойное (гидростатическое) давление в нижнем сечении бурильных труб по формуле (Ж.11):

$$P_{\text{заб}} = \rho \cdot g \cdot (L - l_{\text{УБТ}} \cdot \cos \alpha) = 1070 \cdot 9,81 \cdot (3050 - 42 \cdot \cos 0,41026) = 31,6 \text{ Мпа}; \quad (\text{Ж.11})$$

Выталкивающая (архимедова) сила, действующая на бурильные трубы в продольном направлении по формуле (Ж.12):

$$F_A = p_{\text{заб}} F = 31,6 \cdot 10^6 \cdot 0,0034 = 107,44 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.12})$$

Коэффициент трения и сила трения КНБК при поступательном движении труб:

- в открытом стволе (металл о горную породу): $f_3=0,4$

- внутри обсадной колонны (металл по металлу): $f_2=0,2$

Сила трения КНБК по формуле (Ж.13):

$$F_{\text{тр.КНБК}} = f_3 \cdot (G_{\text{УБТ}} + G_{\text{ЗД}}) \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 0,4 \cdot (48370 + 10536) \cdot 0,86 \cdot \sin(0,41026) = 8,08 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.13})$$

Продольное усилие в нижнем сечении бурильных труб по формуле (Ж.14):

$$N(l_{\text{БТ}}) = (G_{\text{УБТ}} + G_{\text{ЗД}}) \cdot k_A \cdot \cos \alpha + F_{\text{тр.КНБК}} + F_{\text{ЗД}} - F_A = (48370 + 10536) \cdot 0,86 \cdot \cos(0,41026) + 8082 + 21298 - 107440 = 9139 \text{ Н}; \quad (\text{Ж.14})$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на участке стабилизации по формуле (Ж.15):

$$F_{\text{н3}} = [q \cdot (l_{\text{Ш}} - l_{\text{УБТ}}) + G_{\text{УБТ}} + G_{\text{ЗД}}] \cdot k_A \cdot \sin \alpha = [267,1(2949,8 - 42) + 48370 + 10536] \cdot 0,86 \cdot \sin(0,41026) = 286,6 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.15})$$

Суммарная сила трения на участке стабилизации по формуле (Ж.16):

$$F_{\text{тр3}} = f_3 \cdot F_{\text{н3}} = 0,4 \cdot 286,6 = 144,6 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.16})$$

Продольное усилие в начале участка стабилизации по формуле (Ж.17):

$$N_3 = N(l_{\text{БТ}}) + q \cdot (l_{\text{Ш}} - l_{\text{УБТ}}) \cdot \cos \alpha + F_{\text{тр3}} - F_{\text{тр.КНБК}} = 9139 + 267,1 \cdot (2949,8 - 42) \cdot \cos(0,41026) + 144644 - 8082 = 455,5 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.17})$$

Поперечная прижимающая сила на участке искривления профиля (сила реакции стенки скважины) по формуле (Ж.18):

$$F_{\text{н2}} = q \cdot R \cdot [2(1 - \cos \alpha) - \alpha \cdot \sin \alpha] - N_3 \cdot \alpha = 267,1 \cdot 75,2 [2(1 - \cos(0,41026)) - 0,41026 \cdot \sin(0,41026)] - 455,5 \cdot 0,41026 = -140 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.18})$$

Сила трения на участке искривления по формуле (Ж.19):

$$F_{\text{тр2}} = f_2 [F_{\text{н2}}] = 0,2 \cdot 140 = 28 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.19})$$

Продольное усилие в сечении изгиба по формуле (Ж.20):

$$N(\text{Н}) = N_3 + g \cdot h + F_{\text{тр2}} = 455500 + 267,1 \cdot 200 + 28000 = 536,9 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.20})$$

Суммарное продольное (вертикальное) усилие от веса бурильной колонны в жидкости (включая забойный двигатель) по формуле (Ж.21):

$$G_{\text{БК}} = [(G_{\text{ЗД}} + G_{\text{УБТ}}) \cdot \cos \alpha + q \cdot (L - L_{\text{УБТ}} \cos \alpha)] k_A = [(10536 + 48370) \cdot \cos(0,41026) + 267,1 \cdot (3050 - 42 \cdot \cos(0,41026))] \cdot 0,86 = 738,2 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.21})$$

Суммарная сила трения на неперпендикулярных участках профиля по формуле (Ж.22):

$$F_{\text{тр}} = F_{\text{тр}2} + F_{\text{тр}3} = 28 + 144,6 = 172,6 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.22})$$

Продольное усилие в верхнем сечении колонны (без учета высоты положения стола ротора относительно уровня земли) по формуле (Ж.23):

$$N(0) = N(H) + q \cdot H = G_{\text{БК}} + F_{\text{тр}} + F_{\text{зд}} = 738,2 + 172,6 + 62 = 972,8 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.23})$$

Изгибающий момент (как стержня, упругая линия которого совпадает с искривленным участком профиля скважины) по формуле (Ж.24):

$$M_{\text{И}} = \frac{EI}{\rho^*} = \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 5,94 \cdot 10^{-6}}{75,2} = 16588 \text{ Н} \cdot \text{м}; \quad (\text{Ж.24})$$

Напряжение изгиба по формуле (Ж.25):

$$\sigma_{\text{И}} = \frac{M_{\text{И}}}{W} = \frac{ED}{2R} = \frac{16588}{9,35 \cdot 10^{-5}} = 177,4 \text{ МПа}; \quad (\text{Ж.25})$$

Нормальное напряжение по формулам (Ж.26) и (Ж.27):

- в сечении изгиба:

$$\sigma(H) = \frac{N(H)}{F} + \sigma_{\text{И}} = \frac{536900}{0,0034} + 177,4 \cdot 10^6 = 335,3 \text{ МПа}; \quad (\text{Ж.26})$$

- в верхнем сечении $\sigma(0)$:

$$\sigma(0) = \frac{N(0)}{F} = \frac{972800}{0,0034} = 286 \text{ МПа}; \quad (\text{Ж.27})$$

Растягивающее напряжение в верхнем сечении от веса буровой колонны без учета КНБК, $\sigma_{\text{БК}}(0)$ по формуле (Ж.28):

$$\sigma_{\text{БК}}(0) = \frac{G_{\text{БК}}}{F} = \rho_M g L \left(1 - \frac{\rho}{\rho_M} \right) = 7850 \cdot 9,81 \cdot 3050 \cdot \left(1 - \frac{1070}{7850} \right) = 202,9 \text{ МПа}; \quad (\text{Ж.28})$$

Коэффициент запаса статической прочности $k_{\text{ст}} = 1,3$

Требуемый предел текучести материала буровых труб по формулам (Ж.29) и (Ж.30):

- в сечении изгиба:

$$\sigma_T(H) = k_{\text{ст}} \sigma(H) = 1,3 \cdot 335,3 = 436 \text{ МПа}; \quad (\text{Ж.29})$$

- в верхнем сечении:

$$\sigma_T(0) = k_{CT} \sigma(0) = 1,3 \cdot 286 = 372 \text{ МПа}; \quad (\text{Ж.30})$$

Допускаемая растягивающая нагрузка в верхнем сечении, соответствующая пределу текучести материала труб $[N(0)]$ по формуле (Ж.31):

$$[N(0)] = \sigma_T(0) F = 372 \cdot 0,0034 \cdot 10^6 = 1265 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.31})$$

Допускаемое усилие для ликвидации прихвата по формуле (Ж.32):

$$\Delta G = [N(0)] - N(0) = 1265 - 973 = 292 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.32})$$

«Водоизмещение» бурильной колонны, $G_{ж}$ по формуле (Ж.33):

$$G_{ж} = \rho g Fl = 1070 \cdot 9,81 \cdot 0,0034 \cdot 3381,4 = 120,7 \text{ кН}; \quad (\text{Ж.33})$$

На основании полученных значений требуемых пределов текучести труб выберем группу прочности Е. Предел прочности - 530 МПа > 436 МПа соблюдается.

Таблица Ж.3 – Проектирование КНБК для интервала бурения под направление

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	200	Долото БИТ 393,7 Z30RJ	190	0,4	Бурение вертикального интервала под направление
			Калибратор КП-393,7 СТ	430	1,227	
			Переводник П-152/177	50	0,38	
			Обратный клапан КОБ-203	155	0,77	
			УБТС 279-100	3347,2	8	
			Переводник П-163/203	50	0,7	
			УБТС 216-76	2016	8	
			Переводник П-122/163	50	0,7	
			УБТС 165-71	1094,4	8	
			Переводник П-133/122	50	0,7	
			СБТ 127x9,19	5021,2	188	
Σ				12453,8	216,877	

Таблица Ж.4 – Проектирование КНБК для интервала бурения под кондуктор

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	200	915,44	Долото БИТ 295,3 В613У	90	0,31	Бурение наклонно-направленного интервала под кондуктор
			Калибратор КС-295,3 СТК	374	0,542	
			Винтовой забойный двигатель ДГР-240М.3/4.60	2047	9,475	
			Переводник П-152/171	74,3	0,517	
			Обратный клапан КОБ-203	155	0,77	
			Переводник установочный УВНО	180	0,86	
			НУБТ 241 (спиральная с телесистемой MWD - APS SureShot)	1025	9	
			НУБТ 241-76	1025	9	
			Переводник П-122/152	60	0,533	
			УБТС 184-71	1420,8	8	
			Переводник П-133/122	37	0,5	
			СБТ 127x9,19	23632,4	904	
Σ				30120,5	943,507	

Таблица Ж.5 – Проектирование КНБК для интервала бурения под эксплуатационную колонну

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	915,44	3381,4	Долото БИТ 220,7 ВТ416Е	49	0,27	Бурение наклонно-направленного интервала под эксплуатационную колонну
			Калибратор КЛС-220 СТК	120	0,517	
			Винтовой забойный двигатель ДГР-178М.6/7.62	1074	7,984	
			Клапан переливной КП-172	60	0,7	
			Обратный клапан КОБ-172	108	0,78	
			Переводник П-133/147	100	0,81	
			НУБТ 178 (спиральная с телесистемой MWD - APS SureShot)	1123,2	9	
			НУБТ 178	1123,2	9	
			СБТ 127х9,19	18864	720	
			ТБТ 127-76	1750	24,66	
			Яс SJ-172 гидравлический	682	5,52	
			ТБТ 127-76	1750	24,66	
			СБТ 127х9,19	70319	2632	
Σ			97084,4	3435,9		

Таблица Ж.6 – Проектирование КНБК для интервала бурения под хвостовик

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	3381, 4	3981,9	Долото БИТ 155,6 BT713B	18	0,255	Бурение горизонтального интервала под хвостовик
			Калибратор КС-155,6 СТК	34	0,5	
			Винтовой забойный двигатель ДРЗ- 127М.5/6.57	432	6,74	
			Обратный клапан КОБ- 120	50	0,81	
			Установочный переводник UBHO	72	0,68	
			НУБТ 121 (спиральная с телесистемой MWD - APS SureShot)	667,8	9	
			НУБТ 121-51	667,8	9	
			Flow Sub (Циркуляционный немагнитный переводник)	100	0,97	
			Предохранительный переводник	50	0,34	
			СБТ-88.9х9.35 (25св.)	11880	600	
			УБТС 121-51	1187,2	16	
			Яс гидромеханический 120 NOV Downhole	335	5,50	
			УБТС 121-51	1187,2	16	
			СБТ 88.9х9.35	66528	3360	
Σ			83209	4025,8		

Приложение И

Выбор и обоснования типа забойного двигателя

Таблица И.1 – Параметры промывочной жидкости для интервалов бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	K	d, м	
от	до									
0	200	1,1	2	200	9,81	1100	2150	1,5	0,015	
200	915,44	1,1	9	900	9,81	1100	2230	1,5	0,008	
915,44	3381,9	1,05	30,5	3050	9,81	1070	2400	1,5	0,003	
3381,9	3981,9	1,05	31,0	3100	9,81	1100	2400	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	200	1,12	11-37	31-50	24	8,4	8-9	2	20	9
200	915,44	1,12	8-20	21-40	24	8,4	9	2	20	9
915,44	3381,4	1,10	5-15	11-45	23	8,5	8-9	1	10	7
3381,4	3981,9	1,10	5-15	11-45	22,5	8,6	8-9	1	10	7

Таблица И.2 – Компоненты промывочной жидкости

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	200	Глинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, Барит, Na ₂ CO ₃ , NaOH
200	915,44	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , POLIPAK-R, Пеногаситель, Полифосфат, Смазывающая добавка, Барит
915,44	3381,4	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , POLIPAK-R, Пеногаситель, Полифосфат, Смазывающая добавка, Барит
3381,4	3981,9	Полимеркарбонатный Вода пресная, CaCO ₃ , Ксантановая смола, POLIPAK-R, Смазывающая добавка, NaOH

Приложение К

Проектирование процессов испытания и освоения скважин

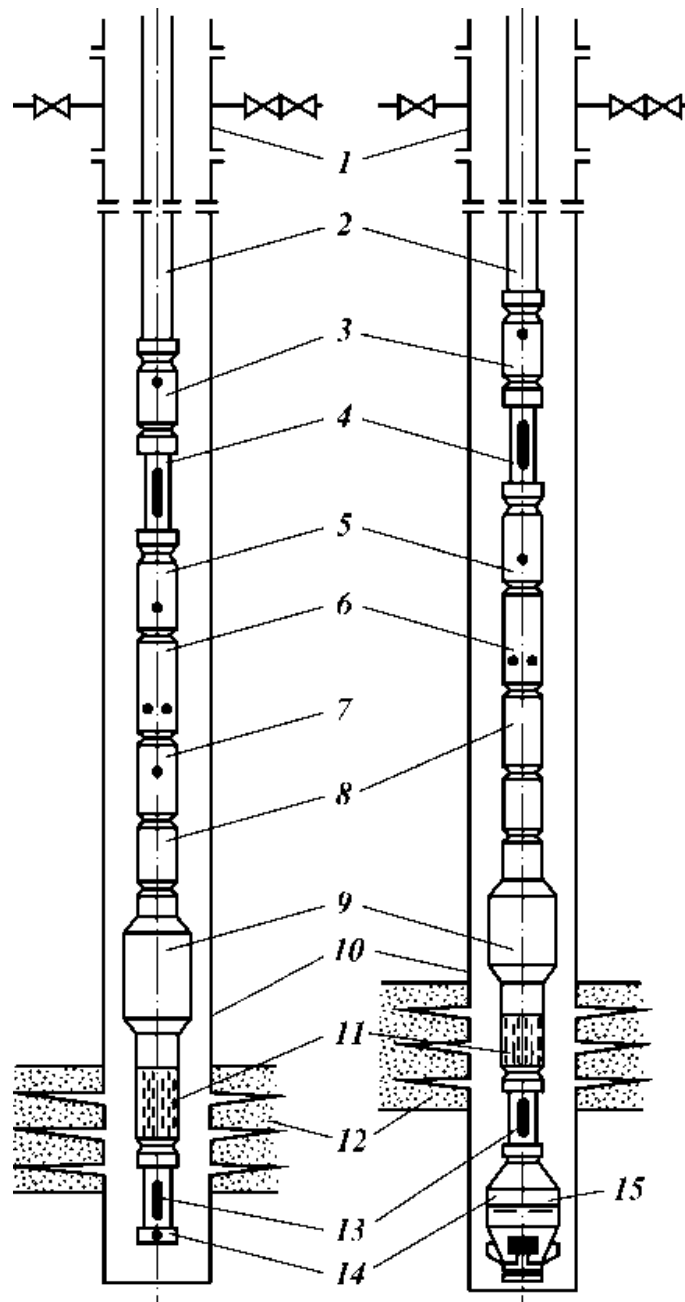


Рисунок К.1 – Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины: 1 — колонная головка; 2 — НКТ; 3 — циркуляционный клапан; 4, 13 — манометры; 5 — запорно-оборотный клапан; 6 — испытатель пластов; 7 — ясс; 8 — пробоотборник; 9 — пакер; 10 — обсадная колонна; 11 — фильтр; 12 — пласт; 14 — опорная плита; 15 — башмак

Приложение Л

Организационная структура управления предприятием

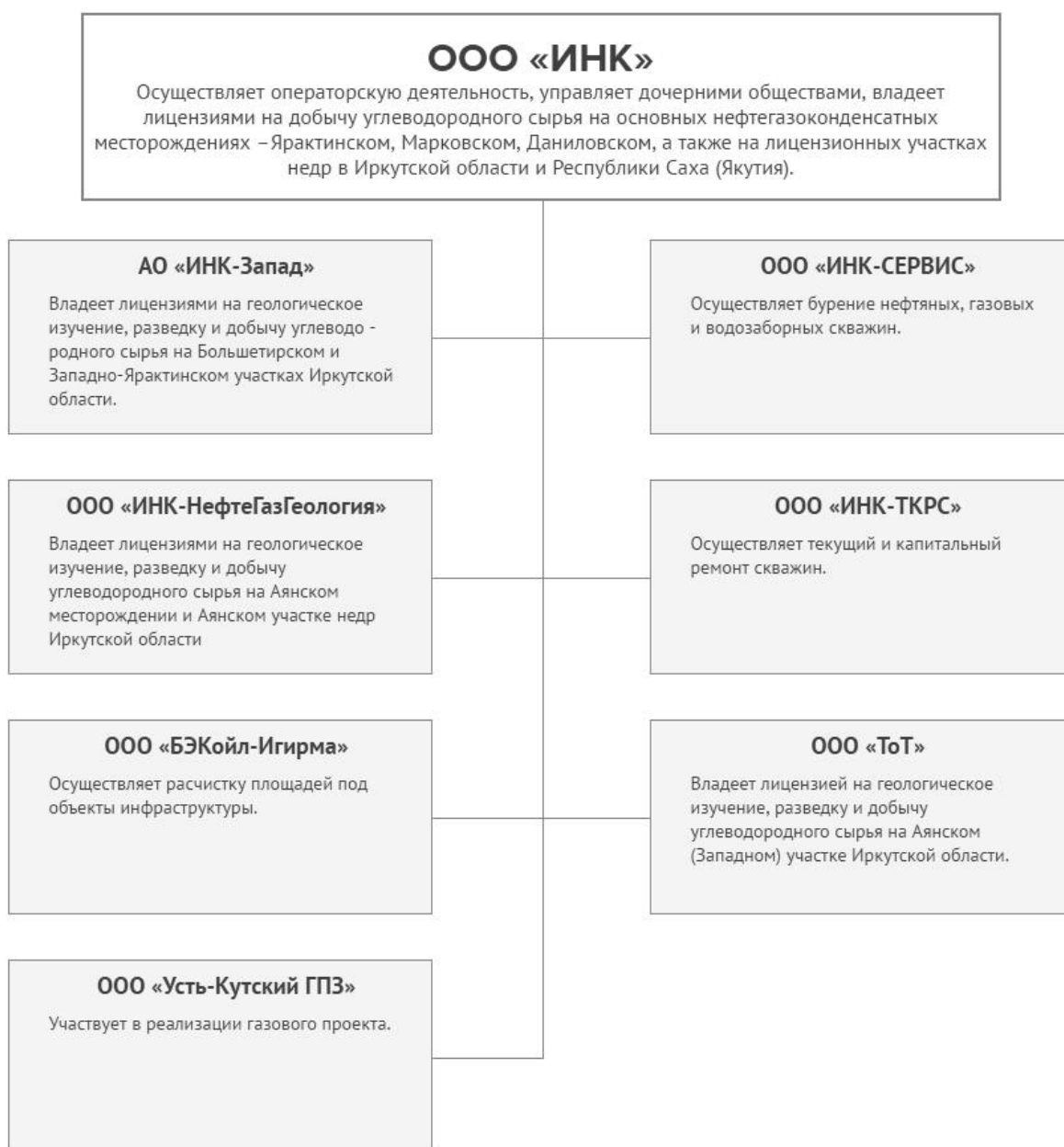


Рисунок Л.1 – Организационная структура ООО "ИНК"

Приложение М

Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Таблица М.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Строительно-монтажные работы										1080
Подготовительные работы к бурению										96,00
Бурение и крепление ствола скважины										
Бурение под направление	БИТ 393,7 Z30RJ	0	200	350	0,03	200	1	0,81	0,09	0,90
Промывка (ЕНВ)										0,02
Нарращивание (ЕНВ)										0,20
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,15
Установка и вывод УБТ за палец										0,70
Крепление (ЕНВ)										14,95
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,98
Смена вахт (ЕНВ)										0,16
Итого:										20,76

Продолжение таблицы М.1

Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 В613У	200	915,4	2900	0,032	715,4	1	38,3	3,38	41,68
Промывка (ЕНВ)										0,59
Нарращивание (ЕНВ)										10,40
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,40
Установка и вывод УБТ за палец										0,60
Крепление (ЕНВ)										45,84
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,32
Смена вахт (ЕНВ)										0,80
ПГИ (ЕНВ)										5,17
Итого:										112,50
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 ВТ416Е	915,4	3381,4	2900	0,06	2466	1	128,68	9,99	138,67
Промывка (ЕНВ)										0,60
Нарращивание (ЕНВ)										19,60
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,22
Установка и вывод УБТ за палец										0,95
Крепление (ЕНВ)										-
ПГИ (ЕНВ)										15,46
Ремонтные работы (ЕНВ)										8,91
Смена вахт (ЕНВ)										1,30
Итого:										188,41

Продолжение таблицы М.1

Бурение под хвостовик	БИТ 155,6 BT713B	3381,4	3981,9	2700	0,06	600,5	1	42,11	12,30	54,41
Промывка (ЕНВ)										0,99
Нарращивание (ЕНВ)										6,20
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,80
Установка и вывод УБТ за палец										1,20
Крепление (ЕНВ)										53,00
ПГИ (ЕНВ)										15,52
Ремонтные работы (ЕНВ)										6,74
Смена вахт (ЕНВ)										1,20
Итого:										142,76
Испытание скважины на продуктивность										240,0

Приложение Н

Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Таблица Н.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4	856,64	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	256,99	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,94	-	-	0,04	9,20	1,32	304,10	7,24	1663,71	2,27	521,29
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,76	-	91,23	-	499,11	-	156,39
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	4	71,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	21,54	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	0,04	0,58	1,32	19,04	7,24	104,19	2,27	32,65
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,17	-	5,71	-	31,26	-	9,79
Содержание бурового оборудования	сут	236,71	4	946,84	0,04	9,47	1,32	313,05	7,24	1712,70	2,27	536,64
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	4	5268,00	0,04	52,68	1,32	1741,73	7,24	9529,04	2,27	2985,75
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	459,97	4	1839,88	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	482,97	-	-	-	-	1,32	638,73	7,24	3494,49	2,27	1094,93
Прокат ВЗД	сут	19,77	4	79,08	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	175,44	-	-	-	-	1,32	232,02	7,24	1269,38	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	2,27	546,25

Продолжение таблицы Н.1

Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	10,90	4	43,60	0,24	2,62	2,78	30,27	11,2	122,22	3,74	40,77
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	22,86	4	91,44	0,24	5,49	2,78	63,49	11,2	256,32	3,74	85,50
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,24	35,88	2,78	415,18	11,2	1676,04	3,74	559,06
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,16	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	-	0,24	25,90	2,78	299,78	11,2	1210,17	3,74	403,66
Эксплуатация трактора	сут	177,60	4	710,40	0,04	7,10	1,32	234,88	7,24	1285,01	2,27	402,63
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,32	132,78	7,24	726,44	2,27	227,62
Амортизация кухни-столовой	сут	19,41	4	77,64	0,24	4,66	2,78	53,91	11,2	217,63	3,74	72,59
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	4	776,48	0,24	46,59	2,78	539,17	11,2	2176,57	3,74	726,01
Порошок бентонитовый марки Б	т	339,8	-	-	-	-	-	-	22	7475,6	-	-
Порошок бентонитовый марки В	т	319,1	-	-	4	1276,4	9	2871,9	-	-	-	-
Сода каустическая	т	400,0	-	-	0,2	80	0,2	80	0,3	120	0,3	120
Сода кальцинированная марки	т	216	-	-	0,1	21,6	0,1	21,6	0,1	21,6	0,1	21,6
Ксантановая смола Duo-Vis	т	3000	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	1500
Poluras R, Poluras ELV	т	983	-	-	0,5	491,5	0,5	491,5	0,5	491,5	0,5	491,5
Realub, SAPP	т	1054,1	-	-	-	-	-	-	1	1054,1	1	1054,1
Мраморная крошка	т	315	-	-	-	-	-	-	-	-	15	4725
Барит	т	270	-	-	0,5	135	10	2700	22	5940	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	7,5	2,625	14	4,9
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	13,2	220,18	11,5	191,82	18,5	308,58
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	26,5	532,12	38,4	771,07	48,5	973,88	70,8	1421,66
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				11626,4		2745,1		12272,4		41950,5		18048,9
Затраты, зависящие от объема работ												
БИТ 393,7 Z30RJ	шт	2909,1	-	-	0,06	174,55	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 B613У	шт	4910,6	-	-	-	-	0,77	3785,11	-	-	-	-
БИТ 220,7 BT416E	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,50	2617,20	-	-

Продолжение таблицы Н.1

БИТ 155,6 ВТ713В	шт	4895,3	-	-	-	-	-	-	-	-	0,23	1134,54
Калибратор 393,7	шт	471,2	-	-	-	-	0,39	183,6	-	-	-	-
Калибратор 295,3	шт	458,9	-	-	-	-	-	-	0,77	354,1	-	-
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,4	90,34	24,8	121,77	48,6	238,63	60,9	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	смена	1268										
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	0		455,06		4267,56		3216,26		1440,17	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	11626,41		3200,18		16540,00		45166,76		19489,03	
Всего по сметному расчету, руб	97290,4											

Таблица Н.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,98	126,57	2,14	276,38	2,85	368,1	2,31	298,34
Социальные отчисления, 30%		-	-	37,97	-	82,91	-	110,42	-	89,5
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,98	11,37	2,14	24,82	2,85	33,1	2,31	26,8
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,41	-	7,45	-	9,92	-	8,04
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,98	7,39	2,14	16,14	2,85	21,49	2,31	17,42
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, эксл. бурение)	сут	252,86	0,98	247,8	2,14	541,12	2,85	720,65	2,31	584,1
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,98	1404,34	2,14	3066,62	2,85	4084,05	2,31	3310,23
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,98	411,01	2,14	897,52	2,85	1195,3	2,31	968,8
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,98	136,11	2,14	297,22	2,85	395,84	2,31	320,84
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,98	98,82	2,14	215,8	2,85	287,39	2,31	232,94
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,98	8,72	2,14	19,05	2,85	25,36	2,31	20,56
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,98	98,39	2,14	214,86	2,85	286,14	2,31	231,92
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,98	165,9	2,14	362,3	2,85	482,48	2,31	391,06
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,98	18,03	2,14	39,34	2,85	52,44	2,31	42,5
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,98	33,24	2,14	72,6	2,85	96,67	2,31	78,35
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6	49,26	21	172,4	16	131,36	5	41,05
Башмак колонный БК-339	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245	шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БК-168	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5		

Продолжение таблицы Н.2

Башмак колонный БК-114	шт	32	-	-	-	-	-	-	1	32
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,4	-	-	15	381	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,7	-	-	-	-	63	1178,1	-	-
ЦОКДМ-339	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-245	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОД-168	шт	105	-	-	-	-	1	105	-	-
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
ПХН1.114/168	шт	700	-	-	-	-	-	-	1	700
Головка цементировочная ГЦУ-339	шт	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-		7109,95		10244,79		12539,4		7394,47
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 339х9,5	м	37,21	60	2232,6	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	1050	29956,5	-	-	-	-
Обсадные трубы 168х8	м	19,96	-	-	-	-	60	1197,6	-	-
Обсадные трубы 168х7,3	м	16,47	-	-	-	-	1600	26352	-	-
Обсадные трубы 168х8,9	м	23,67	-	-	-	-	1500	35505	-	-
Хвостовик	м	14,26	-	-	-	-	-	-	600	8556
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100	т	29,95	-	-	-	-	14,1	422,3	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100	т	32	-	-	-	-	26,5	848	-	-
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	16,77	25,87	155,48	54,8	329,35	-	-
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,5	54,6	-	-
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	-	-
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	-	-
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2	-	-
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2	-	-

Продолжение таблицы Н.2

Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	-	-
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	-	-
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3	10,5	196,98
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,3\28	3	112,56
Транспортировка вахт, руб		1268								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	2948,02		32977,22		68715,53		8865,54	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб		113506,3								
Всего по сметному расчету, руб		157146,5								

Таблица Н.3 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для
Томской области на апрель 2017 г.

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 131 187
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 524 729
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	468 639
	Итого по главе 1	93 656	19 124 555
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	36 346 375
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 317 874
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	2 839 401
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	341 831
	Итого по главе 2	204 924	41 845 481
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	97 290	19 866 618
3.2	Крепление скважины	157 147	32 089 309
	Итого по главе 3	254 436	51 955 927
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 0337	2 866 355
4.2	Консервация скважины	6 872	1 403 262
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 649 936
	Итого по главе 4	28 989	5 919 554
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	31176	6 366 302
	Итого по главе 5	31176	6 366 302
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 381,9
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 438 801,4

Продолжение таблицы Н.3

6. 3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	Итого по главе 6	58 677	11 981 745
	ИТОГО прямых затрат	671 859	137 193 565
7	Глава 7. Накладные расходы		
7. 1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	167 965	34 298 391
	Итого по главе 7	167 965	34 298 391
8	Глава 8. Плановые накопления		
8. 1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	67 186	13 719 356
	Итого по главе 8	67 186	13 719 356
	ИТОГО по главам 1-8	907 009	185 211 313
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9. 1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	249 669,2	5 153 925
9. 2	Вахтовые надбавки, 4,4%	44 843,94	1 026 909
9. 3	Северные надбавки 2,98%	30 371,6	5 773 946
9. 4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9. 5	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9. 6	Авиатранспорт	-	3 975 300
9. 7	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9. 8	Бурение скважины на воду	-	870 600
9. 9	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000
9. 10	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	392 915	31 296 067
	ИТОГО по гл 1-9	1 299 924	216 507 380
10	Глава 10		
10. .1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 814	370 423
	Итого по главе 10	1 814	370 423
11	Глава 11		
11. .1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	64 113,5	10 645 125
	Итого по главе 11	64 113,5	10 645 125
	ИТОГО	1 365 852	227 522 927
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		227 522 927
	НДС		40 954 127
	ВСЕГО с учетом НДС		268 477 054

Приложение П

Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Таблица П.1 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

№ п/п	Показатель	Используемое долото: БИТ 220,7 BT416E	Внедряемое долото БИТ 220,7 BT616UEM
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	2575	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	915,4-3381,4	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28
7	Время СПО, ч	13,83	
8	Цена долота в ценах 2017 г., руб	381 600	773 400
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	2466	
10	Количество долблений	$2466/3200 = 0,77$	$2466/4500 = 0,548$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$2466/25,5 = 96,7$	$2466/28 = 88,1$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$96,7 + 13,83 = 110,53$	$88,1 + 13,83 = 101,93$
13	Экономия времени, ч	$110,53 - 101,93 = 8,6$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$381\ 600 * 0,77 = 293\ 832$	$773\ 400 * 0,548 = 423\ 823$

Продолжение таблицы П.1

16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	$110,53 * 45825,4 = 5\ 065\ 081$	$101,93 * 45825,4 = 4\ 670\ 983$
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$293\ 832 + 5\ 065\ 081 = 5\ 358\ 913$	$423\ 823 + 4\ 670\ 983 = 5\ 094\ 806$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$5\ 358\ 913 - 5\ 094\ 806 = 264\ 107$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$264\ 107/2466 = 107$	
20	Экономический эффект на долото	$107 * 4500 = 481\ 500$	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$773\ 400/481\ 500 = 1,61$	