

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 разведочной наклонно-направленной скважины глубиной 3200 метров на нефтяном месторождении Томской области

УДК 553.982:550.822.7:622.243.23(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Чернев Сергей Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Морев Артем Александрович	-		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	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:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав. кафедрой БС	Ковалев Артем Владимирович	к. т. н.		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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



Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Ковалев А.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б3В	Королев Алексей Сергеевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2580 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

1 июня 2017 года

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Геологические условия бурения</li> <li>Интервал отбора керна: в пилотном стволе</li> <li>Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком и пилотным стволом</li> <li>Данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, расстояние между точками входа в пласт основного и пилотного ствола не более 100 м, максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 40 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 на кровлю / длина горизонтального участка ствола: 1500 метров / 500 метров</li> <li>Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2575 м</li> <li>Диаметр хвостовика: 114 мм</li> <li>Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</li> <li>Конструкция забоя (выбрать): зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол</li> <li>Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/открытый ствол</li> </ol>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li><b>ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</li> <li>Геологические условия бурения</li> <li>Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</li> <li>Зоны возможных осложнений</li> <li>Исследовательские работы</li> </ol> </li> <li><b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</li> <li>Обоснование конструкции скважины                             <ol style="list-style-type: none"> <li>Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</li> <li>Построение совмещенного графика давлений</li> <li>Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</li> <li>Выбор интервалов цементирования</li> <li>Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</li> </ol> </li> </ol> </li> </ol>

	2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. 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
--	---

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

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Татьяна Святославовна, к.х.н., старший преподаватель каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна, инженер каф. экологии и безопасности жизнедеятельности

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	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
2Б3В	Королев Алексей Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Королеву Алексею Сергеевичу

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»:**

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

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
<i>3. 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):**

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Организационная структура управления организацией</li> <li>2. Линейный календарный график выполнения работ</li> <li>3. Нормативная карта</li> </ol>	
---	--

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	Глызина Т.С.	К. Х. Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Королев Алексей Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б3В	Королеву Алексею Сергеевичу

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Бурения скважин</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

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

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты.</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).</li> </ul>	<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</li> <li>– превышение уровней шума и вибрации;</li> <li>– повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– необходимые средства защиты от вредных факторов.</li> </ul> <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>– электрический ток;</li> <li>– пожароопасность;</li> <li>– взрывоопасность</li> <li>– электрический ток;</li> <li>– расположение рабочего места на значительной высоте.</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p><b>2. Экологическая безопасность</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);</li> <li>– решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b></p>	<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ возможных ЧС при разработке и</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>эксплуатации проектируемого решения;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**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	Королев Алексей Сергеевич		

**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
--	------------------

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

Составил преподаватель:

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

**СОГЛАСОВАНО:**

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



## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа содержит 88 с., 13 рис., 37 табл., 43 литературных источника, 15 прил.

Ключевые слова: бурение, скважина, нефть, эластомер, винтовой забойный двигатель.

Объектом исследования является Хвойное нефтяное месторождение, расположенное на территории Томской области.

## 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.
- **эластомер:** это полимеры, обладающие высокоэластичными свойствами и вязкостью. Резиной или эластомером называют любой упругий материал, который может растягиваться до размеров, во много раз превышающих его начальную длину (эластомерная нить), и, что существенно, возвращаться к исходному размеру, когда нагрузка снята..

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;
- КЛН – калибратор лопастной с прямыми лопастями;
- КЛС – 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; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - свыше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

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

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

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

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ Р 12.4.213-99 (ИСО 4869-3-89) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества

ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

## Содержание

Введение.....	15
1 Общая и геологическая часть.....	16
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ .....	16
1.2 Геологические условия бурения .....	16
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	16
1.4 Зоны возможных осложнений.....	16
1.5 Исследовательские работы .....	16
2 Технологическая часть.....	17
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины .....	17
2.2 Обоснование конструкции скважины .....	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений .....	19
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	21
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	21
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	22
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	24
2.3 Углубление скважины .....	25
2.3.1 Выбор способа бурения .....	25
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	25
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....	27
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	29
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	29
2.3.6 Расчет требуемых расходов бурового раствора .....	31
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	32
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	37
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	40
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	42
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	42
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	42
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	43
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений .....	46
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине .....	48
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины .....	49
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн .....	49

2.4.2.2	Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов .....	49
2.4.2.3	Обоснование типа и расчет объема буферной и продавочной жидкостей.....	50
2.4.2.4	Гидравлический расчет цементирования скважины.....	50
2.4.2.4.1	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 51	
2.4.2.4.2	Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси .....	51
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	52
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	53
2.5	Выбор буровой установки .....	54
3	Специальная часть .....	55
	Исследование влияния дисперсионной среды на устойчивость эластомеров винтовых забойных двигателей.....	55
3.1	Актуальность проблемы .....	55
3.2	Методика эксперимента.....	56
3.2.1	Средства и материалы для проведения экспериментов.....	56
3.2.2	Порядок проведения экспериментов .....	56
3.3	Полученные результаты исследований.....	56
3.3.1	Исследование влияния дизельного топлива на устойчивость эластомеров винтовых забойных двигателей.....	56
3.3.2	Исследование влияния солевого раствора на устойчивость эластомеров винтовых забойных двигателей.....	57
3.3.3	Исследование влияния глинистого раствора на устойчивость эластомеров винтовых забойных двигателей.....	58
3.3.4	Исследование влияния полимерглинистого раствора на устойчивость эластомеров винтовых забойных двигателей.....	58
3.3.5	Результаты исследований .....	59
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	61
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия Стрежевской филиал АО «Сибирская сервисная компания» (СФ АО ССК).....	61
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия .....	61
4.1.2	Организационная структура управления предприятием .....	62
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	63
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины .....	63
4.2.2	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения .....	64
4.2.3	Линейный календарный график выполнения работ.....	65
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	66
4.4	Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии .....	68

5	Социальная ответственность при строительстве разведочной наклонно направленной скважины глубиной 3200 метров на нефтяном месторождении Томской области .....	70
5.1	Производственная безопасность .....	70
5.1.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия .....	70
5.2	Экологическая безопасность.....	75
5.2.1	Анализ возможного влияния процессов, сопровождающих строительство скважины, на окружающую среду.....	75
5.2.2	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	75
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	77
5.3.1	Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин .....	77
5.3.2	Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при строительстве скважин	78
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	79
5.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	79
	Заключение.....	81
	Список публикаций студента .....	82
	Список использованных источников .....	83
	Приложение А Географо-экономическая характеристика района работ.....	88
	Приложение Б Геологические условия бурения .....	91
	Приложение В Нефтегазодонасность по разрезу скважины.....	99
	Приложение Г Возможные осложнения по разрезу скважины .....	102
	Приложение Д Исследовательские работы.....	106
	Приложение Е Формулы, используемые в расчете БК на прочность .....	109
	Приложение Ж Проектирование процессов испытания и освоения .....	112
	Приложение И Методика проведения экспериментов .....	113
	Приложение К Организационная структура СФ АО ССК .....	115
	Приложение Л Нормативная карта.....	116
	Приложение М Сметный расчет на бурение и крепление скважины .....	118
	Приложение Н Сводный сметный расчет .....	123
	Приложение П Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия .....	126
	Приложение Р Геолого-технический наряд на бурение скважины глубиной 3200 метров	
	Приложение С Компонировка буровой колонны при бурении интервала 1100-3150 м	
	Оптический диск с электронной версией ВКР	

## Введение

Экономическое значение нефтяной и газовой промышленности для Российской Федерации трудно переоценить. Извлекаемые из недр ресурсы занимают значительную долю в российском экспорте и федеральном бюджете. На фоне экономических кризисов, спровоцировавших существенное падение цен на нефть, и несопоставимых с темпами изменения цен на нефть темпов изменения себестоимости добычи нефти, встает вопрос о рентабельности применяемых промышленных технологий. На цену тонны добытой нефти также влияют износ оборудования, вопросы производственной и экологической безопасности, а также ухудшение состояния сырьевой базы.

Строительство скважины является наиболее дорогостоящим процессом и видом работ в нефтяной промышленности, и поэтому внедрение инновационных и модернизированных технологий в этой сфере позволит максимизировать экономический эффект за счет повышения качества, снижения трудоемкости и ресурсоемкости работ.

Цель данной выпускной квалификационной работы – проектирование строительства разведочной наклонно-направленной скважины глубиной 3200 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Александровский район).

Работа содержит данные о геолого-геофизическом строении района ведения работ, технологические параметры для сооружения скважины, параметры режима бурения, а также оборудование для отбора керна; исследование влияния дисперсионной среды на устойчивость эластомеров винтовых забойных двигателей; оценка коммерческого потенциала и экономической эффективности строительства.

Проектируемые в данной работе решения – в частности, информация, изложенная в разделе «Специальная часть» – могут найти применение у производителей винтовых забойных двигателей и компаний, специализирующихся на строительстве и заканчивании скважин.

## **1 Общая и геологическая часть**

### **1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ**

Географическая характеристика района работ представлена в приложении А в таблице А.1.

В таблице А.2 представлена экономическая характеристика района строительства и пути сообщения.

Обзорная карта района работ изображена в приложении А. на рисунке А.1.

### **1.2 Геологические условия бурения**

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

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице Б.2.

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

В таблице Б.4 представлен прогноз давлений и температур по разрезу скважины.

### **1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)**

Нефтегазоводоносность по разрезу скважины представлена в приложении В в таблице В.1.

### **1.4 Зоны возможных осложнений**

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении Г в таблице Г.1.

### **1.5 Исследовательские работы**

Исследовательские работы представлены в приложении Д в таблице Д.1.



## 2 Технологическая часть

### 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируемый пятиинтервальный профиль представлен на рисунке 1.

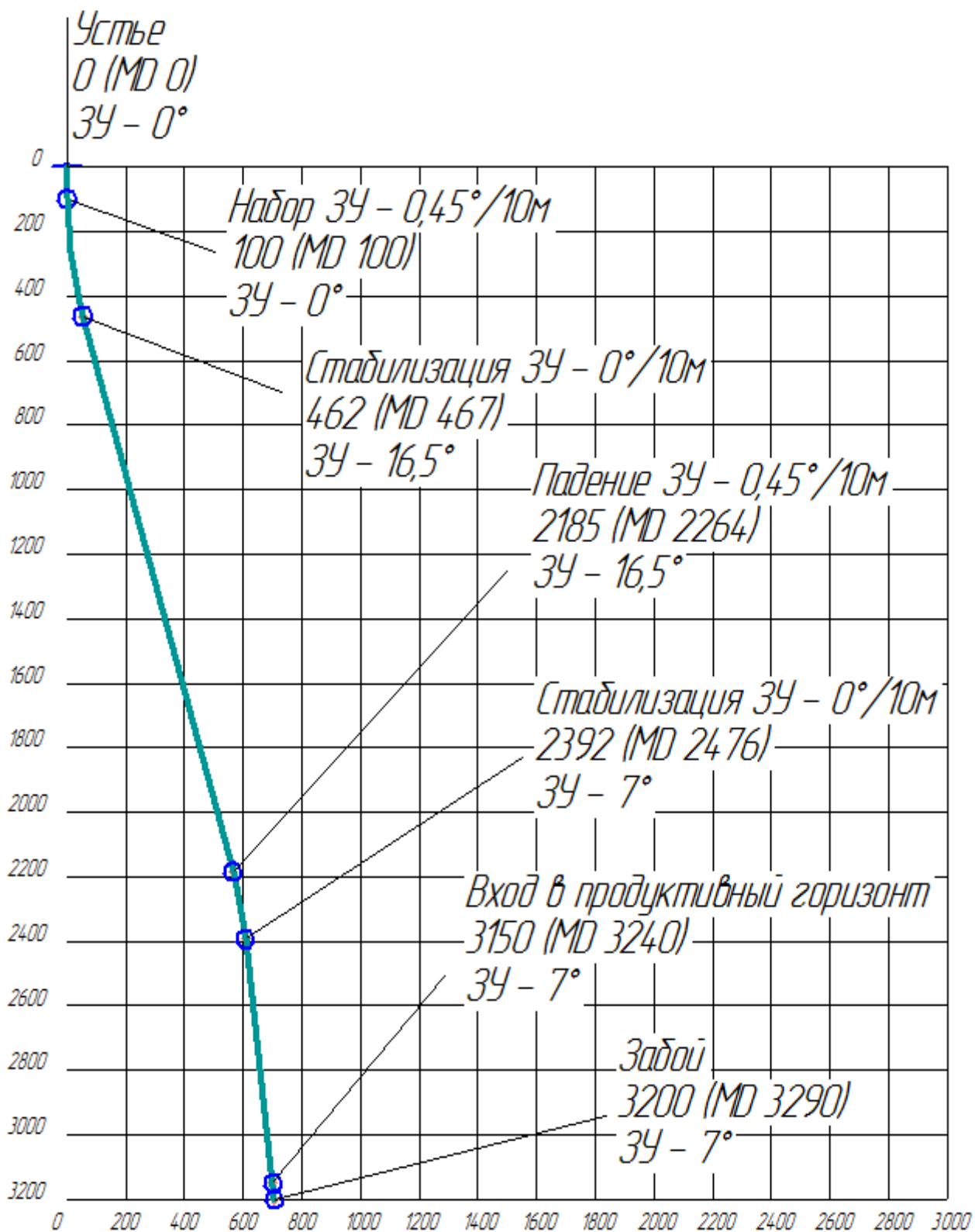


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

Исходные данные для расчета конструкции скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		Пятиинтервальный наклонно-направленный									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м				3200			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м				0,45
Глубина вертикального участка скважины, м				100			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/м				-
Отход скважины, м				706			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м				0,45
Длина интервала бурения по пласту, м				50			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м				-
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-			Зенитный угол в конце участка набора угла, град				16,5°
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м				-			Зенитный угол в конце участка падения угла, град				7°
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				-			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				7°
№ 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	100	100	0	0	0	0°	0°	0	100	100
2	100	462	362	0	53	53	0°	16,5°	100	467	367
3	462	2185	1723	53	564	511	16,5°	16,5°	467	2264	1797
4	2185	2392	207	564	607	43	16,5°	7°	2264	2476	212
5	2392	3200	808	607	706	99	7°	7°	2476	3290	814
Итого	Σ		3200	Σ		706	-	-	Σ		3290

## **2.2 Обоснование конструкции скважины**

### **2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

Под конструкцией забоя подразумевают соотношение элементов системы скважина-крепь в интервале продуктивного объекта, которые обеспечивают устойчивость ствола, разобщение напорных пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также продолжительную эксплуатацию скважин с оптимальным дебитом.

Способ закачивания скважины согласно рекомендациям: закрытый (обсаженный) вышележащий интервал скважины с открытым интервалом продуктивного пласта, в который спускается цементируемый хвостовик (диаметр хвостовика из технического задания 114 мм). В качестве подвески примем подвесное устройство ПХЦ1.114/168.

### **2.2.2 Построение совмещенного графика давлений**

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. По графику также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн. На рисунке 2 представлен совмещенный график давлений, построенный по геологическим данным Хвойного лицензионного участка.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Необходимое условие  $P_{пл} < P_{бр} < P_{гр}$  выполняется. Спуск технической колонны не требуется. Однако, ввиду того, что в конструкции скважины предусмотрен хвостовик, конструкция скважины двухколонная.

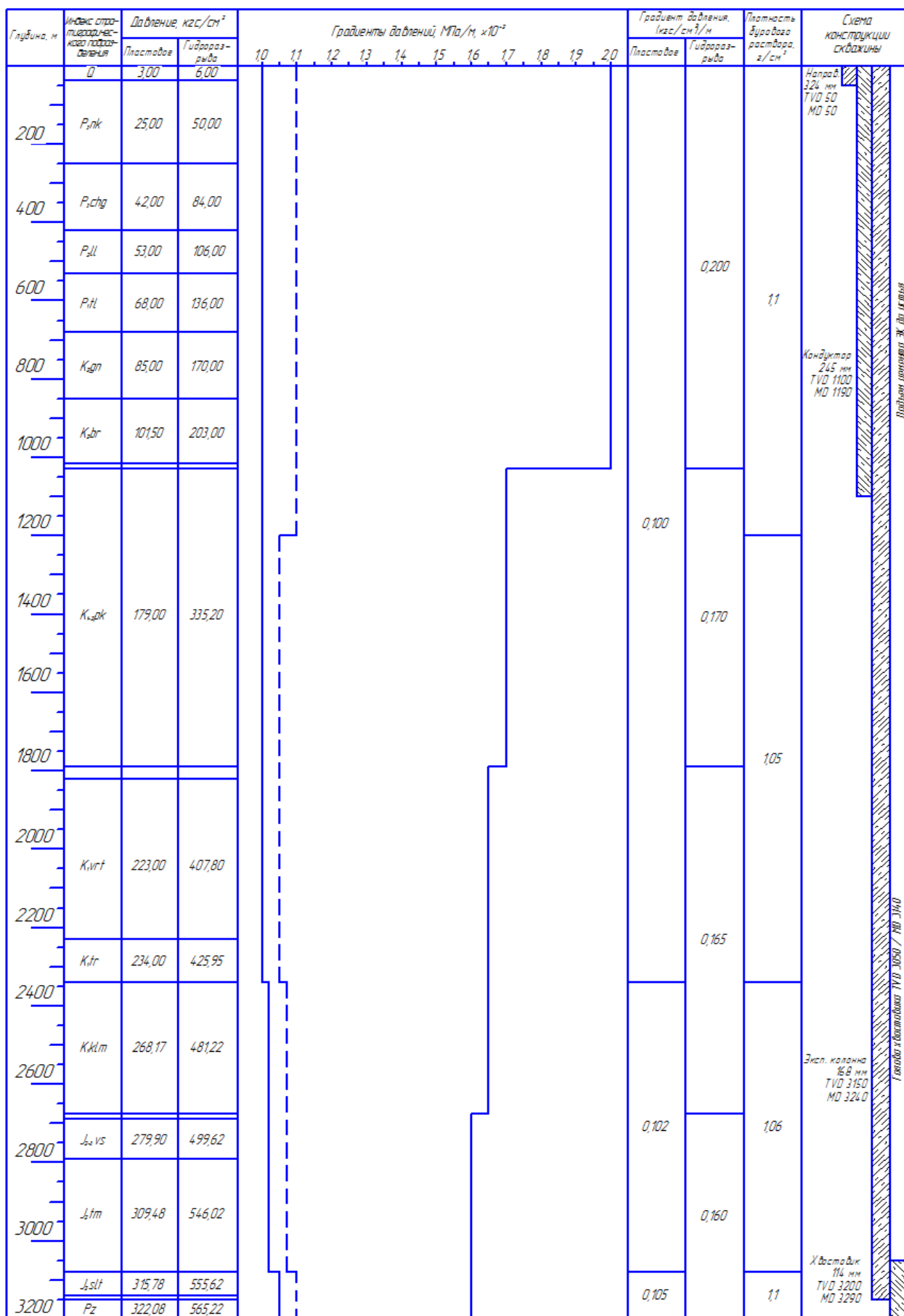


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений

### 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Исходные данные для расчета конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные для расчета конструкции скважины

Параметр	Значение
Тип скважины	Нефтяная
Дебит, м <sup>3</sup> /сут	200
P <sub>пл</sub> , МПа	32
L, м	3200
P <sub>ф</sub> , г/см <sup>3</sup>	0,6
grad P <sub>ГР</sub> , МПа/м	0,01766

Традиционно рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. С учетом опыта строительства скважин на данном месторождении примем глубину спуска направления 50 м.

Минимальную глубину спуска кондуктора  $H_k$  определим по формуле (1):

$$H_k \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot L \cdot \gamma_{\phi}}{\Delta P_{ГР} - 0,01 \cdot \gamma_{\phi}} = \frac{32 - 0,01 \cdot 3200 \cdot 0,6}{0,01766 - 0,01 \cdot 0,6} = 1097 \text{ м}, \quad (1)$$

где  $P_{пл}$  – максимальное пластовое давление, МПа;  $L$  – глубина скважины, м;  $\gamma_{\phi}$  – плотность пластового флюида, г/см<sup>3</sup>;  $\Delta P_{ГР}$  – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки последующей колонны, МПа/м.

С целью максимального перекрытия кондуктором неустойчивого интервала разреза, а также для разобщения водонапорных горизонтов, примем глубину спуска кондуктора 1100 м.

Глубина спуска эксплуатационной колонны задана техническим заданием и составляет 3150 м.

### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- Направление цементируется на всю длину;

- Кондуктор цементируется на всю длину;
- Эксплуатационная колонна цементируется на всю длину;
- Хвостовик цементируется до подвески.

### 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр хвостовика. Результаты проектирования конструкции скважины представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты 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	50	50	50	50	0–50	0–50	339,7	393,7
Кондуктор	1097	1100	1132	1133	0–1100	0–1133	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3150	3150	3240	3240	0–3150	0–3240	168,3	215,9
Хвостовик	3200	3200	3290	3290	3050–3200	3140–3290	114,3	142,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 3.

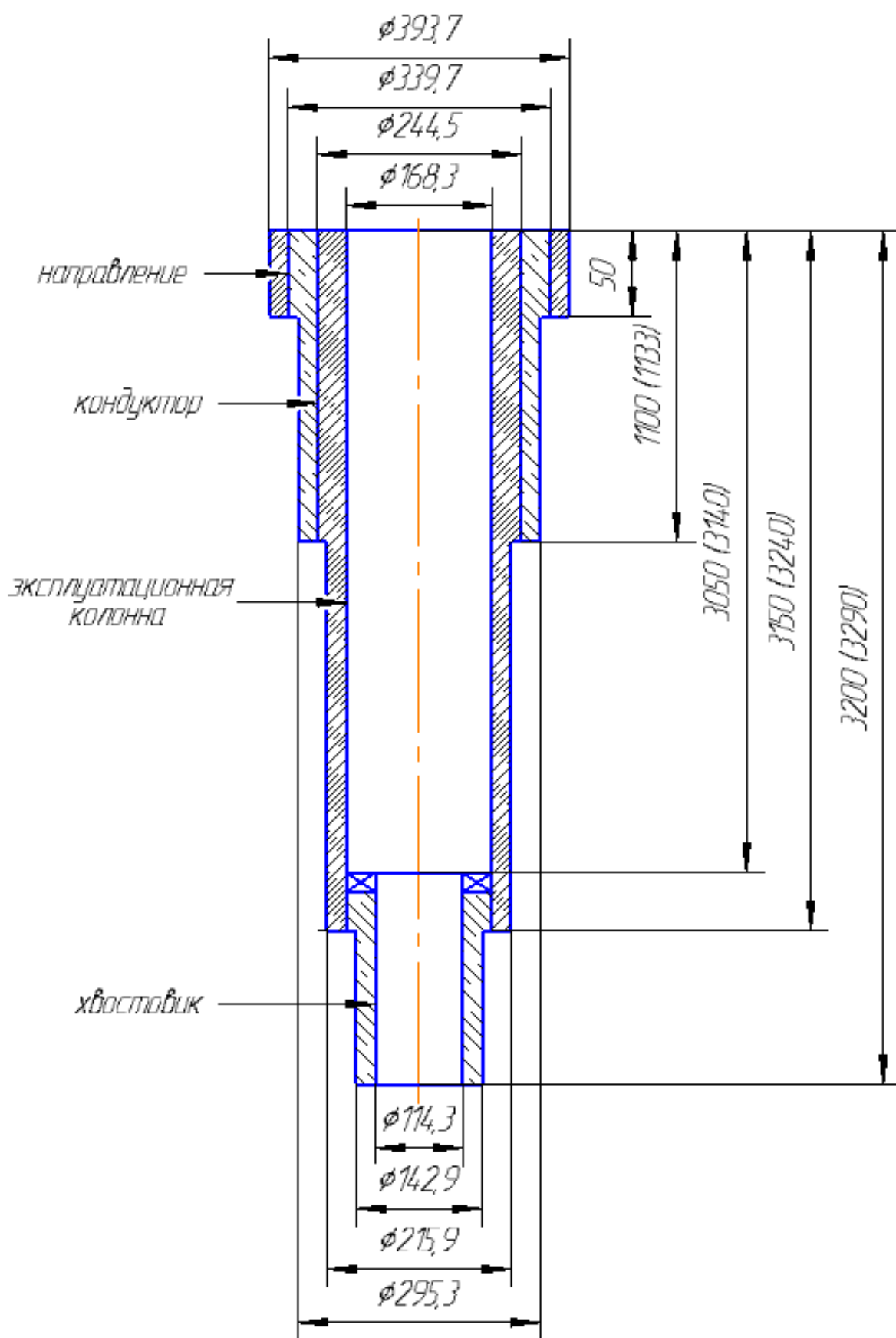


Рисунок 3 – Конструкция скважины

## **2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины**

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

Максимальное устьевое давление составляет 13,06 МПа.

В соответствии с этим значением выбираем колонную головку ОКК1-21-168x245, которая предназначена для обвязки труб с условными диаметрами 168 мм (ЭК) и 245 (кондуктор).

Примем 5 схему противовыбросового оборудования ОП5-230/80x21, ГОСТ 13862-90, с рабочим давлением 21 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 230 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм.



## 2.3 Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–50	Направление	Роторный
50–1100	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1100–3150	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
3150–3200	Хвостовик	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства скважины проектируется использовать четыре долота и две бурголовки. Среди них только одно долото является шарошечным и применяется для бурения интервала под направление. Для бурения интервалов под кондуктор, эксплуатационную колонну, хвостовик, а также для бурения интервала отбора керна применяются долота с резцами PDC. Исходя из технико-экономических показателей этих долот, данный выбор является оптимальным. Выборка долот для строительства проектируемой скважины представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-50	50-1100	1100-3150	2690-3110	3150-3170	3170-3200
Шифр долота		БИТ 393,7 М-ЦГВУ	БИТ 295,3 ВТ 416 У	БИТ 215,9 ВТ 613 УЕС	БИТ 215,9/100 В 913 О.02	БИТ 142,9/80 В 913	БИТ 142,9 В 613 УЕ.30
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9	140	142,9
Тип горных пород		М	МС	МС, С	СТ	СТ, Т	СТ, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	МК 165x6x1:16 Сп	МК 125x6x1:8	3-88
	API	7 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> Reg	6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> Reg	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> Reg	-	-	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> Reg
Высота, м		0,4	0,38	0,37	0,224	0,140	0,31
Масса, кг		150	91	38	28	25	16
G, тс	Рекомендуемая	10-40	2-10	2-10	2-5	2-5	2-10
	Предельная	51	12	12	7	7	12
n, об/мин	Рекомендуемая	60-400	60-400	60-400	60-120	60-120	60-320
	Предельная	600	400	400	120	120	320
Калибратор		К-393,7 МС	КЛС-295 МС	КЛС-213 СТ	-	-	-

### **2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород**

Согласно расчетной методике для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная приблизительно 4 тоннам, поскольку она обеспечит усилие, достаточное для разрушения горной породы, но при этом не вызовет значительного износа опор долота. Для остальных интервалов бурения осевые нагрузки выбираются согласно известной методике. Данные по проектированию осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1100	1100-3150	2690-3110	3150-3170	3170-3200
Исходные данные						
$\alpha$	1					
$P_{ш}, \text{кН/см}^2$	3,53	7,51	27,26	61,04	166,71	166,71
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	21,59	21,59	14,29	14,29
$\eta$	1					
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-	-	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,1	0,4	0,2	0,3	0,4
$G_{пред}, \text{кН}$	500,31	117,72	117,72	68,67	68,67	117,72
Результаты проектирования						
$G_1, \text{кН}$	10,42	30,82	52,35	257,13	640,18	239,27
$G_2, \text{кН}$	39,37	29,53	86,36	42,86	42	57,16
$G_3, \text{кН}$	400,25	94,18	94,18	54,94	54,94	94,18
$G_{проект}, \text{кН}$	39	30	86	54	54	57

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Также согласно зависимости [2] механической скорости проходки от частоты вращения лопастного породоразрушающего инструмента, увеличение частоты вращения приведет к увеличению механической скорости проходки. Поскольку предельная частота вращения для данных долот составляет 400 об/мин, данное увеличение не приведет к значительному росту износа [3].

Данные по проектированию частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1100	1100-3150	2690-3110	3150-3170	3170-3200	
Исходные данные							
$V_{л}$ , м/с	3	1,8	1,2	1,1	1,1	1,1	
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,1429	0,1429
	мм	393,7	295,3	215,9	215,9	142,9	142,9
$\tau$ , мс	6	-	-	-	-	-	
$z$	24	-	-	-	-	-	
$\alpha$	0,8	-	-	-	-	-	
Результаты проектирования							
$n_1$ , об/мин	146	116	106	98	150	148	
$n_2$ , об/мин	271	-	-	-	-	-	
$n_3$ , об/мин	657	-	-	-	-	-	
$n_{проект}$ , об/мин	150	120	140	100	150	150	

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 50-1100 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также обеспечит

возможность сооружения интервала набора угла. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить наклонно-направленные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Для бурения интервала под хвостовик также выбирается винтовой забойный двигатель ДРЗ-127.

Данные по проектированию параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		50-1100	1100-3150	3150-3200
Исходные данные				
D <sub>д</sub>	м	0,2953	0,2159	0,1429
	мм	295,3	215,9	142,9
D <sub>зд предв.</sub> мм		236,2-265,8	172,8-194,3	121,9-137,2
Результаты проектирования				
D <sub>зд</sub> , мм		240	178	127

Техническая характеристика запроектированных забойных двигателей представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.7/8.41	50-1100	240	8,025	1851	30-50	84-144	13,0-16,0	90-191
ДГР-178М.7/8.37	1100-3150	178	6,984	1036	25-35	96-144	9,0-12,0	62-128
ДРЗ-127М.7/8.37	3150-3200	127	5,740	418	10-20	120-240	3,8-5,5	33-96

### 2.3.6 Расчет требуемых расходов бурового раствора

Требуемый расход бурового раствора выбирается исходя из следующих граничных условий: удаление шлама с забоя, вынос шлама из скважины, предотвращение размыва стенок скважин, предотвращение прихватов. Согласно известной методике из полученных значений осуществляется выбор области допустимых расходов бурового раствора. При этом выбор должен удовлетворять проверочным расчетам, которые учитывают обеспечение устойчивой работы забойного двигателя и производительности буровых насосов. Данные по проектированию расходов бурового раствора по интервалам представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Проектирование расходов бурового раствора и их допустимых областей по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1100	1100-3150	2690-3110	3150-3170	3170-3200
Исходные данные						
$D_{дз}$ , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,1429	0,1429
$K$	0,6	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3
$K_k$	2,02	1,23	1,17	1,15	1,1	1,1
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11
$V_{мь}$ , м/с	0,00972	0,00833	0,00417	0,0035	0,00347	0,00347
$d_{бг}$ , м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,089	0,089
$d_{мах}$ , м	0,254	0,24	0,165	0,178	0,108	0,108
$d_{нмах}$ , м	0,013	0,01	0,0079	0,004	0,004	0,004
$n$	3	6	8	9	8	6
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5					
$V_{кпмах}$ , м/с	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02					
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,11	1,11	1,05	1,08	1,08	1,01
$\rho_{пь}$ , г/см <sup>3</sup>	2,012	2,139	2,256	2,326	2,65	2,65
Результаты проектирования						
$Q_1$ , л/с	73,04	34,24	10,98	10,82	4,61	4,81
$Q_2$ , л/с	54	29,67	9,2	7,8	4,2	4,32

Продолжение таблицы 10

Q <sub>3</sub> , л/с	253,8	51,17	32	24,89	11,66	12,72
Q <sub>4</sub> , л/с	116,62	35,96	15	14,41	5,36	5,71
Q <sub>5</sub> , л/с	22,97	35,34	37,22	21,21	18,85	14,14
Q <sub>6</sub> , л/с	-	30-50	25-35	-	-	10-20
Области допустимого расхода бурового раствора						
ΔQ, л/с	116,62- 253,8	35,96-51	15-32	21,21- 24,89	5,36-11,66	5,71-12,72
Запроектированные значения расхода бурового раствора						
Q, л/с	120	40	30	22	10	10

### 2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В таблице 11 представлено проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну в основном стволе.

Далее представлен расчет бурильной колонны при бурении с использованием гидравлического забойного двигателя ствола скважины под эксплуатационную колонну. Расчет производится для момента отрыва долота от забоя при циркуляции бурового раствора.

Исходные данные и принятые обозначения величин для расчета представлены в таблице 12.

Таблица 11 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-178	178	18,28	3182
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК-127x9,19 (Е)	127	600	19578
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ-127	127	49,3	3500,2
2	ТБТ-127	127	49,3	3500,2
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК-127x9,19 (Е)	127	2510	81901



Таблица 12 – Исходные данные и обозначения в формулах

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Длина верт. участка $H_{\text{верт}}$ , м	100	Диаметр НУБТ $D_{\text{убт 1}}$ , м	0,1780
Зенитный угол $\alpha_1$ , рад	0,288	Удельная масса НУБТ $q_{\text{убт 1}}$ , кг/м	174,1
Радиус кривизны $R_1$ , м	1273	Диаметр БТ $D$ , м	0,1270
Глубина $H$ , м	3150	Толщина стенки $\delta$ , м	0,0092
Длина участка стабилизации $L_{\text{шт}}$ , м	2611	Внутренний диаметр БТ $d$ , м	0,1086
Осевое усилие $G$ , Н	62062	Удельный вес БТ $q$ , Н/м	314,12
Плотность бур. раствора $\rho_{\text{бр}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1100	Модуль Юнга $E$ , Па	$2,1 \cdot 10^{11}$
Плотность стали $\rho_{\text{ст}}$ , кг/м <sup>3</sup>	7850	Модуль сдвига $G$ , Па	$0,8 \cdot 10^{11}$
Перепад давления в ВЗД $\Delta P$ , Па	$6,7 \cdot 10^6$	Диаметр долота $D_{\text{д}}$ , м	0,2159
Вес ВЗД $G_{\text{ВЗД}}$ , Н	10163	Длина ТБТ $l_{\text{ТБТ}}$ , м	98,6
Коэффициент Архимеда $k_A$	0,859	Длина яса $l_{\text{яс}}$ , м	5,12
Осевой момент сопротивления $W$ , м <sup>3</sup>	$9,357 \cdot 10^{-5}$	Площадь сечения металла БТ $F$ , м <sup>2</sup>	0,0034
Полярный момент сопротивления $W_{\rho}$ , м <sup>3</sup>	0,000187	Площадь проходного сечения БТ $F_{\text{п}}$ , м <sup>2</sup>	0,00926
Осевой момент инерции $I$ , м <sup>4</sup>	$5,94 \cdot 10^{-6}$	Осевое усилие на корпусе ВЗД $F_{\text{ВЗД}}$ , Н	62062
Полярный момент инерции $I_{\rho}$ , м <sup>4</sup>	$1,188 \cdot 10^{-5}$	Вес КНБК $G_{\text{КНБК}}$ , Н	32104

Формулы, использованные в расчете, приведены в приложении Е.

Расчетная длина превышает проектируемую, следовательно, данные трубы можно использовать для комплектования буровой колонны.

Все величины, рассчитанные по формулам, приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов

<b>Расчет на наружное избыточное давление</b>					
$p_{вн}$ , МПа	65,5	Выполняется условие запаса прочности ( $n > 1,15$ )			
$\Delta p(0)$ , МПа	13,1				
$n_{вн}$	4,985	<u>Да</u>	Нет		
<b>Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя</b>					
<i>Силы, действующие на участке стабилизации</i>					
$l_{УБТ}^*$ , м	$l_{БТ}$ , м	$G_{БТ}$ , кН	$p_{заб}$ , Па	$F_A$ , Н	
-102,1	3110	$9,76 \cdot 10^5$	$3,4 \cdot 10^7$	$116,6 \cdot 10^3$	
$F_{тр.КНБК}$ , Н	$4,12 \cdot 10^3$	Включение в КНБК дополнительных секций УБТ не требуется			
$N(l_{БТ})$ , Н	$-15,54 \cdot 10^4$				
$F_{пз}$ , Н	$21,8 \cdot 10^3$				
$F_{трз}$ , Н	$0,87 \cdot 10^5$				
$N_3$ , Н	$9,18 \cdot 10^5$				
<i>Напряжения в верхнем сечении и сечении изгиба</i>					
$F_{п2}$ , Н	$-2,64 \cdot 10^5$	$M_{из}$ , Н*м	980		
$F_{тр2}$ , Н	$5,28 \cdot 10^4$	$\sigma_{из}$ , МПа	10,47		
$G_{БК}$ , Н	$8,92 \cdot 10^5$	$\sigma(H)$ , МПа	304,72		
$F_{тр}$ , Н	$1,40 \cdot 10^5$	$\sigma(0)$ , МПа	303,47		
$N(H)$ , Н	$1,01 \cdot 10^6$	$\sigma_T(H)$ , МПа	426,61		
$N(0)$ , Н	$1,03 \cdot 10^6$	$\sigma_T(0)$ , МПа	424,86		
Наиболее опасным является сечение изгиба					
Для полученного значения $\sigma_T(H)$ ближайшей подходящей категорией прочности БТ является «Е» с $\sigma_T = 517$ МПа, т. е. фактический $k_{ст} = 1,69$					
<b>Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной длины секции бурильных труб</b>					
$q$ , Н/м	$G_{КНБК}$ , Н	$k_A$	$F_{п}$ , м <sup>2</sup>	$F$ , м <sup>2</sup>	$\Delta P$ , Па
314,12	32104	0,859	0,00926	0,0034	$6,7 \cdot 10^6$
$Q_{mk}$ , Н	$1,76 \cdot 10^6$	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		<b>4981</b>	
$C$	0,9				
$Q_{mk}^C$ , Н	$1,58 \cdot 10^6$				
$n$	1,15				
$K_T$	1	Максимальная длина секции бурильных труб, м		<b>3589</b>	
$K$	1,15				
$n$	1,45				
$\sigma_T$ , Па	$5,17 \cdot 10^8$				

Запроектированные КНБК по интервалам бурения представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	50	БИТ 393,7 Z1RSJ (М-ЦГВУ)	150	0,4	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Калибратор К-393,7 МС	380	0,9	
			П-201/177	75	0,52	
			УБТС2-254	2688,8	9,82	
			П-177/201	75	0,52	
			П-163/177	62	0,46	
			УБТ-203	1716,8	8	
			П-122/163	63	0,53	
			УБТ-165	1010,4	8	
			П-133/122	69	0,53	
			ПК-127х9,19 Е	971,4	30	
Σ			7261,4	57,86		
2	50	1133	БИТ 295,3 ВТ 416 У	91	0,38	Бурение интервала набора угла, интервала стабилизации, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Калибратор КЛС-295 МС	170	0,7	
			Забойный двигатель ДГР-240М.7/8.41	1851	8,03	
			П-152/171	63	0,4	
			Клапан переливной КП-210	93	0,6	
			Клапан обратный КОБ-210	99	0,64	
			Установочный переводник УВНО-203	180	0,86	
			НУБТ-203 (с ТМС)	2026,76	9,2	
			НУБТ-203	2026,76	9,2	
			П-122/152	54	0,36	
			УБТ-165	1087,2	8	
			П-133/122	59,2	0,45	
			ПК-127х9,19 Е (ост.)	35990	1103	
Σ			43789	1133		

Продолжение таблицы 14

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
3	1133	3240	БИТ 215,9 ВТ 613 УЕС	39	0,37	Бурение интервала под эксплуатационную колонну
			Калибратор КЛСВ-215,9 СТ	160	0,6	
			Забойный двигатель ДГР-178М.7/8.37	1036	6,98	
			Клапан переливной КП-172	97	0,81	
			Клапан обратный КОБ-178,1-01	108	0,78	
			П-147/133	114	0,42	
			Установочный переводник УВНО-172	150	0,74	
			НУБТ-178 (с ТСМ)	1591,27	9,14	
			НУБТ-178 (с ТСМ)	1591,27	9,14	
			ПК-127х9,19 Е (25св.)	19578	600	
			ТБТ-127 (4 тр.)	3500,2	49,32	
			ЯГБ -171,5	640	5,12	
			ТБТ-127 (4 тр.)	3500,2	49,32	
			ПК-127х9,19 Е (ост.)	81901	2510	
Σ			114005	3243		
4	2780	3200	БИТ 215,9/100 В 913 О.02	28	0,224	Отбор керна в интервале эксплуатационной колонны
			СКИ 178/100	1120	17,1	
			УБТС-178	5184	36	
			ПК-127х9,19 Е (ост.)	102785	3150	
			Σ			
5	3240	3260	БИТ 142,9/80 В 913	30	0,17	Отбор керна в интервале бурения под хвостовик колонны
			СКИ 127/80	800	7,4	
			УБТС-133 (4 тр.)	2688	32	
			П-133/102	31	0,498	
			ПК-127х9,19 Е (ост.)	105069	3220	
Σ			108618	3260		

Продолжение таблицы 14

№ п/ п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
6	3240	3290	БИТ 142,9 В 613 УЕ.30	16	0,37	Бурение интервала под хвостовик
			Забойный двигатель ДРЗ-127М.7/8.37	418	5,74	
			Клапан переливной КП- 120	30	0,43	
			Клапан обратный КОБ- 120	43	0,65	
			Уст. переводник УВНО-120	50	0,42	
			НУБТ-121 (с ТСМ)	450,6	0,81	
			НУБТ-121 (с ТСМ)	450,6	0,74	
			ПН-89х9,4 Е (25св.)	12720	9,14	
			УБТС-121 (8 тр.)	3868,8	52	
			ЯГБ-124	330	2,1	
			УБТС-121 (7 тр.)	3385,2	45,5	
			ПН-89х9,4 Е (ост.)	67310	3175	
Σ				89047	3294	

### 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервала под направление – глинистый; для интервала под кондуктор – полимерглинистый; для бурения интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик – биополимерный.

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

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 15. В таблице 16 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора [5].

Таблица 15 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P <sub>пл</sub> , МПа	H, м	g, м/с <sup>2</sup>	ρ <sub>бр</sub> , кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>гп</sub> , кг/м <sup>3</sup>	K	d, м	
от	до									
0	50	0,1	4,5	50	9,81	1100-1170	2012	1,5	0,01	
50	1133	0,1	12,2	1100		1100-1170	2139		0,008	
1133	3240	0,1	23,4	3150		1050-1100	2256		0,008	
3240	3290	0,05	32	3200		1100-1170	2650		0,005	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см <sup>3</sup>	СНС <sub>1</sub> , дПа	СНС <sub>10</sub> , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	50	1,12	28-30	97-103	50-90	<12	8	<2	15-20	15-25
50	1133	1,12	24-26	79-84	40-70	<12	8-9	<1,5	10-20	15-20
1133	3240	1,11	5-10	15-25	45-55	6	8,5-9,5	<1	8-20	10-20
3240	3290	1,09	8-10	15-20	40-45	4-5	8,5-9,5	<0,5	10-15	10-15

Таблица 16 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	50	Глинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМБ, NaOH.
50	1133	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, UNIPAC HV, UNIPAC LV.
1133	3240	Биополимерный Вода пресная, NaOH, биополимер BIOSIN, крахмал Platogel, UNIPAC HV, UNIPAC LV, смазывающая добавка Sintax, пеногаситель ПЭС-1.
3240	3290	Биополимерный Вода пресная, NaOH, биополимер BIOSIN, крахмал Platogel, UNIPAC HV, UNIPAC LV, смазывающая добавка Sintax, пеногаситель ПЭС-1.

В случае высокой жесткости технической воды – произвести обработку кальцинированной содой ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ).

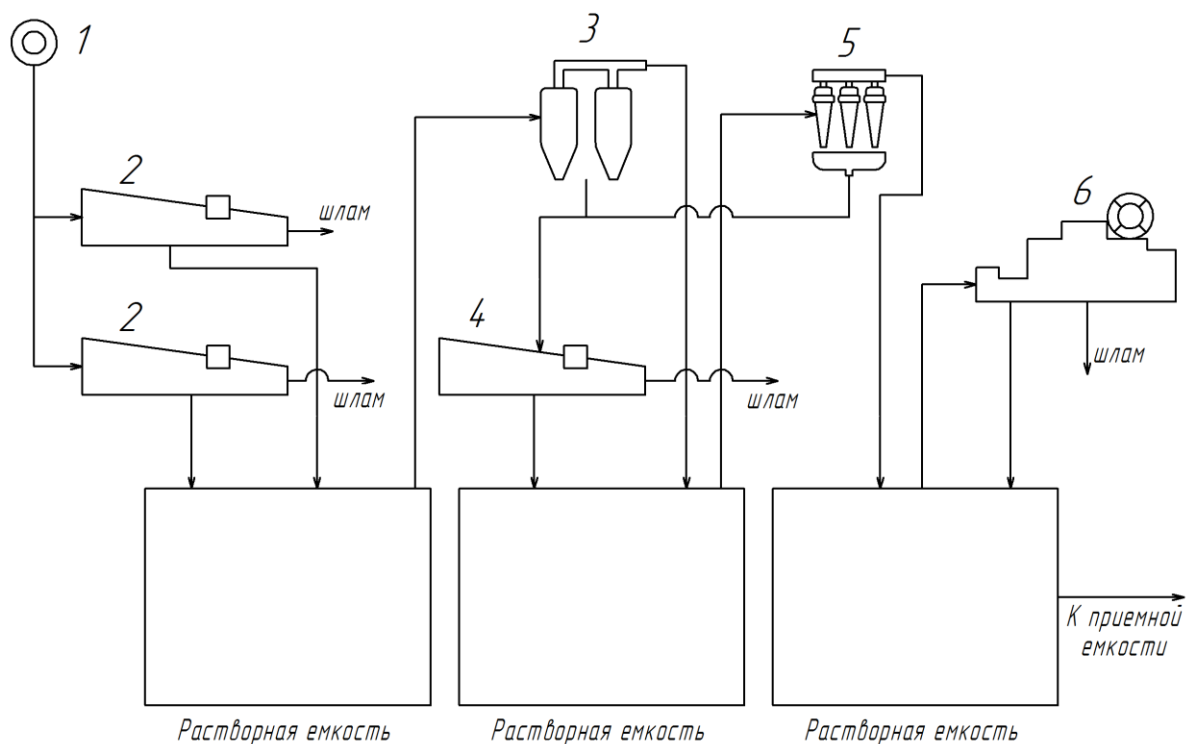


Рисунок 4 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Derrick FLC 2000; 3 – пескоотделитель Derrick Desander; 4 – ситогидроциклонный сепаратор Derrick Hyperpool Mud Cleaner; 5 – илоотделитель Derrick Desilter; 6 – центрифуга Derrick DE-1000 LP VFD.

### 2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

В таблице 17 представлены исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины для КНБК, предназначенной для бурения интервала под эксплуатационную колонну. В таблице 18 представлены результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины для КНБК, предназначенной для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

Таблица 17 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

L (по стволу), м	$d_d$ , м	K	$P_{пл}$ , МПа	$P_{гд}$ , МПа	$\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>
3240	0,2159	1,167	31,5	55,5	2256
Q, м <sup>3</sup> /с	Тип бурового насоса	$V_m$ , м/с	$\eta_p$ , Па·с	$\tau_t$ , Па	$\rho_{пж}$ , кг/м <sup>3</sup>
0,028	УНБТ-950	0,0035	0,0125	12,5	1056



Продолжение таблицы 17

КНБК			
Элемент	$d_{н\text{,}}$ м	L, м	$d_{в\text{,}}$ м
ДГР-178М.7/8.37	0,178	6,98	-
НУБТ-178	0,178	18,28	0,081
ТБТ-127	0,127	98,64	0,076
ЯГБ-171,5	0,171	5,12	0,076
ПК-127x9,19 Е	0,127	3110	0,10862

Таблица 18 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$ , кг/м <sup>3</sup>	$\varphi$	$d_c$ , м	$V_{кп}$ , м/с	$\Delta P_{зд}$ , МПа	$\Delta P_o$ , МПа
1679	0,9947	0,231	0,931	6,7	0,141
$\Delta P_r$ , МПа	$\Delta P_p$ , МПа	$V_d$ , м/с	$\Phi$ , м <sup>2</sup>	d, мм	
0,2	4,68	89	0,00034	3,5	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	$S_{кп}$	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
ДГР-178М.7/8.37	12141	7323	35,19	0,0094	-
НУБТ-178	12141	7323	35,19	0,0246	-
ТБТ-127	23543	8360	114,03	0,06	-
ЯГБ-171,5	13631	7450	43,91	0,0059	-
ПК-127x9,19 Е	23543	8360	114,03	1,864	0,044
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	$\lambda$	$\Delta P_T$	
НУБТ-178	17756	37182	0,0299	0,0105	
ТБТ-127	16640	39268	0,0301	0,0788	
ЯГБ-171,5	15317	43025	0,0304	0,0062	
ПК-127x9,19 Е	24103	27728	0,0295	0,4081	

### 2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Для бурения интервала отбора керна принимаем бурголовки производства компании НПО «Буринтех» БИТ 215,9/100 В 913 О.02 и БИТ 142,9/80 В 913

Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя бурголовки. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал по глубине, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2690-2705	СКИ – 178/100	5,4	106,2	22
2725-2735	СКИ – 178/100	5,4	106,2	22
2830-2840	СКИ – 178/100	5,4	106,2	22
3090-3110	СКИ – 178/100	5,4	106,2	22
3150-3170	СКИ – 127/80	5,4	150	10

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные для расчета представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1850
плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	600	глубина скважины, м	3150
высота столба облегченного тампонажного раствора $h_1$ , м	2640	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	510

Продолжение таблицы 20

Параметр	Значение	Параметр	Значение
высота цементного стакана $h_{cm}$ , м (длина по стволу, м)	10 (10,0)	динамический уровень скважины $h_d$ , м	2100

**2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений**

Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении для эксплуатационной колонны изображена на рисунке 5. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность. Результаты расчета наружных избыточных давлений для этого случая представлены в таблице 21.

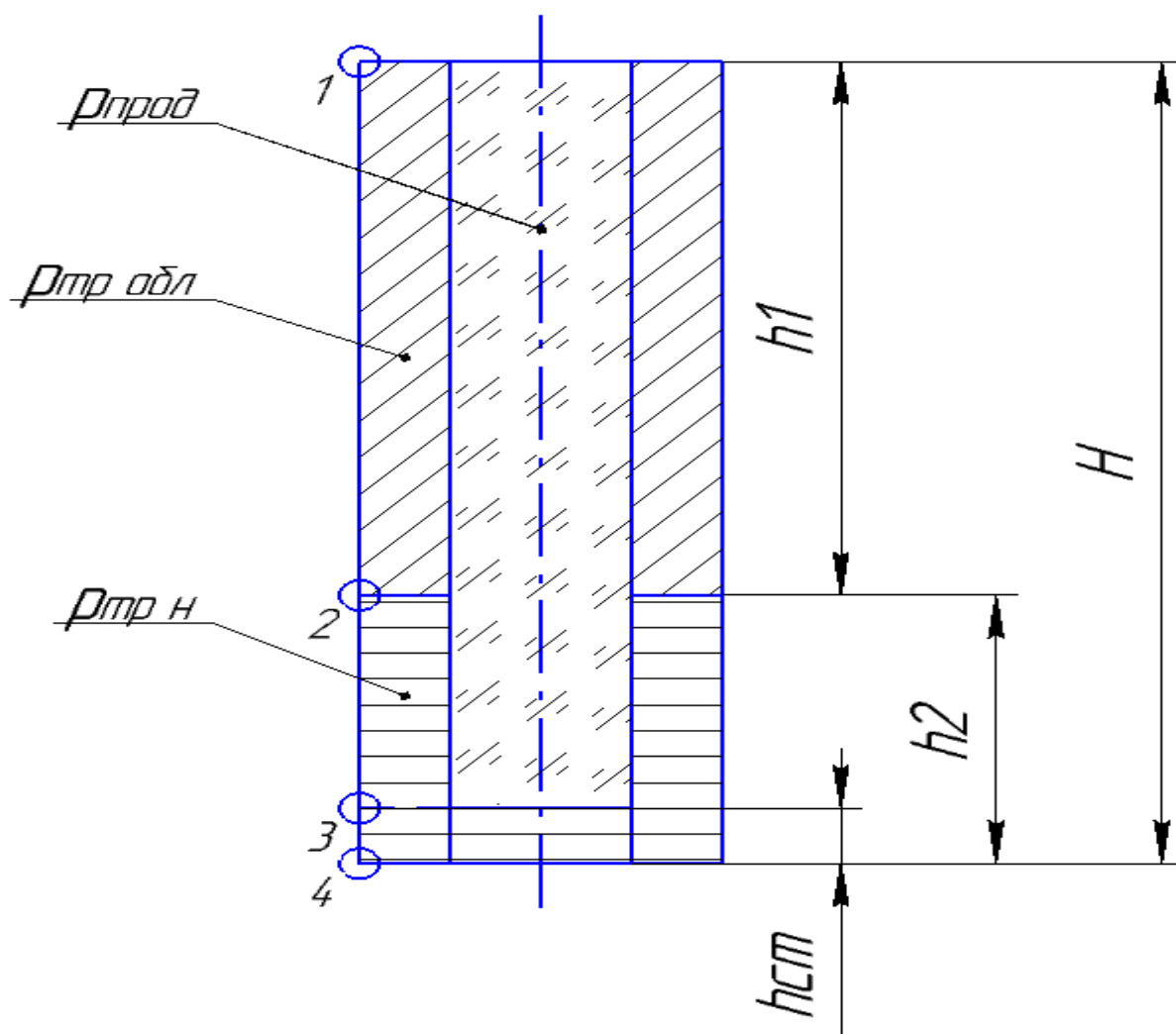


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Таблица 21 – Результаты расчета наружного избыточного давления в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	2640	3140	3150
Наружное избыточное давление, МПа	0	10,34	14,51	14,51

Поскольку  $P_2 = 21,09$  МПа  $>$   $P_{кэ} = 6,18$  МПа, наиболее опасным является случай в конце эксплуатации, поэтому дальнейшие расчеты наружного избыточного давления будут производиться для этого случая.

Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины изображена на рисунке 6. Результаты расчета наружных избыточных давлений для случая, соответствующего концу эксплуатации скважины, представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты расчета наружного избыточного давления в конце эксплуатации скважины

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	2100	2640	3150
Наружное избыточное давление, МПа	0	21,62	24,00	27,94

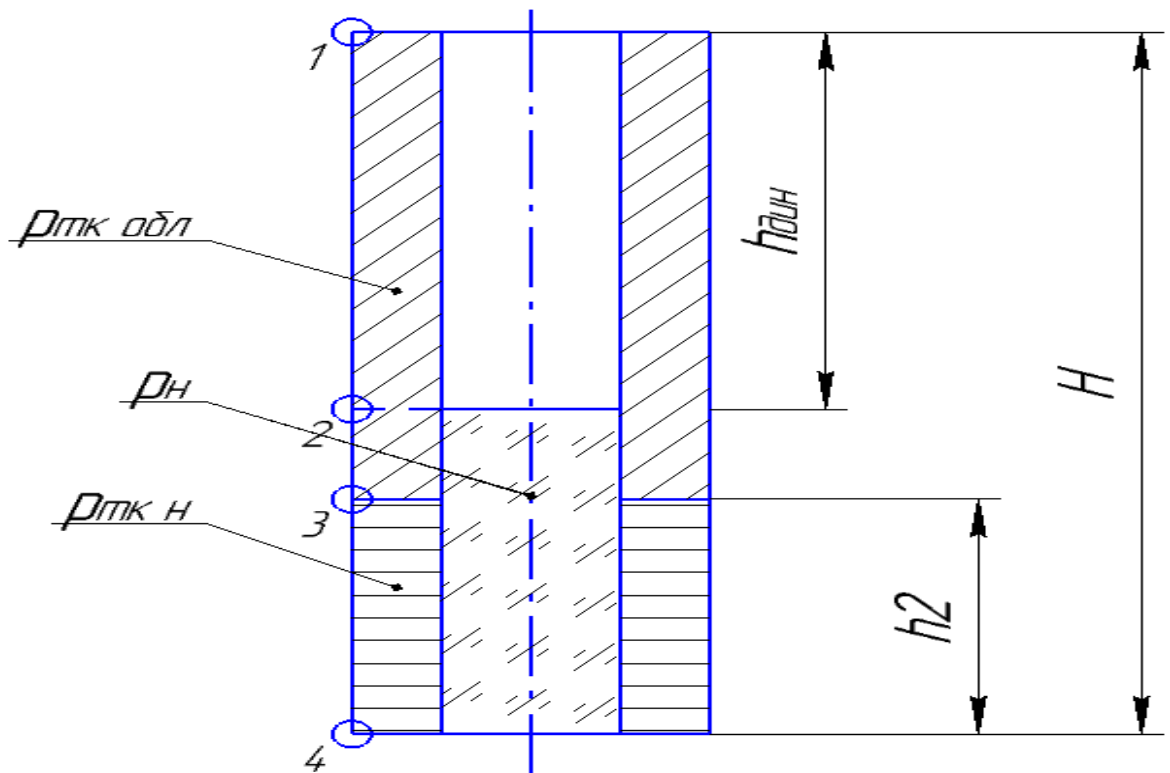


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

Эпюра наружных избыточных давлений двух самых опасных случаев в координатах «глубина–наружное избыточное давление» изображена на рисунке 7.

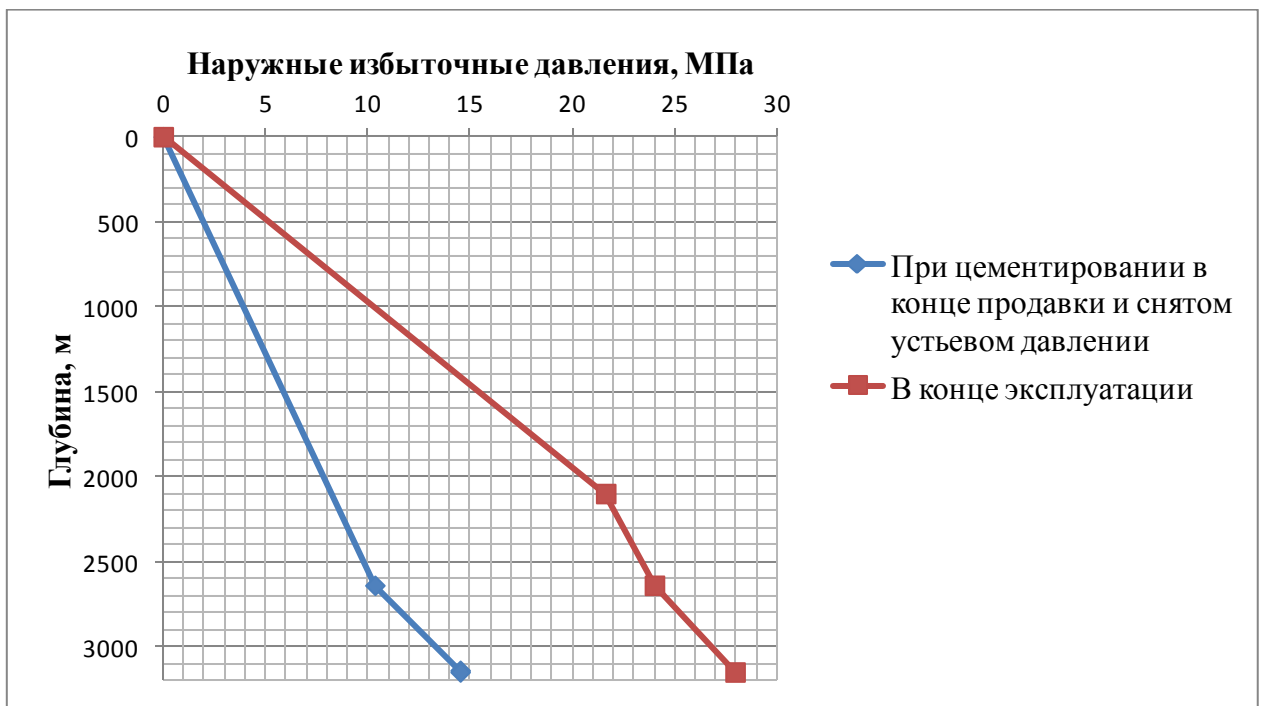


Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений

### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, изображена на рисунке 8.

Максимальная величина давления на цементировочной головке составляет  $P_{цг} = 24,29$  МПа.

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для случая в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, представлены в таблице 23.

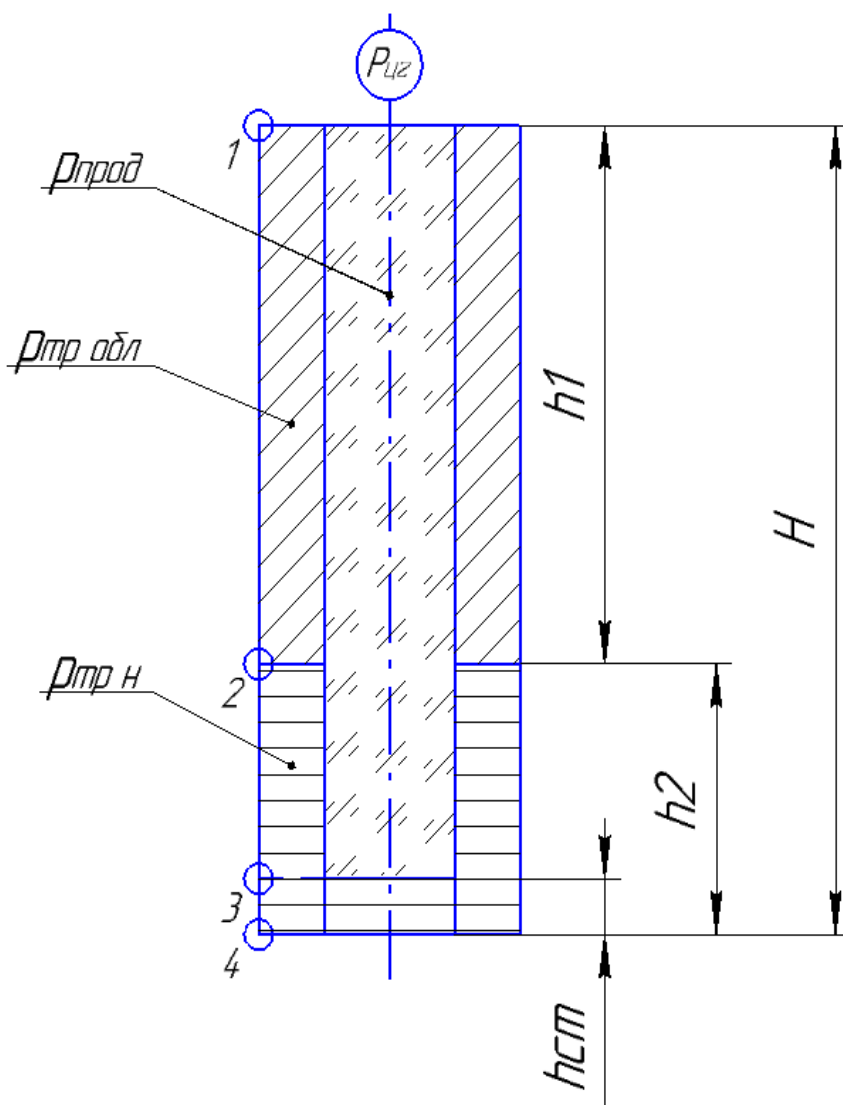


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 23 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	2640	3140	3150
Внутренне избыточное давление, МПа	24,29	13,39	9,77	9,77

Схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны изображена на рисунке 9. Величина давления опрессовки исходя из ожидаемого давления на устье  $P_{оп} = 14,37$  МПа. Минимальное давление опрессовки для выбранного диаметра эксплуатационной колонны:  $P_{оп мин} = 11,5$  МПа. Расчет производится для давления  $P_{оп}$  [6].

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны представлены в таблице 24.

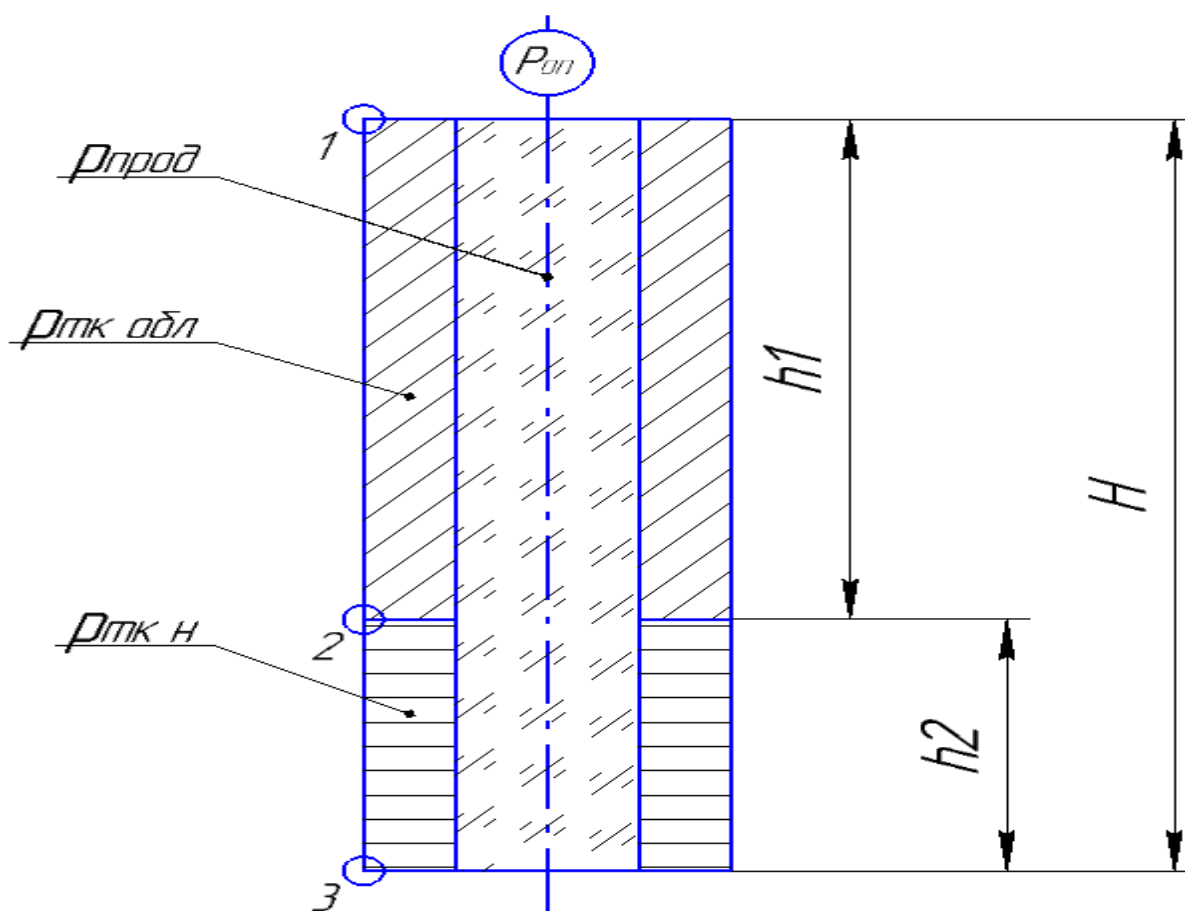


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Таблица 24 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления при опрессовке эксплуатационной колонны

Точка	1	2	3
Глубина, м	0	2640	3150
Внутренне избыточное давление, МПа	14,37	13,07	11,13

Эпюра внутренних избыточных давлений в координатах «глубина – внутреннее избыточное давление» изображена на рисунке 10.

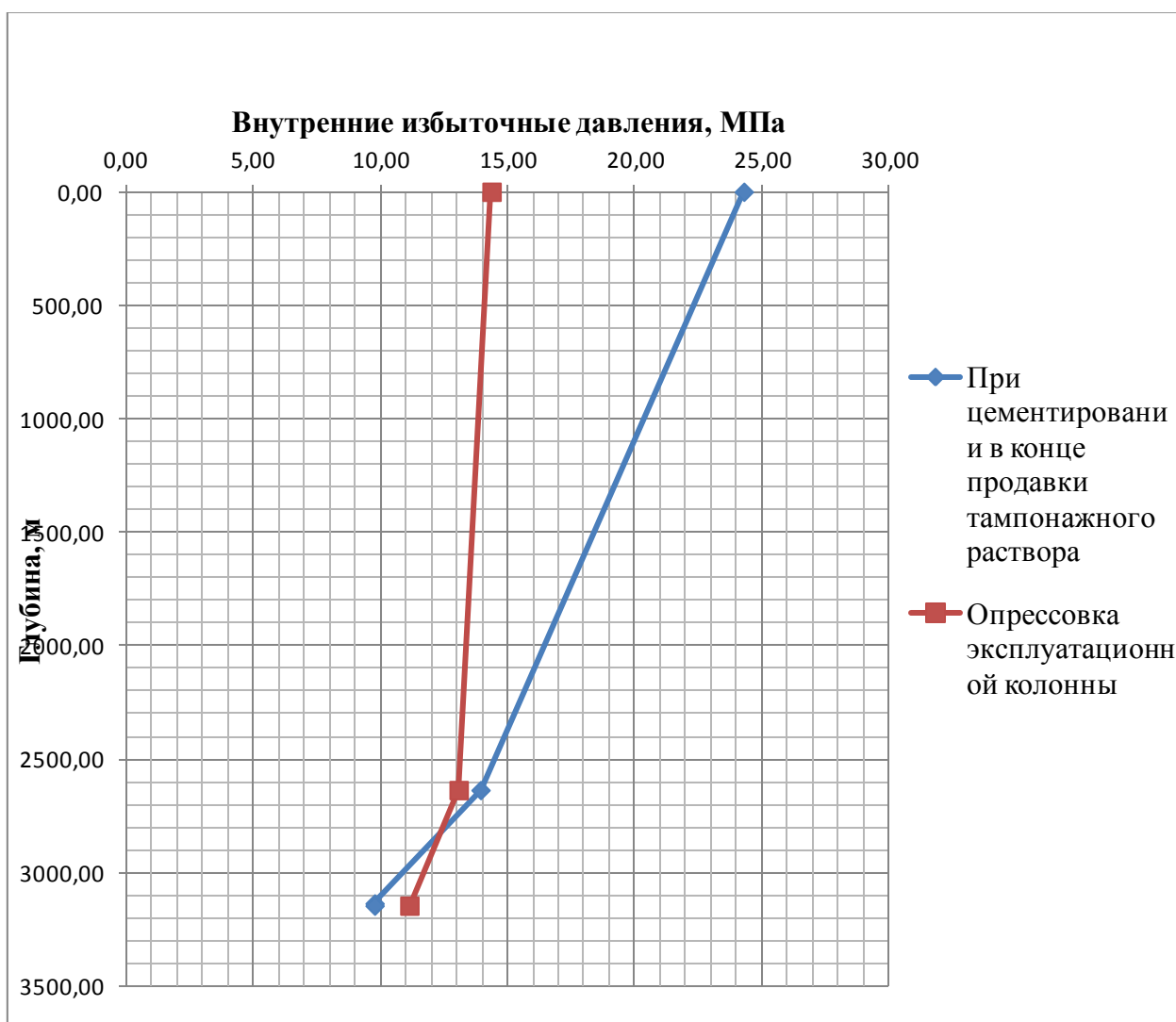


Рисунок 10 – Эпюра внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 25.



Таблица 25 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Масса, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	10,6	514	41,3	21228	21228	2640-3150
2		8,9	691	35,3	24392	45620	1965-2640
3		8	470	31,7	14899	60519	1515-1965
4		7,3	1038	29,3	30413	90932	520-1515
5		8	527	31,7	16706	107638	0-520

## 2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора (2):

$$0,95 * P_{гр} > P_{гс кп} + P_{гд кп}, \quad (2)$$

53,7 МПа > 45,75 МПа. Условие выполняется, следовательно, применяем одноступенчатое цементирование.

### 2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

В качестве тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ – II – 150 с водоцементным отношением  $m_n = 0,45$ .

Для облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ – III – Об (4-б) – 100 с водоцементным отношением  $m_{обл} = 1$  [7].

Результаты расчета объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Объемы тампонажных смесей и количество составляющих их компонентов

Плотность тампонажного раствора	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м <sup>3</sup>
$\rho_{трн} = 1850 \frac{кг}{м^3}$	16769	8,3 м <sup>3</sup>
$\rho_{тр обл} = 1400 \frac{кг}{м^3}$	32511	35,8 м <sup>3</sup>
Сумма	49280	44,1 м <sup>3</sup>

#### 2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной и продавочной жидкостей

Для приготовления буферной жидкости предполагается использование МБП-С (материал буферный порошкообразный структурированный) в смеси с водой. Данный материал пригоден для приготовления буферных жидкостей плотностью 1020-2300 кг/м<sup>3</sup> и используется в скважинах с температурами до 150 °С [8].

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

Таблица 27 – Рассчитанные объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, м <sup>3</sup>
Буферная жидкость	19,6
Продавочная жидкость	56,5

#### 2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

Максимальное ожидаемое давление на цементировочной головке  $P_{цг} = 17,56$  МПа не превышает ранее рассчитанного значения  $P_{цг расч} = 24,28$  МПа. Максимальное ожидаемое давление на забое скважины  $P_з = 45,7$  МПа не превышает давления гидроразрыва  $0,95P_{зр} = 53,7$  МПа. Следовательно, дальнейшие расчеты не требуют корректировки.

#### 2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В соответствии с выбором цементировочной техники и проведенными расчетами ее количества разработана технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, изображенную на рисунке 11.

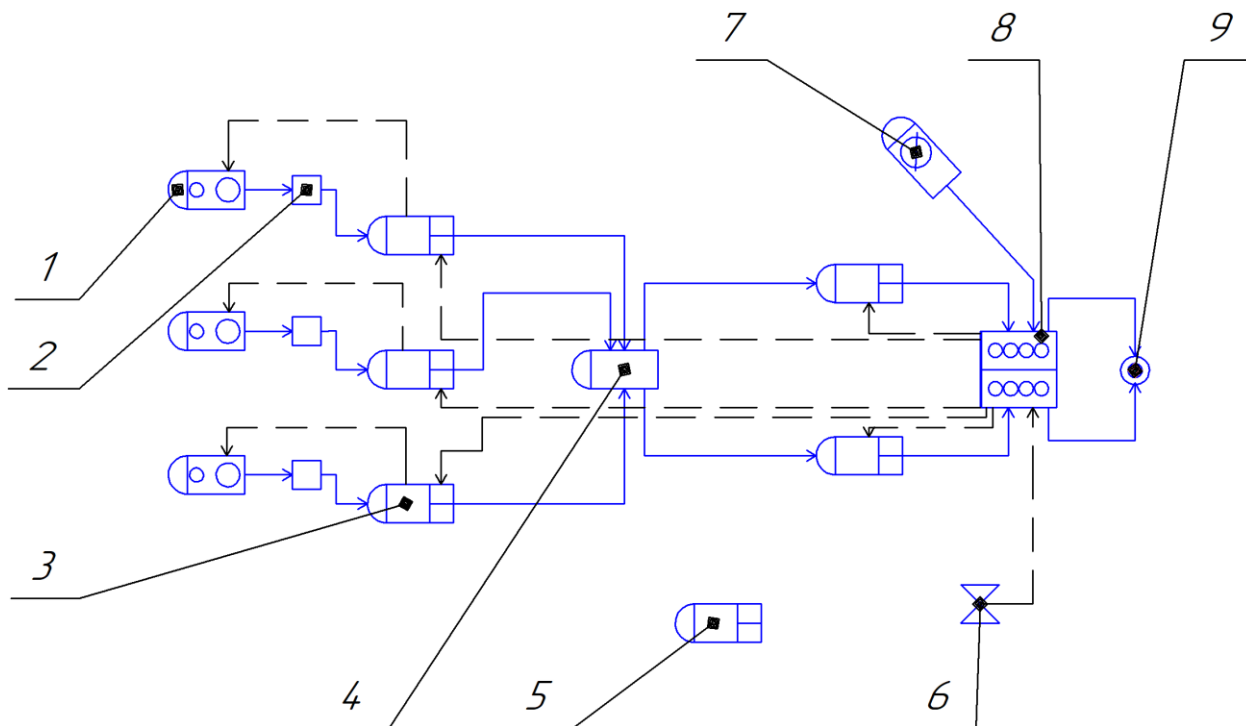


Рисунок 11 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – станция КСКЦ 01; 8 – блок манифольдов СИН-43; 9 – устье скважины

#### 2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

По полученным в ходе расчета значениям давлений построим график изменения давления на цементировочной головке, который изображен на рисунке 12:

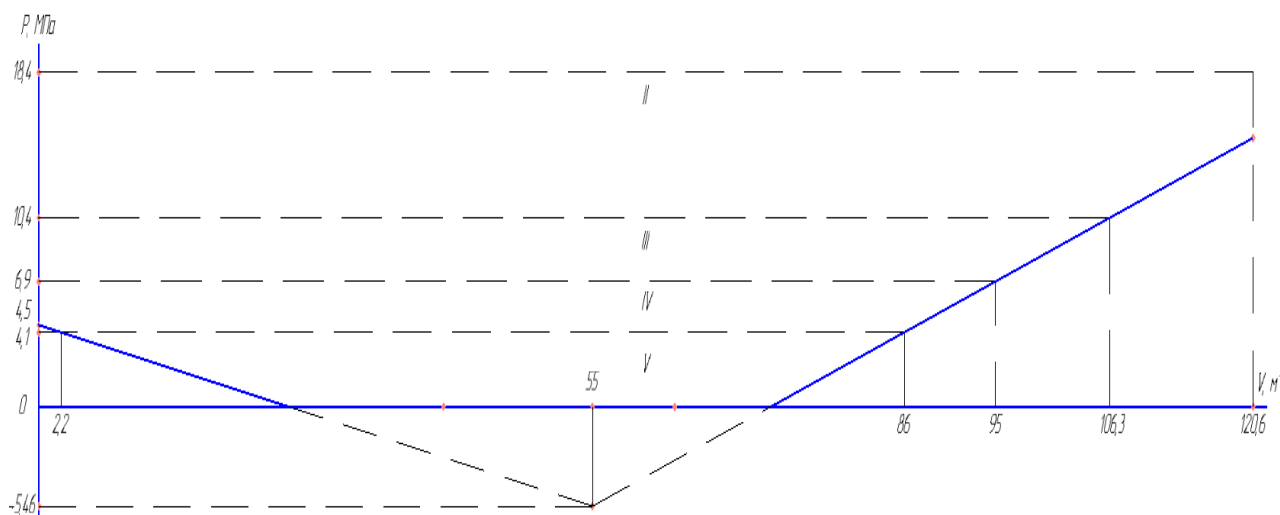


Рисунок 12 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 28 показаны сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 28 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м <sup>3</sup>
V	83,8
IV	11,2
III	11,3
II	14,3

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора  $t_{\text{цем}} = 83,5$  мин не превышает 75% времени загустевания, которые составляют 90 минут.

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку:

- Башмак типа БКМ-168 с трапецидальной резьбой ОТТМ;
- Цементировочный клапан обратный дроссельный типа ЦКОД-168-1-ОТТМ;
- Головка цементировочная типа ГЦУ-168 с трапецидальной резьбой ОТТМ;

- Разделительные пробки типа КРПФ 140-168;
- Центраторы пружинные типа ЦЦ-168/216-245-1 (интервалы их установки и количество представлены в таблице 29).

Таблица 29 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки по стволу, м	Обозначение центратора	Количество, шт
1083-2264	ЦЦ-168/216-245-1	23
2264-2476		21
2476-3240		15
Итого		59

#### 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для освоения скважины применим метод свабивования. Этот метод освоения является одним из самых простых, экономичных и технологически безопасных на данный момент. Схематически сваб изображен на рисунке Ж.1. Для непосредственного использования примем «Комплект инструмента для свабивования, геофизических и ремонтных работ», выпускаемый по ТУ 3666-009-50265270-0. Комплект скважинного оборудования включает: замок канатный, карабин, груз, яс ударный, стандартный сваб с манжетой типа TUF для НКТ с внутренним диаметром 62 мм (наружный 73 мм) и шаблон. В среднем за рейс сваб выносит 0,5-0,7 м<sup>3</sup> жидкости. Схематически процесс свабивования изображен на рисунке Ж.2

## 2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<b>Выбранная буровая установка БУ 3900/225 ЭК-БМ</b>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	113,9	$Q_{бк} / [G_{кр}]$	0,51
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	107,6	$Q_{об} / [G_{кр}]$	0,48
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	148,1	$Q_{пр} / [G_{кр}]$	0,66
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	225		
<b>Расчет фундамента буровой установки</b>			
Вес вышечно- лебёточного блока, т ( $Q_{влб}$ )	210	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ( $k_{по} > 1,25$ )	1,67
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{бк}$ )	113,9		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{ок}$ )	107,6		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{п}$ )	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{бр}$ )	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м <sup>2</sup> ( $F_{бо}$ )	40		

### **3 Специальная часть**

#### **Исследование влияния дисперсионной среды на устойчивость эластомеров винтовых забойных двигателей**

##### **3.1 Актуальность проблемы**

Анализ тенденций развития техники для строительства нефтяных и газовых скважин показывает, что в настоящее время одним из основных приводов породоразрушающих инструментов являются винтовые забойные двигатели (ВЗД) [9-15]. При всех своих достоинствах ВЗД имеет существенный недостаток – преждевременный выход из строя двигательной секции, а именно – эластомеров. В процессе эксплуатации рабочие органы ВЗД подвергаются различным видам изнашивания: усталостному, фрикционному, гидроабразивному, а также эрозионному и коррозионно - механическому при воздействии повышенных давлений и температур. Также причинами снижения работоспособности ВЗД могут быть процессы релаксации напряжения и накопления остаточной деформации, которые приводят к уменьшению натяга между статором и ротором [13-14].

Существующие направления совершенствования конструкции ВЗД связаны с повышением износостойкости узлов и деталей, нагрузочной способности и увеличением межремонтного периода эксплуатации. Осваиваемые пути повышения износостойкости пары трения «ротор-статор» направлены на увеличение активной части рабочих органов, совершенствование статоров с резиновой обкладкой равной толщины и секционированием. За счет уменьшения максимальной толщины резиновой обкладки статора снижается количество вырабатываемого тепла, что в свою очередь минимизирует усталость эластомера, обусловленную эффектом гиперстезиса, а натяг в соединении «ротор-статор» меньше зависит от температуры и разбухания эластомера [15].

Не смотря на активную исследовательскую деятельность в области совершенствования ВЗД, в настоящее время уделяется мало внимания оценке воздействия буровых растворов и термобарических условий на эластомеры и

двигательную секцию в целом. Подобными исследованиями занимается научная группа кафедры бурения скважин Национального исследовательского Томского политехнического университета. В рамках одного из направлений работы этой научной группы была реализована серия экспериментальных исследований с целью оценки влияния типа дисперсионной среды бурового раствора на скорость износа образца эластомера при варьировании нагрузки.

## **3.2 Методика эксперимента**

### **3.2.1 Средства и материалы для проведения экспериментов**

Все средства и материалы, необходимые для проведения экспериментов приведены в приложении И.

### **3.2.2 Порядок проведения экспериментов**

Порядок проведения экспериментов приведен в приложении И.

## **3.3 Полученные результаты исследований**

### **3.3.1 Исследование влияния дизельного топлива на устойчивость эластомеров винтовых забойных двигателей**

Результаты представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Влияние дизельного топлива на образец эластомера

1	Дизельное топливо				Среднее значение	Потеря массы
1 кг	Масса до	25,97	23,42	24,57	24,65	0,01
	Масса после	25,88	23,35	24,77	24,67	
	Время, сек	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	
2 кг	Масса до	22,87	23,07	21,59	22,51	-5,44
	Масса после	17,45	17,19	16,57	17,07	
	Время, сек	1080,00	1140,00	960,00	1060,00	
3 кг	Масса до	22,20	19,93	20,85	20,99	-5,03
	Масса после	16,83	15,13	15,92	15,96	
	Время, сек	346,00	312,00	321,00	326,33	



Продолжение таблицы 31

1	Дизельное топливо				Среднее значение	Потеря массы
4 кг	Масса до	26,04	20,76	22,69	23,16	-5,97
	Масса после	18,28	15,62	17,68	17,19	
	Время, сек	104,00	90,00	107,00	100,33	
5 кг	Масса до	26,41	25,04	20,14	23,86	-5,36
	Масса после	19,46	20,32	15,73	18,50	
	Время, сек	55,24	48,17	38,49	47,30	

### 3.3.2 Исследование влияния солевого раствора на устойчивость эластомеров винтовых забойных двигателей

Результаты представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Влияние солевого раствора на образец эластомера

2	Соляной раствор				Среднее значение	Потеря массы
1 кг	Масса до	19,24	24,57	20,89	21,56	0,12
	Масса после	19,17	24,91	20,99	21,69	
	Время, сек	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	
2 кг	Масса до	21	20,83	20,62	20,81	-5,43
	Масса после	15,52	15,43	15,17	15,37	
	Время, сек	156	157	166	159,67	
3 кг	Масса до	21,32	21,03	21,25	21,2	-4,89
	Масса после	16,47	16,3	16,14	16,3	
	Время, сек	43	43	37	41	
4 кг	Масса до	20,71	20,39	22,21	21,1	-3,84
	Масса после	16,27	16,69	18,82	17,26	
	Время, сек	27,3	26,6	25,6	26,5	
5 кг	Масса до	20,2	20,26	21,11	20,52	-1,12
	Масса после	19,45	19,14	19,62	19,4	
	Время, сек	9,35	7,65	12,9	9,9	

### 3.3.3 Исследование влияния глинистого раствора на устойчивость эластомеров винтовых забойных двигателей

Результаты представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Влияние глинистого раствора на образец эластомера

3	Глинистый раствор				Среднее значение	Потеря массы
1 кг	Масса до	28,43	23,86	23,24	25,18	0,18
	Масса после	28,60	24,01	23,46	25,36	
	Время, сек	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	
2 кг	Масса до	28,43	23,86	23,24	25,18	-4,42
	Масса после	23,86	18,87	19,55	20,76	
	Время, сек	362,40	327,40	351,60	347,13	
3 кг	Масса до	28,65	21,91	19,07	23,21	-3,58
	Масса после	24,16	18,61	16,11	19,63	
	Время, сек	72,80	64,00	56,20	64,33	
4 кг	Масса до	27,63	28,70	27,57	27,97	-4,83
	Масса после	23,37	23,58	22,45	23,13	
	Время, сек	37,80	42,50	48,30	42,87	
5 кг	Масса до	27,81	23,82	20,95	24,19	-3,66
	Масса после	22,18	20,62	18,81	20,54	
	Время, сек	21,31	20,13	18,67	20,04	

### 3.3.4 Исследование влияния полимерглинистого раствора на устойчивость эластомеров винтовых забойных двигателей

Результаты представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Влияние глинистого раствора на образец эластомера

4	Полимерглинистый раствор				Среднее значение	Потеря массы
1 кг	Масса до	18,12	19,20	19,41	18,91	0,11
	Масса после	18,22	19,31	19,52	19,02	
	Время, сек	1500,00	1500,00	1500,00	1500,00	
2 кг	Масса до	18,10	18,00	17,40	17,83	-1,51
	Масса после	16,27	16,53	16,17	16,32	
	Время, сек	157,60	160,40	153,40	157,13	

Продолжение таблицы 34

4	Полимерглинистый раствор				Среднее значение	Потеря массы
3 кг	Масса до	18,11	19,92	20,95	19,66	-2,91
	Масса после	15,16	16,63	18,47	16,75	
	Время, сек	38,56	27,83	31,61	32,67	
4 кг	Масса до	21,65	22,05	22,21	21,97	-4,97
	Масса после	16,84	17,03	17,12	17,00	
	Время, сек	9,38	10,64	11,01	10,34	
5 кг	Масса до	Возникает прихват инструмента, проведение эксперимента невозможно				
	Масса после					
	Время, сек					

### 3.3.5 Результаты исследований

Результаты исследований приведены на рисунке 12.

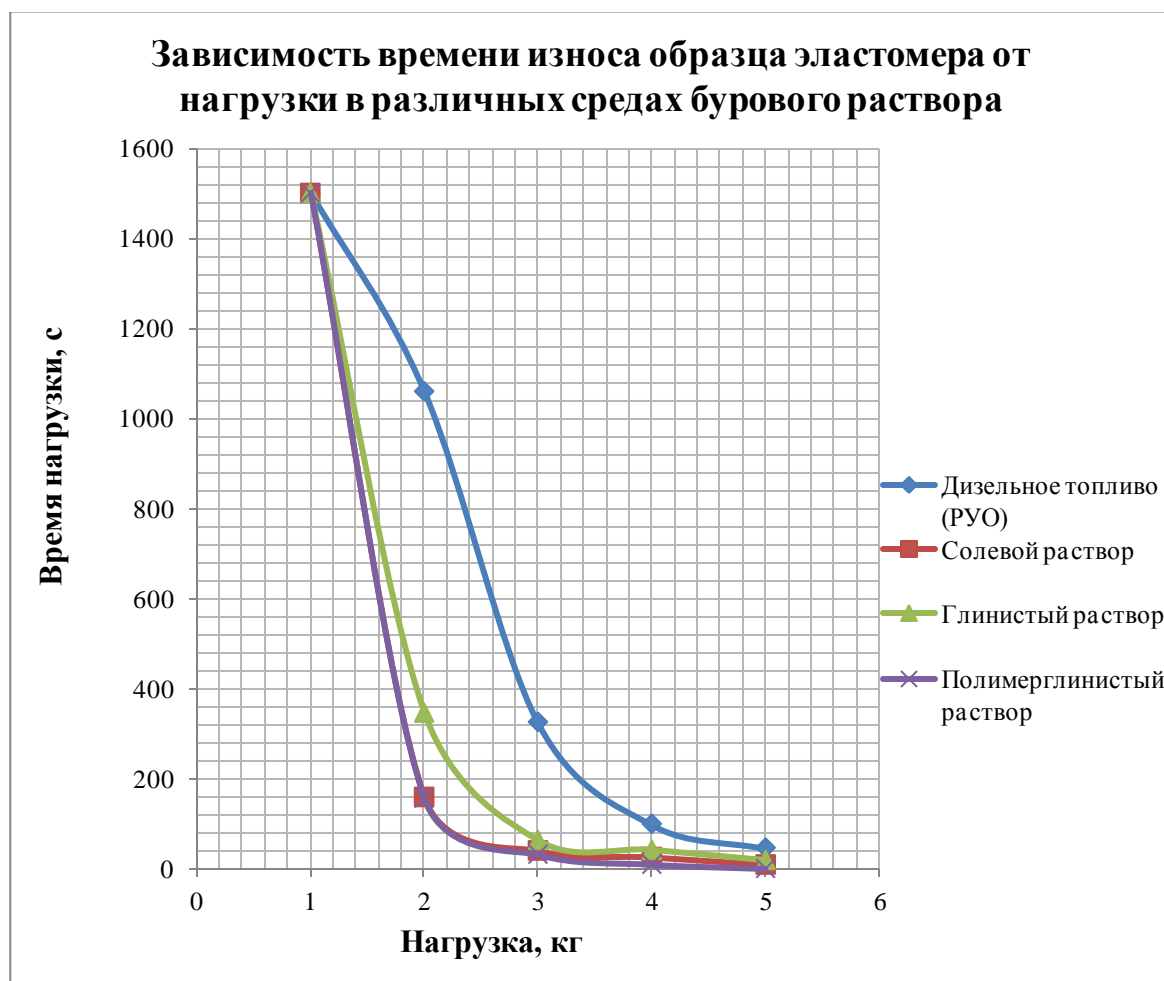


Рисунок 13 – Зависимость времени износа эластомера от нагрузки

В ходе экспериментов были получены следующие зависимости. Навеска грузов в 1 кг мала для проведения экспериментов, потому что в каждой из серий экспериментов за отведенный лимит времени (25 минут) не произошло полного износа образца. Согласно графику, для последующих значений нагрузки резко увеличивается скорость износа образцов эластомера, особенно в присутствии соляного раствора. Для данного раствора была также замечено, что для нагрузок 4 и 5 кг происходил прихват инструмента и остановка процесса разрушения.

Данные результаты можно объяснить тем, что взаимодействие дизельного топлива и образца эластомера происходит интенсивно (учитывая, что происходит дополнительный нагрев среды из-за трения «резина-металл»), начинается размягчение резины, следовательно, повышается ее восприимчивость к износу. В результате, инструмент вырывает крупные куски резины из образца. В присутствии соляного раствора, наоборот, происходит отвердевание образца, что для небольших нагрузок (2-3 кг) характеризуется хрупким разрушением с образованием мелкодисперсного резинового порошка. А при больших нагрузках инструмент под силой осевой нагрузки за короткий период времени внедряется в образец и у привода не хватает мощности, чтобы справиться с оказываемым со стороны образца сопротивлением. В присутствии глинистого и полимерглинистого растворов происходит быстрый износ эластомера. Это можно объяснить тем, что в данных растворах содержится большое количество дисперсных частиц, которые вызывают быстрый износ эластомера.

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия Стрежевской филиал АО «Сибирская сервисная компания» (СФ АО ССК)**

#### **4.1.1 Основные направления деятельности предприятия**

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

Согласно единому государственному реестру юридических лиц компания зарегистрирована 24 декабря 1999 года. 1 февраля 2000 года к производственной деятельности приступил Нефтеюганский филиал. В марте – начал работу Стрежевской филиал, в мае – Отрадненский. На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%).

С июля 2016 года Стрежевской филиал сменил территориальное расположение и в настоящее время располагается в городе Новый Уренгой.

Основными заказчиками Стрежевского филиала АО «ССК» являются: ООО «Новатэк Таркосаленфтегаз», АО «Сибнефтегаз», ООО ЯРГЕО, АО «Роспан интернешнл», АО «Томскнефть» ВПК, ООО «Газпромнефть-Восток», ООО «Томская нефть» [16].

#### **4.1.2 Организационная структура управления предприятием**

Данное предприятие возглавляет директор филиала, у которого в подчинении находятся шесть заместителей: Первый заместитель директора - технический директор, заместитель директора по маркетингу, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по общим вопросам, заместитель директора по работе с персоналом, заместитель директора по вопросам безопасности.

В распоряжении технического директора находятся следующие руководители: главный геолог, главный технолог, заместитель директора по производству, заместитель директора по охране труда и технике безопасности, все они возглавляют соответственно следующие отделы – технологический отдел, геологический отдел, центральный пункт диспетчерской службы (ЦПДС), отдел по охране труда и технике безопасности. Отдел компьютерных технологий, производственно - технический отдел бурения, производственно-технический отдел капитального ремонта скважин (КРС), отдел главного энергетика и отдел главного механика подчиняются техническому директору.

Инженерно-технологическая служба (ИТС) является органом оперативного управления, а также основным производством, обеспечивающим выполнение плана строительства скважин в целом по всему предприятию по установленной технологии. Начальнику РИТС подчинены начальники смен РИТС, через них он распоряжается и руководит работой буровых бригад. В РИТС входят четыре буровые бригады.

На 1.09.2014. в СФ АО «Сибирская сервисная компания» работало: 312 человек РСС и 864 человека рабочих, всего – 1176 человек.

Стоимость основных фондов на 2015 год составляет порядка 1,5 млрд руб.

Организационная структура СФ АО ССК изображена в приложении К на рисунке К.1.

## **4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины**

### **4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины**

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

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

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ и при составлении нормативной карты.

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [17]. Документ содержит нормы времени для всех осуществляемых технологических операций и их составляющих.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (3):

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h, \quad (3)$$

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.

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» [18].

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [19].

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на Дуклинском нефтяном месторождении приведена в приложении Л.

#### **4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения**

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (4):

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{3290}{186,93} = 17,6 \text{ м/ч}, \quad (4)$$

где  $H$  – длина скважины, м;  $t_M$  – время механического бурения, час

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (5):

$$V_P = \frac{H}{t_M + t_{СПО}} = \frac{3290}{186,93 + 32,76} = 15 \text{ м/ч}, \quad (5)$$

где  $t_{СПО}$  – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле (6):

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = \frac{3290 \cdot 720}{562,59} = 4210,5 \text{ м/ст. мес}, \quad (7)$$

где  $T_K$  – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (8):

$$h_{CP} = \frac{H}{n} = \frac{3290}{5} = 640 \text{ м}, \quad (8)$$

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



### 4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

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

– буровой мастер	1 чел.
– помощник бурового мастера	3 чел.
– бурильщик 6 разряда	4 чел.
– бурильщик 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 4 разряда	4 чел.
– электромонтёр 5 разряда	4 чел.
– слесарь 5 разряда	2 чел.
– лаборант	2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 558,5 часов или 23,3 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на Хвойном нефтяном месторождении приведен в таблице 35.

Таблица 35 – 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	■	■											
2. Бурение	23,3		■											
3. Испытание	10,4			■										

### **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, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [20], в части II – на строительные и монтажные работы [21], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [22].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [23] 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 М в таблицах М.1 и М.2.

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 [24].

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении Н.

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

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см-П}}{H} = \frac{271064812-9226504}{3542} = 73923,9 \text{ руб/м.}$$

#### 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 таблице 36.

Таблица 36 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

№ п/п	Показатель	Используемое долото: БИТ 215,9 ВТ 613 УЕС	Внедряемое долото БИТ 215,9 ВТ 616 УЕМ
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	3200	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	1004-2933 2806-3042	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28,0
7	Время СПО, ч	13,8	
8	Цена долота в ценах 2017 г., руб	381 600	773 400
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	2100	

Продолжение таблицы 36

10	Количество долблений	$2100/3200 = 0,656$	$2100/4500 = 0,467$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$2100/25,5 = 84,90$	$2100/28 = 77,30$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$84,90 + 13,83 = 98,73$	$77,30 + 13,83 = 91,03$
13	Экономия времени, ч	$98,73 - 91,03 = 7,70$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$381\ 600 * 0,656 = 250\ 330$	$773\ 400 * 0,467 = 342\ 498$
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	$98,73 * 45825,4 = 4\ 524\ 341$	$77,3 * 45825,4 = 3\ 542\ 303$
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$250\ 330 + 4\ 524\ 341 = 4\ 774\ 671$	$342\ 498 + 3\ 542\ 303 = 3\ 884\ 801$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$4\ 524\ 341 - 3\ 884\ 801 = 639\ 540$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$639\ 540/2100 = 304$	
20	Экономический эффект на долото	$304 * 4500 = 1\ 368\ 000$	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$773\ 400/1\ 368\ 000 = 0,56$	

## 5 Социальная ответственность при строительстве разведочной наклонно направленной скважины глубиной 3200 метров на нефтяном месторождении Томской области

### 5.1 Производственная безопасность

#### 5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия

Для выбора факторов, обусловленных работой на буровой, был использован ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень этих факторов, характерных для проектируемой производственной среды, представлен в таблице 37.

Таблица 37 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Проходка скважины: 1) механическое бурение; 2) спуско-подъемные операции; 3) приготовление и обработка бурового раствора; 4) крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование их; 5) обслуживание и ремонт оборудования буровой установки;	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума; 3. Превышение уровней вибрации; 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток; 3. Пожаро- и взрывоопасность; 4. Расположение рабочего места на значительной высоте.	СП 52.13330.2011 [25] СНиП 2.04.05-91 [26] МР 2.2.7.2129-06 [27] РД 10-525-03 [28] РД 34.21.122-87 [29] СНиП 4557-88 [30] ГН 2.2.5.1313-03[31]

#### Вредные производственные факторы

##### Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого (головной

убор, рукавицы, обувь) должны соответствовать климатическому региону [27].

**Превышение уровней шума.** Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), он не должен превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 и ГОСТ 12.1.029-80 соответственно. К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок.

**Превышение уровней вибрации.** Возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Для предупреждения вредного влияния на здоровье человека на рабочем месте виброускорение не должно превышать  $0,4 \text{ м/с}^2$  для 12 часового рабочего дня в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования».

**Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.** Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные (респираторы, противогазы) и

коллективные средства защиты (вентиляция). При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ (респираторы, очки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности».

Наиболее распространенные газы, с которыми сталкиваются рабочие при строительстве скважин, и их ПДК следующие: метан  $\text{CH}_4$  – 300 мг/м<sup>3</sup>; нефть – 10 мг/м<sup>3</sup>; сероводород  $\text{H}_2\text{S}$  в присутствии углеводородов ( $\text{C}_1$ – $\text{C}_5$ ) – 3 мг/м<sup>3</sup>; сернистый газ ( $\text{SO}_2$ ) – 10 мг/м<sup>3</sup>; оксид углерода ( $\text{CO}$ ) – 20 мг/м<sup>3</sup> [31].

**Недостаточная освещенность рабочей зоны.** Носит преимущественно организационный характер. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [25]. Нормы освещенности на рабочих местах также устанавливаются «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [32]. Они должны иметь следующие значения (не менее): роторный стол – 100 лк; путь движения талевого блока – 30 лк; помещения вышечного и насосного блоков, превенторная установка – 75 лк; лестницы, марши, сходы, приемный мост – 10 лк.

### **Опасные производственные факторы**

**Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.** Возникает при большинстве выполняемых технологических операций при не выполнении требований безопасности, а также в случае возникновения неисправности.

Для устранения причин необходимо все работы проводить согласно «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [32].

Кроме того, необходимо:

- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;



– весь рабочий персонал должен быть обеспечен СИЗ (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.) согласно нормам.

В качестве коллективных средств защиты предусматриваются различные оградительные, предохранительные и тормозные устройства.

**Электрический ток.** Проявление фактора возможно при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

– проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [33], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [34];

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

– применение защитного заземления буровой установки;

– применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

– допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже 4.

**Пожаро- и взрывоопасность.** **Пожары** – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями; в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит, согласно постановлению правительства Российской Федерации «О противопожарном режиме» (с изменениями на 21 марта 2017 года) [35], 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.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой согласно РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» [29]. Расчет молниезащиты буровой приведен в приложении П.

**Взрывы** – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- исключить наличие источников возгорания;
- исключить достижение нижнего предела взрываемости (НПВ)

веществами, способными образовывать такие пределы. Для нормирования могут применяться расчетные величины НПВ, который может измеряться как в объемных долях, так и в мг/м<sup>3</sup>. Согласно расчетным данным НПВ

попутного нефтяного газа в зависимости от его состава и условий может варьироваться от 2,26 до 4,56 об. % [36];

– согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [32] все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторократное давление. Также должны быть установлены контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики), защитная аппаратура и таблички, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд.

**Расположение рабочего места на значительной высоте.** Возникает в процессе вышко-монтажных работ и спуско-подъемных операций. Предупреждение падений верхового рабочего достигается использованием страховочного троса и оборудованием рабочего места перильным ограждением высотой не менее 1 м. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов), ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м [32].

## **5.2 Экологическая безопасность**

### **5.2.1 Анализ возможного влияния процессов, сопровождающих строительство скважины, на окружающую среду**

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

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в приложении Р в таблице Р.1.

### **5.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды**

Охрана окружающей среды при строительном-монтажных работах. С целью предотвращения чрезмерного загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод на основании СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных

и газовых скважин» [38] необходимо установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку. Так для выбранной буровой установки отводимые земли составляют 2,1 га.

Охрана окружающей среды при бурении и креплении скважины. На данном этапе должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое»;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять спец. транспортом (цементовозы, смесительные машины) [39];

- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;

- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар [32].

- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения межпластовых перетоков;

- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 100 метров. [40].

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

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и шлама на весь период строительства скважины;

- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях.

Охрана недр. Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно ГОСТ 17.5.3.04-83. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- удаление строительного мусора, нефтепродуктов и материалов, применяемых при бурении, в установленном порядке;
- засыпка резервуаров и планировка поверхности;
- выполнение мелиоративных и противоэрозионных работ;
- покрытие поверхности плодородным слоем почвы.

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### **5.3.1 Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин**

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

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

В результате всех вышеперечисленных причин возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

### 5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при строительстве скважин

Основное устьевое оборудование для ликвидации ГНВП – превенторная установка [32].

При вскрытии и прохождении интервалов возможных ГНВП и дальнейшем бурении до их перекрытия очередной колонной один раз в сутки производится проверка исправности противовыбросового оборудования с регистрацией в журнале.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

При вскрытии и бурении скважины в интервале продуктивных горизонтов (интервалах возможных ГНВП) на ведущей трубе должен быть установлен шаровой кран. Один шаровой кран и один обратный клапан, с соответствующими инструменту резьбами (переводниками), должны находиться на штатном месте (возле подсвечника) в открытом состоянии и окрашены в красный цвет. Вскрытие продуктивного горизонта должно осуществляться на буровом растворе в соответствии по параметрам и качеству, указанными в проекте на строительство скважины, со своевременным проведением контроля его газонасыщенности.

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы);
- оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- действовать в соответствии с планом ликвидации аварии [41].

Ликвидация ГНВП проходит в два этапа:

- вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
- глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

В случае если предотвратить ГНВП не представляется возможным, и оно переходит в открытое фонтанирование, работы по ликвидации открытых фонтанов осуществляются противofонтанной службой (противofонтанной военизированной частью) [32].

## **5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Строительство скважин является достаточно специфичным видом деятельности и имеет такие особенности как вахтовый метод работы и определенные ограничения на список допущенных к работе лиц.

Так глава 47 трудового кодекса Российской Федерации «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [42] определяет множество аспектов, касающихся бурения скважин. В статье 298. «Ограничения на работы вахтовым методом» говорится, что к работам, выполняемым вахтовым методом, 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. Также эта глава регулирует продолжительность вахты, учет рабочего времени, режим труда и отдыха, гарантии и компенсации.

Согласно постановлению правительства Российской Федерации от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с

вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин» [43] в состав буровых бригад не могут включаться лица женского пола.



## Заключение

В геологической части данной работы представлены географо-экономическая характеристика района работ, условия бурения, газонефтеводоносность, возможные осложнения и геологические исследовательские работы.

В технологической части приведены расчет для профиля и конструкции скважины, цементирования, гидравлической программы промывки, элементов компоновки бурильной колонны. Приведено обоснование способа бурения, оборудования для отбора керна, процессов заканчивания, освоения скважины, выбор буровой установки. Также был произведен выбор породоразрушающего инструмента. Разработан комплекс мероприятий по предупреждению осложнений и аварий в процессе строительства скважины.

В разделе «Социальная ответственность» проработаны вопросы производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях. Также рассмотрены правовые нормы законодательства.

В разделе «Финансовый менеджмент» отражена организационная структура организации, специализирующейся на бурении, составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт экономической эффективности мероприятий по повышению ТЭП, сметной стоимости бурения и крепления скважины.

В специальной части дипломного проекта приведены результаты исследования влияния дисперсионной среды на устойчивость эластомеров винтовых забойных двигателей.

## Список публикаций студента

1. Чернев, С.С. Исследование влияния дисперсионной среды и химических реагентов бурового раствора на устойчивость эластомеров винтовых забойных двигателей / С.С. Чернев, М.И. Губарев, А.В. Епихин // Тезисы конференции, 71-я международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2017» / РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – Москва, 2017. – С. 407.

## Список использованных источников

1. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000-679 с.
2. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
3. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
4. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. — 428 с.
5. 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.
6. 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.
7. А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
8. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000-670 с.
9. Балденко, Д.Ф. Новая серия ВЗД для горизонтального бурения / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ. 1995. № 10-11. С. 23-25.

10. Балденко, Д.Ф., Балденко Ф.Д., Шмидт А.П. Винтовые забойные двигатели: Новые конструкции и способы управления / М.: Нефтяное хозяйство. 1997. № 1. С. 13-17.
11. Новое поколение винтовых забойных двигателей Пермского филиала ВНИИБТ / Ю.А. Коротаев, М.Г. Бобров, С.Г. Трапезников и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. № 9. С. 7-11.
12. Кочнев, А.М., Кочнева Б.В. Обзор информации по забойным двигателям / М.: Нефтяное хозяйство. 1979. № 8. С. 59-61.
13. Кочнев А.М., Голдобин В.Б. Разработка гаммы винтовых забойных двигателей и результаты их применения при бурении и капитальном ремонте скважин / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. № 6-7. С. 2-6.
14. Балденко Д.Ф. Кочнев А.М. Винтовые забойные двигатели. Разработка лаборатории конструирования технических средств для научных и стендовых испытаний / М.: Нефтяное хозяйство. 1993. № 1. С. 26-27.
15. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д. Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели / М.: Недра. 1999. С. 374.
16. Сибирская Сервисная Компания [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.sibserv.com/about/info/> (дата обращения: 14.05.2017).
17. 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](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 16.05.2017).
18. 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](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).

19. 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).

20. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

21. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

22. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

23. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.

24. 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.

25. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

26. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

27. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях

28. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

29. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

30. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.

31. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
32. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".
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. Постановление Правительства Российской Федерации №390 от 25.04.2012 «О противопожарном режиме».
36. О.А. Зуева Концентрационные пределы горения попутных нефтяных газов//Вестник ПНИПУ. Аэрокосмическая техника – 2014. – №37. – С. 140 – 153.
37. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».
38. СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин».
39. Постановление Правительства РФ от 15.04.2011 N 272 «Об утверждении Правил перевозок грузов автомобильным транспортом».
40. РД 08-492-02 «Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».
41. Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М. Открытые фонтаны и борьба с ними: Справочник. — М.: Недра, 1991. — 189 с.: ил.
42. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003). 3. Указ Президента РФ от 10 апреля 1994 г. № 1200.

43. 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».

## Приложение А

### Географо-экономическая характеристика района работ

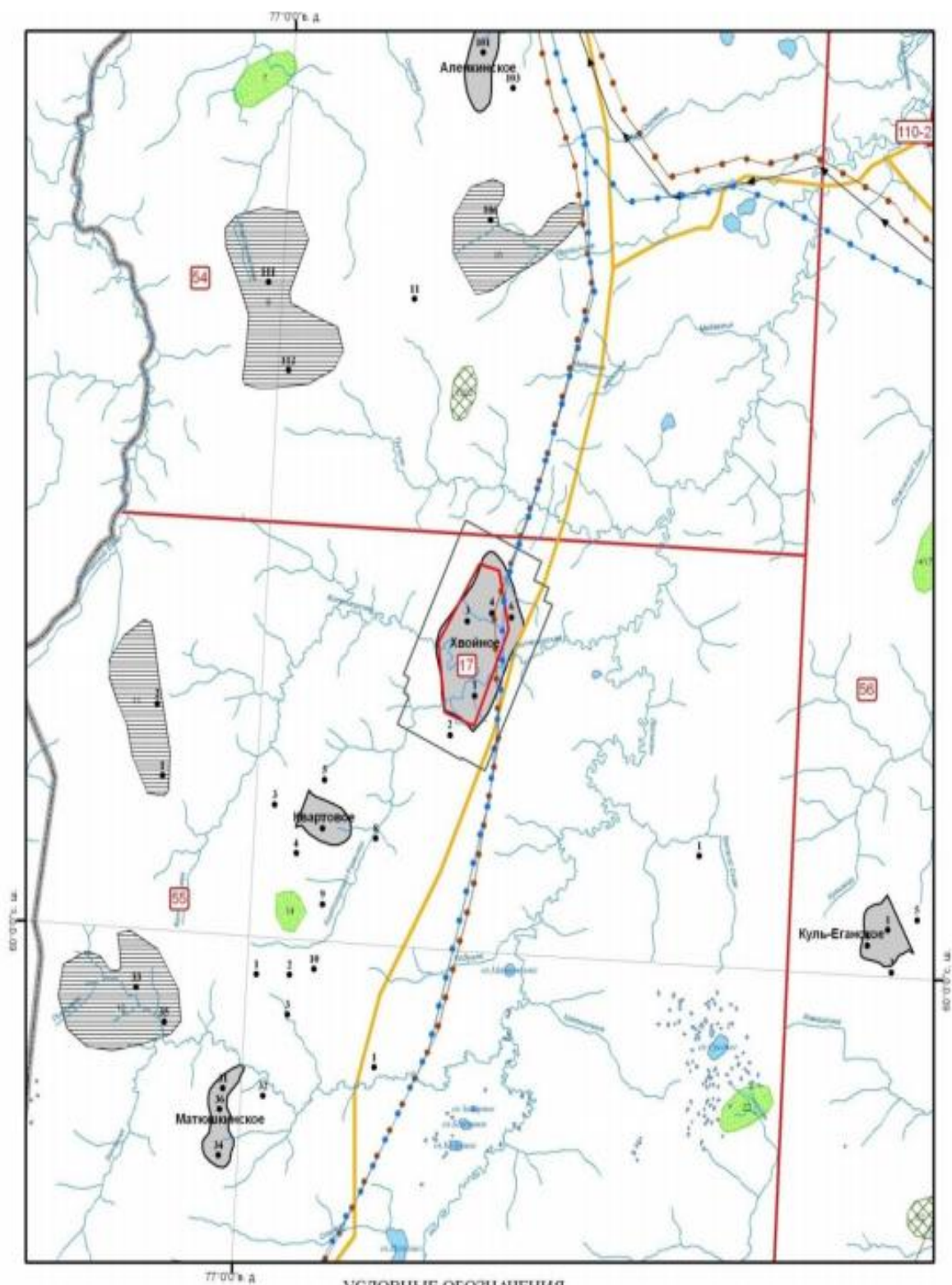
Таблица А.1 – Географическая характеристика района работ

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Хвойное
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Александровский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-2 +34,4 -47,2
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	-
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	-
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая



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

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	-
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	скоростными теплоходами автомобильный транспорт
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Александровский (45 км) Каргасок (260 км) Томск (1050 км)



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- |                              |                        |   |
|------------------------------|------------------------|---|
| Контур лицензионного участка | Пути сообщения         | Нефтеперспективные структуры  |
| Скважины глубокого бурения   | Автодорога с покрытием | Выявленные  |
| Площадь работ 3D             | Нефтепровод            | Выявленные по данным сейсморазведки   |
| Месторождения углеводородов  | Газопровод             | Выявленные из бурения с отрицательным результатом по геологическим причинам |
| Нефтяные                     | Линии электропередач   | Гидрография   |
|                              | Реки                   | Озеро   |

Масштаб 1:300 000

Рисунок А.1 – Обзорная карта района работ

## Приложение Б

### Геологические условия бурения

Таблица Б.1 – Проектный стратиграфический разрез

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения)		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	30	четвертичная система	Q	0		2,50
30	250	некрасовская серия	P <sub>3</sub> nk	0		1,30
250	420	чеганская свита	P <sub>3</sub> chg	0		1,30
420	530	люлинворская свита	P <sub>2</sub> ll	0		1,20
530	680	талицкая свита	P <sub>1</sub> tl	0		1,20
680	850	ганькинская свита	K <sub>2</sub> gn	0		1,20
850	1015	березовская свита	K <sub>2</sub> br	0		1,20
1015	1030	кузнецовская свита	K <sub>2</sub> kz	0		1,20
1030	1790	покурская свита	K <sub>1-2</sub> pk	0-1		1,20
1790	1820	алымская свита	K <sub>1</sub> al	0-1		1,15
1820	2230	вартовская свита	K <sub>1</sub> vrt	0-1		1,15
2230	2340	тарская свита	K <sub>1</sub> tr	1		1,15
2340	2675	куломзинская свита	K <sub>1</sub> klm	1		1,15
2675	2690	баженовская + георгиевская свита	J <sub>3</sub> bg + J <sub>3</sub> gr	1		1,15
2690	2790	васюганская свита	J <sub>2-3</sub> vs	1		1,15
2790	3080	тюменская	J <sub>2</sub> tm	1-2		1,15

Продолжение таблицы Б.1

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения)		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
3080	3140	салатская свита	J <sub>1</sub> slt	1-2		1,15
3140	3150	тогурская свита	J <sub>1</sub> tg	1-2		1,15
3150	3200	палеозой	Pz	3		1,10

Таблица Б.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	30	Серые суглинки, желтовато-серые кварцевые пески, глины, торфяники с обломками лигнитизированной древесины.
P <sub>3</sub> nk	30	250	Пески светло-серые, алевроиты, глины.
P <sub>3</sub> chg	250	420	Глины зеленовато-серые слюдистые с прослоями алевроитов и конкрециями сидеритов.
P <sub>2</sub> II	420	530	Опоки, опокovidные глины, диатомиты и диатомовые глины с присыпками и одиночными прослоями алевроитов.
P <sub>1</sub> tl	530	680	Глины темно-серые слюдистые, с линзовидными включениями или прослойками алевроитов и кварцевого песка. Глины темно-серые до черных, плотные.
K <sub>2</sub> gn	680	850	Глины серые и зеленовато-серые, с прослоями алевроитов и мергелей.
K <sub>2</sub> br	850	1015	Серые, слабо-алевритистые глины опокovidные с включениями алевроитового материала и глауконита. Голубовато-серые опокovidные глины.

Продолжение таблицы Б.2

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
K <sub>2</sub> kz	1015	1030	Серые, темно-серые, пластичные глины с редкими прослоями алевролитов.
K <sub>1,2</sub> pk	1030	1790	Серые, зеленовато-серые пески, алевролиты рыхлые с маломощными прослоями алевролитистых глин и сероцветных известняков.
K <sub>1</sub> al	1790	1820	Переслаивание песков серых, алевролитов и глин зеленовато-серых слюдистых. Аргиллито-подобные глины серые, темно-серые, с редкими прослоями алевролитов. Встречается глауконит.
K <sub>1</sub> vrt	1820	2230	Переслаивание песков и алевролитов светло-серых, иногда глинистых с глинами темно-серыми, плотными аргиллитоподобными.
K <sub>1</sub> tr	2230	2340	Переслаивание песчаников и песков с прослоями глин и глинистых алевролитов, редкие прослои известняков.
K <sub>1</sub> klm	2340	2675	Растительный детрит. Аргиллиты слабо-алевролитистые, слюдистые серые с линзами и маломощными прослоями глинистых известняков.
J <sub>3</sub> bg + J <sub>3</sub> gr	2675	2690	Аргиллиты темно-серые, алевролитистые, с прослоями буровато-серых известняков и мергелей.
J <sub>2-3</sub> vs	2690	2790	Аргиллиты темно-серые, черные пиритизированные, битуминозные.
J <sub>2</sub> tm	2790	3080	Песчаники светло-серые, среднезернистые, аргиллиты и алевролиты.
J <sub>1</sub> slt	3080	3140	Аргиллиты, песчаники и алевролиты.
J <sub>1</sub> tg	3140	3150	Аргиллиты, песчаники среднезернистые и алевролиты.
Pz	3150	3200	Эффузивы, известняки и терригенные породы.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Абразивность	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Категория породы промышленной классификации (мягкая, средняя и твердая)
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	30	пески	1,9	30	1500	10	10	-	мягкая
			глины	2,2	10	0	100	4	10	мягкая
P <sub>3</sub> nk	30	250	глины	2,2	10	0	100	4	10	мягкая
			пески	1,9	30	200	20	10	-	мягкая
			алевриты	2,0	17	10	35	10	-	мягкая
P <sub>3</sub> chg	250	420	глины	2,4	10	0	100	4	10	мягкая
			алевриты	2,0	20	20	35	10	-	мягкая
P <sub>2</sub> ll	420	530	глины	2,2	10	0	100	4	10	мягкая
			алевролиты	2,1	15	5	50	10	-	мягкая
P <sub>1</sub> tl	530	680	глины	2,2	10	0	100	4	10	мягкая
			алевролиты	2,1	15	20	50	10	-	мягкая
K <sub>2</sub> gn	680	850	глины	2,2	10	0	100	4	10	мягкая
			алевролиты	2,1	20	15	50	10	-	мягкая
K <sub>2</sub> br	850	1015	глины	2,3	10	0	100	4	10	мс
			алевролиты	2,2	15	15	40	10	10	мс
K <sub>2</sub> kz	1015	1030	глины	2,4	10	0	100	4	10	мс
			алевролиты	2,2	15	15	40	10	10	мс

Продолжение таблицы Б.3

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Абразивность	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Категория породы промышленной классификации (мягкая, средняя и твердая)
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K1-2 pk	1030	1790	глины	2,4	15	0	100	4	10	мс
			песчаники	2,1	20	500	20	10	15	мс
			алевролиты	2,2	20	50	20	6	20	мс
K1 al	1790	1820	глины	2,4	15	0	100	4	15	мс
			песчаники	2,1	25	25	20	10	20	мс
			алевролиты	2,2	20	50	20	6	20	мс
K1 vrt	1820	2230	песчаники	2,2	30	20	20	10	20	средняя
			алевролиты	2,2	20	15	20	6	20	средняя
			глины	2,4	5	0	100	4	15	средняя
K1 tr	2230	2340	песчаники	2,2	22	20	20	10	20	средняя
			алевролиты	2,2	20	15	20	6	20	средняя
			аргиллиты	2,4	10	0	100	6	15	средняя
K1 klm	2340	2675	аргиллиты	2,4	17	0	100	6	15	средняя
			алевролиты	2,3	20	15	15	6	20	средняя
			песчаники	2,2	24	10	20	10	20	средняя
J3 bg + J3 gr	2675	2690	аргиллиты	2,5	16	5	100	6	50	средняя

Продолжение таблицы Б.3

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Абразивность	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Категория породы промысловой классификации (мягкая, средняя и твердая)
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
J2-3 vs	2690	2790	песчаники	2,3	18	15	20	10	100	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	6	20	средняя
			аргиллиты	2,4	16	0	100	6	50	средняя
J2 tm	2790	3080	песчаники	2,3	18	15	20	10	100	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	6	20	средняя
			аргиллиты	2,45	16	0	100	6	50	средняя
J1 slt	3080	3140	песчаники	2,3	18	15	20	10	100	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	6	20	средняя
			аргиллиты	2,45	16	0	100	6	50	средняя
J1 tg	3140	3150	песчаники	2,3	18	15	20	10	100	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	6	20	средняя
			аргиллиты	2,45	16	0	100	6	50	средняя
Pz	3150	3200	известняки	2,65	0,1-16	2	20	4	170	твердые



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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			Пластового, кгс/см <sup>2</sup> на м		Порового, кгс/см <sup>2</sup> на м		Гидроразрыва, кгс/см <sup>2</sup> на м		Горного, кгс/см <sup>2</sup> на 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	30	0,000	0,100	0,000	0,100	0,000	0,200	0,000	0,220	5
P <sub>3</sub> nk	30	250	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	10
P <sub>3</sub> chg	250	420	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	14
P <sub>2</sub> ll	420	530	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	19
P <sub>1</sub> tl	530	680	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	23
K <sub>2</sub> gn	680	850	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	28
K <sub>2</sub> br	850	1015	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	32
K <sub>2</sub> kz	1015	1030	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	32
K <sub>1-2</sub> pk	1030	1790	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,220	0,220	57
K <sub>1</sub> al	1790	1820	0,100	0,100	0,100	0,100	0,165	0,165	0,220	0,220	60
K <sub>1</sub> vrt	1820	2230	0,100	0,100	0,100	0,100	0,165	0,165	0,220	0,220	79

Продолжение таблицы Б.4

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			Пластового, кгс/см <sup>2</sup> на м		Порового, кгс/см <sup>2</sup> на м		Гидроразрыва, кгс/см <sup>2</sup> на м		Горного, кгс/см <sup>2</sup> на м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
K1 tr	2230	2340	0,100	0,100	0,100	0,100	0,165	0,165	0,220	0,220	83
K1 klm	2340	2675	0,102	0,102	0,100	0,102	0,165	0,165	0,220	0,220	92
J3 bg + J3 gr	2675	2690	0,102	0,102	0,102	0,125	0,160	0,160	0,220	0,220	93
J2-3 vs	2690	2790	0,102	0,102	0,125	0,125	0,160	0,160	0,220	0,230	98
J2 tm	2790	3080	0,102	0,102	0,125	0,125	0,160	0,160	0,230	0,230	101
J1 slt	3080	3140	0,105	0,105	0,125	0,130	0,160	0,160	0,230	0,230	102
J1 tg	3140	3150	0,105	0,105	0,130	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	103
Pz	3150	3200	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	110

**Приложение В**  
**Нефтегазоводоносность по разрезу скважины**

Таблица В.1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфи- ческого подразделе- ния	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Нефтеносность</b>							
J <sub>3</sub> Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2690	2705	поровый	0,700	200	73,5	-
J <sub>3</sub> Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>	2725	2735	поровый	0,650	200	73,5	-
J <sub>2</sub> Ю <sub>3</sub>	2830	2840	поровый	0,650	200	73,5	-
J <sub>1</sub> Ю <sub>15</sub>	3090	3110	поровый	0,650	200	73,5	-
Pz	3150	3170	трещинный	0,600	200	73,5	-
<b>Водоносность</b>							
Q-P <sub>3</sub>	0	250	поровый	1,00	-	-	Да. Хим. состав (преобладающий): HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> - 0 мг-экв/л, Na <sup>+</sup> - 0 мг-экв/л

Продолжение таблицы В.1

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
P <sub>3</sub> chg	250	420	поровый	1,00	-	-	Нет. Хим. состав (преобладающий): HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> - 95 мг-экв/л, Mg <sup>2+</sup> - 48 мг-экв/л
K <sub>2</sub> br	850	1015	поровый	1,00	-	-	Нет. Хим. состав (преобладающий): HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> - 0 мг-экв/л, Na <sup>+</sup> - 0 мг-экв/л
K <sub>1-2</sub>	1030	1790	поровый	1,01	200	-	Нет. Хим. состав (преобладающий): Cl <sup>-</sup> - 318 мг- экв/л, Na <sup>+</sup> - 211,7 мг-экв/л
K <sub>1</sub>	1820	2675	поровый	1,01	10	-	Нет. Хим. состав (преобладающий): Cl <sup>-</sup> - 564,6 мг-экв/л, Na <sup>+</sup> - 457,2 мг-экв/л
J <sub>3</sub> -J <sub>2</sub>	2675	3080	поровый	1,01	10	-	Нет. Хим. состав (преобладающий): Cl <sup>-</sup> - 472,8 мг-экв/л, Na <sup>+</sup> - 455,7 мг-экв/л

Продолжение таблицы В.1

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
J1-2-J1	3080	3150	поровый	1,01	10	-	Нет. Хим. состав (преобладающий): Cl <sup>-</sup> - 467,1 мг-экв/л, Na <sup>+</sup> - 452,9 мг-экв/л
Pz	3150	3200	трещинный	1,01	10	-	Нет. Хим. состав (преобладающий): Cl <sup>-</sup> - 165 мг- экв/л, Na <sup>+</sup> - 158,6 мг-экв/л

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов

Разрез представлен 5 нефтеносными и 8 водоносными пластами. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 250 метров для эксплуатации водоносного горизонта 0-250 м.

## Приложение Г

### Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица Г.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Q-K <sub>2</sub>	0	1030	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% сверх гидростатического давления.
Q-K <sub>2</sub>	0	1030	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоблюдение технологической скорости бурения, уменьшение плотности и повышение водоотдачи промывочной жидкости.
Q-K <sub>2</sub>	0	1030	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
Q-K <sub>2</sub>	0	1030	Кавернообразование и сужение ствола скважины	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора.
K <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>	1010	2230	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоблюдение технологической скорости бурения, уменьшение плотности и повышение водоотдачи промывочной жидкости.

Продолжение таблицы Г.1

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
K <sub>1-2</sub>	1030	1790	Нефтеводопроявление	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурового инструмента.
K <sub>2</sub> -K <sub>1-2</sub>	1030	1790	Кавернообразование и сужение ствола скважины	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора.
K <sub>1-2</sub> -K <sub>1</sub>	1030	2230	Прихватопасные зоны	Несоблюдение параметров раствора при выработке желобов и развития зон сужения ствола скважины.
K <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>	1030	2230	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% сверх гидростатического давления.
K <sub>1</sub>	1790	2675	Нефтеводопроявление	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурового инструмента.
K <sub>1-2</sub> -J <sub>2</sub>	1790	3080	Кавернообразование и сужение ствола скважины	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора.

Продолжение таблицы Г.1

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
K <sub>1</sub> -J <sub>2</sub>	2230	3080	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоблюдение технологической скорости бурения, уменьшение плотности и повышение водоотдачи промывочной жидкости.
K <sub>1</sub> -J <sub>2</sub>	2230	3080	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения. Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.
J <sub>3</sub> -Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2690	2705	Нефтеводопроявление	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурового инструмента.
J <sub>3</sub> -Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>	2725	2735	Нефтеводопроявление	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурового инструмента.
J <sub>2</sub> -Ю <sub>3</sub>	2830	2840	Нефтеводопроявление	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурового инструмента.



Продолжение таблицы Г.1

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
J <sub>2</sub> -Pz	3080	3300	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоблюдение технологической скорости бурения, уменьшение плотности и повышение водоотдачи промывочной жидкости.
J <sub>1</sub> -Ю <sub>15</sub>	3090	3110	Нефтеводопроявление	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурового инструмента.
Pz	3150	3170	Нефтеводопроявление	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурового инструмента.
Pz	3150	3200	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% сверх гидростатического давления.

**Приложение Д**  
**Исследовательские работы**

Таблица Д.1 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
Кондуктор				
0	1100	Стандартный зонд, ПС	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	К1А-723-М
50	1100	Кавернометрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. В процессе бурения.	Кедр-80 СКПД
50	1100	Инклинометрия с совместной записью ГК	Группа сложности – 2. В открытом стволе. В процессе бурения.	ГК-ИМА-42
0	1100	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Геотест-5»
0	1100	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	Кедр-АКТ-73Ц
0	1100	Плотностная цементометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ЦМ-8-12
0	1100	Радиоактивный каротаж (ГК, НК-Т)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	РК5-76
Эксплуатационная колонна				
1100	3150	Стандартный каротаж, ПС, ИК	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	К1А-723-М

Продолжение таблицы Д.1

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
1100	3150	Инклинометрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. В процессе бурения.	ИОН — 1
1100	3150	АКШ, резистивиметрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	АКШ-43
1100	3150	ГГК-П	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	СГП-2:
1100	3150	Профилеметрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Кедр-80 СКПД
1100	3150	Радиоактивный каротаж (ГК, НК-Т)	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	РК5-76
1100	3150	ГТИ с геологическим модулем (газовый каротаж)	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Геотест-5»
2690	2705	Отбор керна	Диаметр – 100 мм.	БИТ 215,9/100 В 913 О.02, СКИ – 178/100
2725	2735	Отбор керна	Диаметр – 100 мм.	БИТ 215,9/100 В 913 О.02, СКИ – 178/100
2830	2840	Отбор керна	Диаметр – 100 мм.	БИТ 215,9/100 В 913 О.02, СКИ – 178/100
3090	3110	Отбор керна	Диаметр – 100 мм.	БИТ 215,9/100 В 913 О.02, СКИ – 178/100
0	3150	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	Кедр-АКТ-73Ц

Продолжение таблицы Д.1

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	3150	Плотностная цементометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ЦМ–8-12
0	3150	Радиоактивный каротаж (ГК, НК-Т)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	РК5-76
Хвостовик				
3150	3200	Ядерный магнитный каротаж (ЯМК)	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения	CMR Plus
3150	3200	ГТИ с геологическим модулем (газовый каротаж)	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Геотест-5»
3150	3200	Инклинометрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. В процессе бурения.	ИОН — 1
3150	3200	АКШ, резистивиметрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	АКШ-43
3150	3170	Отбор керна	Диаметр – 80 мм.	БИТ 142,9/80 В 913, СКИ – 127/80
3150	3200	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	Кедр-АКТ-73Ц
3150	3200	Плотностная цементометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ЦМ–8-12

## Приложение Е

### Формулы, используемые в расчете БК на прочность

Длина и число УБТ определяются по формуле (Е.1):

$$l_{\text{УБТ}}^* = \frac{1,25}{q_{\text{УБТ}} \cdot \cos \alpha} \cdot (G - G_{\text{зд}} k_A \cos \alpha - F_{\text{зд}} - G_{\text{КНБК ост}} k_A \cos \alpha), \quad (\text{E.1})$$

В связи с тем, что в результате расчета получается отрицательная величина, делаем вывод о ненужности установки дополнительных УБТ в добавок к уже запроектированным.

Длина колонны бурильных труб определяется по формуле (Е.2):

$$l_{\text{БТ}} = L - l_{\text{КНБК}} - l_{\text{ТБТ}} - l_{\text{яс}}, \quad (\text{E.2})$$

Сила тяжести бурильных труб определяется по формуле (Е.3):

$$G_{\text{БТ}} = q_{\text{БТ}} l_{\text{БТ}}, \quad (\text{E.3})$$

Забойное давление в нижнем сечении бурильных труб определяется по формуле (Е.4):

$$p_{\text{заб}} = \rho g (L - l_{\text{КНБК}} \cos \alpha), \quad (\text{E.4})$$

Выталкивающая сила, действующая на бурильные трубы в продольном направлении, определяется по формуле (Е.5):

$$F_A = p_{\text{заб}} F, \quad (\text{E.5})$$

Коэффициенты трения при поступательном движении труб:

- в открытом стволе  $f_3 = 0,4$ ;
- внутри обсадной колонны  $f_2 = 0,2$ .

Сила трения КНБК о стенку скважины и продольное усилие в нижнем сечении бурильных труб определяются по формулам (Е.6) и (Е.7):

$$F_{\text{тр.КНБК}} = f_3 (G_{\text{КНБК}} + G_{\text{ВЗД}}) k_A \sin \alpha_2, \quad (\text{E.6})$$

$$N(l_{\text{БТ}}) = (G_{\text{КНБК}} + G_{\text{ВЗД}}) k_A \cos \alpha_1 + F_{\text{тр.КНБК}} + F_{\text{зд}} - F_A, \quad (\text{E.7})$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на участке стабилизации, определяется по формуле (Е.8):

$$F_{\text{пз}} = (q(l_{\text{III}} - l_{\text{КНБК}} - l_{\text{ТБТ,яс}}) + G_{\text{КНБК}} + G_{\text{зд}} + G_{\text{ТБТ,яс}}) k_A \sin \alpha, \quad (\text{E.8})$$

Суммарная сила трения на участке стабилизации определяется по формуле (E.9):

$$F_{\text{тр3}} = f_3 F_{\text{п3}}, \quad (E.9)$$

Продольное усилие в начале участка стабилизации определяется по формуле (E.10):

$$N_3 = N(l_{\text{от}}) + (q(L_{\text{III}} - l_{\text{КНБК}} - l_{\text{ТБТ,Яс}}) + G_{\text{ТБТ,Яс}}) \cos\alpha + F_{\text{тр3}} - F_{\text{тр.КНБК}}, \quad (E.10)$$

Поперечная прижимающая сила на участке искривления профиля определяется по формуле (E.11):

$$F_{\text{п2}} = qR_1(2(1 - \cos\alpha) - \alpha \sin\alpha) - N_3 \alpha, \quad (E.11)$$

Отрицательное значение говорит о том, что колонна прижимается к верхней стенке скважины.

Сила трения на участке искривления определяется по формуле (E.12):

$$F_{\text{тр2}} = f_2 |F_{\text{п2}}|, \quad (E.12)$$

Продольное усилие в сечении изгиба определяется по формуле (E.13):

$$N(H) = N_3 + qh + F_{\text{тр2}}, \quad (E.13)$$

Суммарное продольное усилие от веса бурильной колонны в жидкости определяется по формуле (E.14):

$$G_{\text{БК}} = \left( (G_{\text{взд}} + G_{\text{КНБК}}) \cos\alpha + q(L - L_{\text{КНБК}} \cos\alpha) \right) k_A, \quad (E.14)$$

Суммарная сила трения на невертикальных участках профиля определяется по формуле (E.15):

$$F_{\text{тр}} = F_{\text{тр2}} + F_{\text{тр3}}, \quad (E.15)$$

Продольное усилие в верхнем сечении колонны по формуле (E.16):

$$N(0) = N(H) + qH, \quad (E.16)$$

Изгибающий момент определяется по формуле (E.17):

$$M_{\text{и}} = \frac{EI}{R_1}, \quad (E.17)$$

Напряжение изгиба определяется по формуле (E.18):

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{M_{\text{и}}}{W} = \frac{ED}{2R_1}, \quad (E.18)$$

Нормальное напряжение:

– в сечении изгиба определяется по формуле (E.19):

$$\sigma(H) = \frac{N(H)}{F} + \sigma_{и}, \quad (E.19)$$

– в верхнем сечении определяется по формуле (E.20):

$$\sigma(0) = \frac{N(0)}{F}, \quad (E.20)$$

Наиболее опасным сечением является то, в котором нормальные напряжения достигают максимальной величины. В данном случае они наблюдаются в сечении изгиба.

Коэффициент запаса статической прочности согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности  $k_{ст} = 1,4$ .

Требуемый предел текучести материала бурильных труб:

– в сечении изгиба определяется по формуле (E.21):

$$\sigma_T(H) = k_{ст}\sigma(H), \quad (E.21)$$

– в верхнем сечении определяется по формуле (E.22):

$$\sigma_T(0) = k_{ст}\sigma(0), \quad (E.22)$$

Группа прочности материала труб, отвечающая требуемому пределу текучести: E ( $\sigma_T = 517$  МПа, фактический  $k_{ст} = 1,46$ ) [4].

Предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате с учетом коэффициента охвата  $C = 0,9$  определяется по формуле (E.23):

$$Q_{ТК}^C = Q_{ТК} \cdot C \cdot F, \quad (E.23)$$

Наибольшая длина спуска КБТ в клиновом захвате с учетом коэффициента запаса  $n = 1,15$  определяется по формуле (E.24):

$$l_{к1} = \frac{Q_{ТК}^C - G_{КНБК}}{q \cdot k_A}, \quad (E.24)$$

Полученная величина больше длины принятой колонны бурильных труб, соответственно трубы данной прочности допускается использовать.

Максимальная длина секции бурильных труб определяется по формуле (E.25):

$$l_{бк} = \frac{\frac{\sigma_T \cdot F}{n \cdot k_T} - K \cdot G_{КНБК} - \Delta P \cdot F_{п}}{K \cdot q \cdot k_A}, \quad (E.25)$$

## Приложение Ж

### Проектирование процессов испытания и освоения

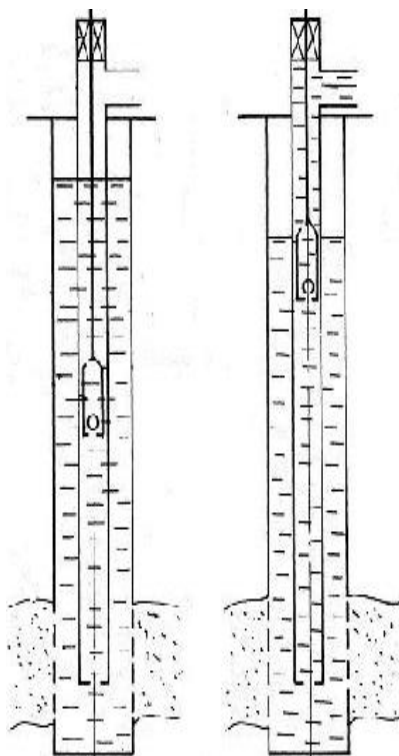


Рисунок Ж.1 – Процесс свабирования скважины

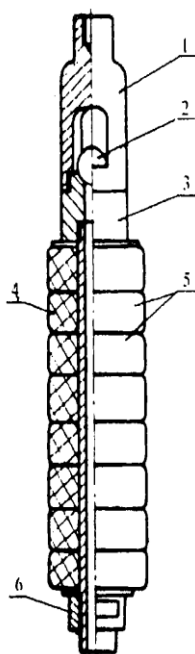


Рисунок Ж.2 – Конструкция сваба: 1 – клапанная сетка, 2 – шариковый клапан, 3 – седло клапана, 4 – полый стержень, 5 – прорезиненные манжеты, 6 – гайка



## **Приложение И**

### **Методика проведения экспериментов**

#### **Средства и материалы для проведения экспериментов**

Для проведения экспериментов образцы изготавливались в форме цилиндров диаметром до 43 мм и толщиной до 11,5 мм. Условия износа создавались в специальном цилиндрическом стакане, конструкция которого позволяет зафиксировать неподвижно образец (рисунок И.1). После установки и фиксации образца стакане наполнялся дисперсионной средой бурового раствора. Для данного исследования в качестве дисперсионных сред были выбраны: дизельное топливо и насыщенный солевой раствор (в качестве соли использовалась NaCl с концентрацией 30 г/100 мл). Выбор обусловлен опытом предыдущих исследований, в которых было зафиксировано, что в дизельном топливе наблюдается размягчение резины ИРП-1226, а в соляном растворе образец теряет свои упругие свойства.

Абразивное воздействие на образец создавалось с помощью специального инструмента с режущим профилем размером 2x25 мм (рисунок И.2). Выбор инструмента сделан с целью ускорения процесса эксперимента до полного износа образца. В качестве привода экспериментального стенда был использован вертикальный сверлильный станок. Частота вращения была постоянной для всех экспериментов и равна 180 об/минуту. Нагрузка на инструмент создавалась с помощью навески грузов на штурвал станка. Исследования были проведены для 5 значений навески грузов: 1, 2, 3, 4 и 5 кг. Длительность эксперимента варьировалась по времени износа образца, но не более 25 минут.

#### **Порядок проведения экспериментов**

1. Приготовление необходимого количества раствора для проведения эксперимента.
2. Установка образца и закрепление его в стакане.
3. Закрепление стакана с исследуемым образцом в тисах.
4. Установка необходимого груза для проведения эксперимента.

5. Включение станка и одновременный запуск секундомера.

6. Остановка времени происходит при полном износе образца эластомера.

Полный износ наступает при появлении характерного звука (трение металла об металл).

# Приложение К

## Организационная структура СФ АО ССК

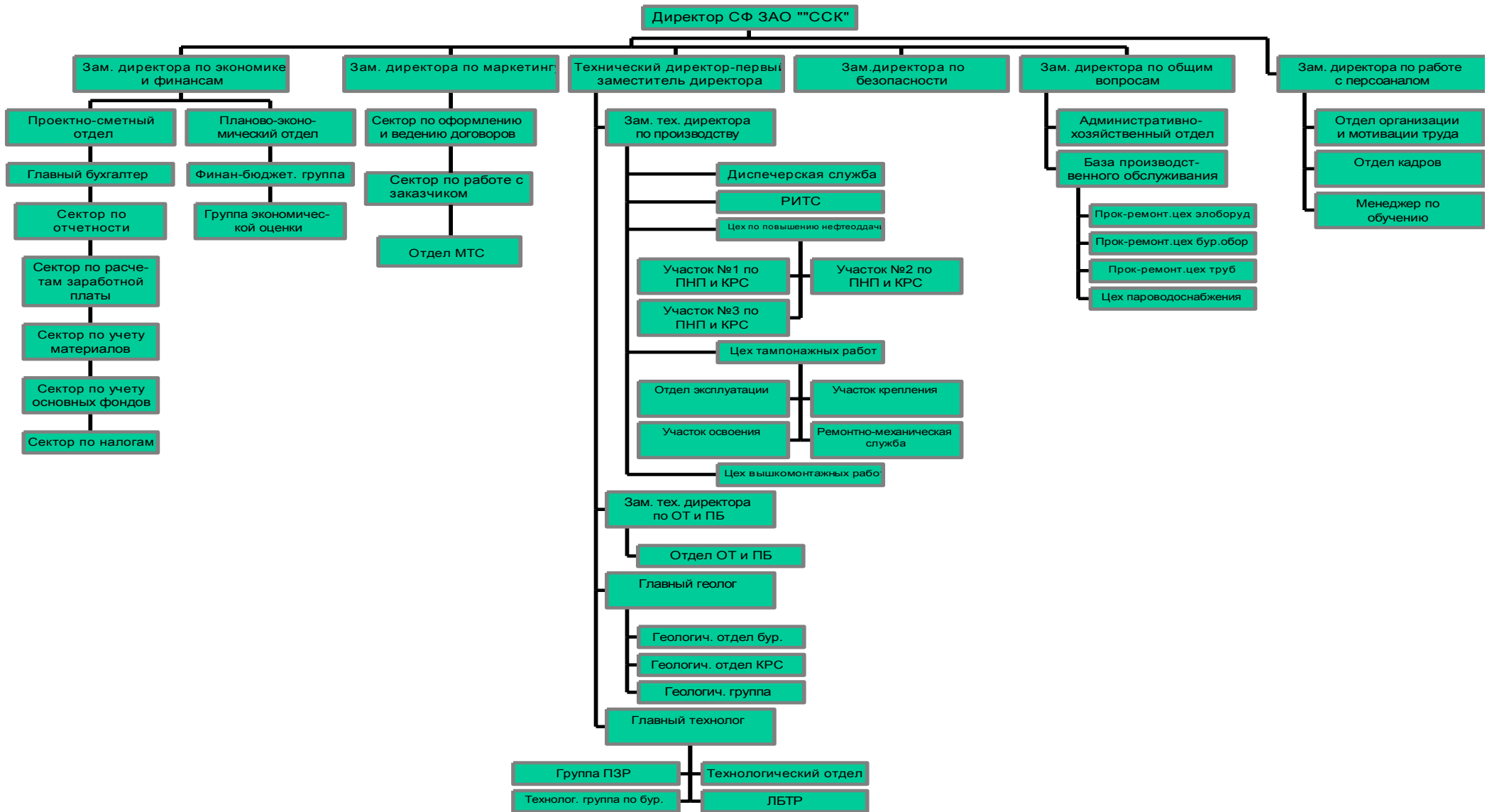


Рисунок К.1 – Организационная структура СФ АО ССК

## Приложение Л

### Нормативная карта

Таблица Л.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, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Вышкомонтажные работы										1080
Подготовительные работы к бурению										96
Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ 393,7 Z1RSJ (М- ЦГВУ)	0	50	350	0,02	50	0,14	1,00	0,12	1,12 0,03 0,13 0,24 0,43 1,13 0,37 23,61 1,43 0,30 28,79
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ 295,3 ВТ 613 УЕС	50	1133	3200	0,03	954	0,30	28,62	3,12	31,74 0,31 5,47 0,24 0,43 0,83 0,60 51,30 5,45 4,80 0,90 101,83
Бурение под отбор керна Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец	БИТ 215,9/100 В 913 О.02	2780	3200	1500	0,09	14	0,01	1,26	8,09	9,35 1,67 0,26 0,24 0,43 0,80 0,20

ПГИ (ЕНВ)										15,37
Ремонтные работы (ЕНВ)										1,58
Смена вахт (ЕНВ)										0,30
Итого:										30,37
Бурение под отбор керна	БИТ 142/80 В 913	3240	3260	1500	0,09	14	0,01	1,26	8,09	9,35
Промывка (ЕНВ)										1,67
Нарращивание (ЕНВ)										0,26
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,80
Установка и вывод УБТ за палец										0,20
ПГИ (ЕНВ)										15,37
Ремонтные работы (ЕНВ)										1,58
Смена вахт (ЕНВ)										0,30
Итого:										30,37
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 ВТ 613 УЕС	1133	3240	3200	0,09	236	0,09	21,24	8,26	29,50
Промывка (ЕНВ)										1,13
Нарращивание (ЕНВ)										1,33
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,47
Установка и вывод УБТ за палец										0,20
Крепление (ЕНВ)										68,40
ПГИ (ЕНВ)										10,10
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,90
Смена вахт (ЕНВ)	1,00									
Итого:										118,53
Бурение под хвостовик	БИТ 142,9 В 613 УЕ.30	3240	3290	2000	0,09	500	0,25	45,00	10,60	55,60
Промывка (ЕНВ)										1,03
Нарращивание (ЕНВ)										2,80
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										3,12
Установка и вывод УБТ за палец										1,35
Крепление (ЕНВ)										55,45
ПГИ (ЕНВ)										12,64
Ремонтные работы (ЕНВ)										7,02
Смена вахт (ЕНВ)	1,20									
Итого:										140,90
Испытание скважины на продуктивность										248,40

## Приложение М

### Сметный расчет на бурение и крепление скважины

Таблица М.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
<b>Затраты, зависящие от времени</b>												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,00	516,60	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	175,60	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,05	6,91	1,19	164,45	4,96	685,40	1,88	259,80
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,35	-	55,91	-	233,04	-	88,33
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4,00	46,40	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	0,05	0,72	1,19	17,14	4,96	71,42	1,88	27,10
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,24	-	5,83	-	24,28	-	9,20
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,00	1011,40	0,05	12,64	1,19	300,90	4,96	1254,19	1,88	475,38
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317,00	4,00	5732,00	0,05	71,65	1,19	1705,27	4,96	7108,68	1,88	2694,04
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4,00	615,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	-	-	-	-	1,19	267,27	4,96	1114,02	1,88	422,25
Прокат ВЗД	сут	19,46	4,00	77,84	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,19	110,26	4,96	459,60	1,88	174,20
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	1,88	453,00
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,90	4,00	35,60	0,27	2,40	2,10	18,69	4,96	44,14	1,88	16,73

Продолжение таблицы М.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,27	2,04	2,10	15,83	4,96	37,40	1,88	14,17
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,27	40,36	2,10	313,9	4,96	741,42	1,88	281,02
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4,00	182,10	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	-	0,27	29,14	2,10	226,65	4,96	535,33	1,88	202,91
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,00	135,68	0,05	1,70	1,19	40,36	8,19	277,80	1,88	63,77
Автомобильный спец транспорт	сут	100,40	4,00	401,60	0,05	5,02	1,19	119,48	8,19	822,28	1,88	188,75
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,00	22,12	0,27	1,49	2,10	11,61	4,96	27,43	1,88	10,39
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,00	677,16	0,05	8,46	1,19	201,45	8,19	1386,49	1,88	318,26
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,40	-	-	17,00	1281,80	22,00	1658,80	-	-	-	-
Сода каустическая	т	875,20	-	-	0,20	175,04	0,20	175,04	0,30	262,56	0,30	262,56
Сода кальцинированная марки	т	183,30	-	-	0,10	18,33	0,10	18,33	0,10	18,33	0,10	18,33
KCl	т	215,60	-	-	-	-	-	-	20,00	4312,00	44,00	9489,40
Unipac HV, Unipac LV	т	983,00	-	-	0,50	491,50	0,50	491,50	0,20	491,50	0,50	491,50
Sintax	т	1054,00	-	-	-	-	-	-	5,00	5270,50	5,00	5270,50
Мраморная крошка (фракции 20, 60, 100)	т	198,60	-	-	10,00	1986,00	10,00	1986,00	10,00	1986,00	15,00	2979,00
Biosin	т	1491	-	-	-	-	0,50	745,60	0,50	745,60	2,00	2982,40
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4,00	1,40	3,20	1,12	6,00	2,10	12,00	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,20	186,80	10,60	176,80	18,00	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,80	558,22	33,30	668,66	36,40	730,90	66,90	1343,35
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				9647,30		4697,40		9506,90		28818,30		28663,60
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>												
БИТ 393,7 Z1RSJ (М-ЦГВУ)	шт	2686,40	-	-	0,14	376,10	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 419 У	шт	4852,70	-	-	-	-	0,30	1455,80	-	-	-	-
БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС.38	шт	5234,40	-	-	-	-	-	-	0,86	4501,58	-	-
БИТ 215,9/100 В 913 О.02	шт	8845,60	-	-	-	-	-	-	0,68	88,46	-	-
БИТ 142,9 В 613 УЕ.30	шт	6971,20	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1742,80
Калибратор 295,3	шт	458,90	-	-	-	-	0,40	183,60	-	-	-	-

Продолжение таблицы М.1

Калибратор 215,9	шт	442,60	-	-	-	-	-	-	0,80	354,10	-	-
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,40	90,34	24,80	121,77	48,60	238,63	60,90	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61
Транспортировка вахт, руб	смена	1268										
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	0	473,05	1767,75	5189,36	2048,43					
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	9647,34	5170,47	11274,64	34007,61	30711,99					
Всего по сметному расчету, руб	172145,5											

Таблица М.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
<b>Затраты, зависящие от времени</b>										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,98	126,57	2,14	276,38	2,85	368,10	2,31	298,34
Социальные отчисления, 30%		-	-	37,97	-	82,91	-	110,42	-	89,50
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,98	11,37	2,14	24,82	2,85	33,10	2,31	26,80
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, экс пл. бурение)	сут	252,86	0,98	247,80	2,14	541,12	2,85	720,65	2,31	584,10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,98	1404,34	2,14	3066,62	2,85	4084,05	2,31	3310,23
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,98	411,01	2,14	897,52	2,85	1195,30	2,31	968,80
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,98	136,11	2,14	297,22	2,85	395,84	2,31	320,84



Продолжение таблицы М.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,98	98,82	2,14	215,80	2,85	287,39	2,31	232,94
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,98	8,72	2,14	19,05	2,85	25,36	2,31	20,56
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	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	165,90	2,14	362,30	2,85	482,48	2,31	391,06
Эксплуатация бульдозера	сут	18,40	0,98	18,03	2,14	39,34	2,85	52,44	2,31	42,50
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,98	33,24	2,14	72,60	2,85	96,67	2,31	78,35
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,40	16,00	131,36	5,00	41,05
Башмак колонный БК-339	шт	85,50	1,00	85,50	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245	шт	65,00	-	-	1,00	65,00	-	-	-	-
Башмак колонный БК-168	шт	45,50	-	-	-	-	1,00	45,50	-	-
Башмак колонный БК-114	шт	32,00	-	-	-	-	-	-	1,00	32,00
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,40	-	-	15,00	381,00	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,70	-	-	-	-	63,00	1178,10	-	-
ЦОКДМ-339	шт	125,60	1,00	125,60	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-245	шт	113,10	-	-	1,00	113,10	-	-	-	-
ЦКОД-168	шт	105,00	-	-	-	-	1,00	105,00	-	-
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,50	1,00	80,50	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15	-	-	1,00	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	30,12	-	-	-	-	1,00	30,12	-	-
ПХН1.114/168	шт	700,00	-	-	-	-	-	-	1,00	700,00
Головка цементировочная ГЦУ-339	шт	3960,00	1,00	3960,00	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320,00	-	-	1,00	3320,00	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	2880,00	-	-	-	-	1,00	2880,00	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	7109,95	10244,79	12539,4	7394,47				
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>										
Обсадные трубы 339х9,5	м	37,21	60,00	2232,60	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	1050,00	29956,50	-	-	-	-
Обсадные трубы 168х8	м	19,96	-	-	-	-	60,00	1197,60	-	-
Обсадные трубы 168х7,3	м	16,47	-	-	-	-	1600,00	26352,00	-	-
Обсадные трубы 168х8,9	м	23,67	-	-	-	-	1500,00	35505,00	-	-

Продолжение таблицы М.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Хвостовик	м	14,26	-	-	-	-	-	-	600,00	8556,00
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	-	-	-	-	14,10	422,30	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100	т	32,00	-	-	-	-	26,50	848,00	-	-
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	729,95	-	-
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	54,80	329,35	-	-
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	1,50	54,60	-	-
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	-	-
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,60	-	-	-	-	1,00	80,60	-	-
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,20	-	-
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	4,00	147,20	-	-
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	-	-	-	-	1,00	40,80	-	-
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16,00	247,84	24,00	371,76	-	-
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,80	652,85	80,40	1508,30	10,50	196,98
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	14,00	525,33	3,00	112,56
Транспортировка вахт, руб						1268,00				
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					113506,30					
Всего по сметному расчету, руб					157146,50					

**Приложение Н**  
**Сводный сметный расчет**

Таблица Н.1 – 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	<b>Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины</b>		
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
	<b>Итого по главе 1</b>	<b>93 656</b>	<b>19 124 555</b>
2	<b>Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования</b>		
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
	<b>Итого по главе 2</b>	<b>204 924</b>	<b>41 845 481</b>
3	<b>Глава 3. Бурение и крепление скважины</b>		
3.1	Бурение скважины	172 146	35 152 114
3.2	Крепление скважины	157 146	32 089 309
	<b>Итого по главе 3</b>	<b>329 292</b>	<b>67 241 423</b>
4	<b>Глава 4. Испытание скважины на продуктивность</b>		
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
	<b>Итого по главе 4</b>	<b>28 989</b>	<b>5 919 554</b>
5	<b>Глава 5. Промыслово-геофизические работы</b>		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	39 373	8 039 854
	<b>Итого по главе 5</b>	<b>39 373</b>	<b>8 039 854</b>

Продолжение таблицы Н.1

6	<b>Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время</b>		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 382
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 438 801
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	<b>Итого по главе 6</b>	<b>58 677</b>	<b>11 981 745</b>
	<b>ИТОГО прямых затрат</b>	<b>754 948</b>	<b>154 160 466</b>
7	<b>Глава 7. Накладные расходы</b>		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	188 737	30 369 612
	<b>Итого по главе 7</b>	<b>188 737</b>	<b>30 369 612</b>
1	2	3	4
8	<b>Глава 8. Плановые накопления</b>		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	75 495	9 226 504
	<b>Итого по главе 8</b>	<b>75 495</b>	<b>9 226 504</b>
	<b>ИТОГО по главам 1-8</b>	<b>1 019 180</b>	<b>193 756 581</b>
9	<b>Глава 9. Прочие работы и затраты</b>		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	249 669	5 153 925
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	44 844	1 026 909
9.3	Северные надбавки, 2,98%	30 372	5 773 946
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Услуги по отбору керн	-	3 150 000
9.6	Транспортировка керн в п. Каргасок	-	11 456
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300
9.9	Транспортировка вахт авто транспортом	-	136 000
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	<b>Итого прочих работ и затрат</b>	<b>392 915</b>	<b>34 457 523</b>
	<b>ИТОГО по гл 1-9</b>	<b>1 412 095</b>	<b>228 214 104</b>
10	<b>Глава 10</b>		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 038	423 979
	<b>Итого по главе 10</b>		

Продолжение таблицы Н.1

12	<b>Глава 12</b>		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	70 608	1 501 839
	<b>Итого по главе 12</b>	<b>70 605</b>	<b>1 501 839</b>
	<b>ИТОГО</b>	<b>1 484 738</b>	<b>229 715 942</b>
	<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>		<b>229 715 942</b>
	НДС		<b>41 348 870</b>
	<b>ВСЕГО с учетом НДС</b>		<b>271 064 812</b>

## Приложение П

### Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Таблица П.1 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия [37]

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель	1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ; 2.Соблюдение нормативов отвода земель; 3.Рекультивация земель.
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и производственными отходами	1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники; 2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Засорение почвы	Вывоз и захоронение
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, использование вырубленной древесины
	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, отстойников
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.

Продолжение таблицы П.1

	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж пробуренных скважин
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологический, гидрогеохимический и инженерно-геологический мониторинг в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок; Выбросы вредных веществ при работе котельных и передвижных электростанций	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия