

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2800 метров на нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Отариди Отари Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018г.

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 <i>современных 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 <i>конкретных результатов</i>
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, <i>повышающих 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»**

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Отариди Отари Николаевичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2800 метров на нефтяном месторождении (Томская область)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томская область), с ожидаемым притоком $Q = 130 \text{ м}^3/\text{сут}$</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>- Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; - Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); - Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор</p>

	гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна; - Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); - Выбор буровой установки. - Специальный вопрос (Технологическая оснастка для центрирования обсадной колонны);
--	---

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
--	--

Раздел	Консультант

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Общая и геологическая часть

2. Технологическая часть

3.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5. Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Отариди Отари Николаевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Инженерная школа природных ресурсов

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

Уровень образования: бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2018 года
--	------------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Геологическая и технологическая части	65
	2. Специальная часть и графические приложения	30
	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	-		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	к.т.н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Отариди Отари Николаевичу

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Отариди Отари Николаевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Отариди Отари Николаевичу

	ИШПР ТПУ		Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2680 метров на газовом месторождении ХМАО
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты. <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, источники, средства защиты. 	<p>1 Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; - превышение уровней шума, превышение уровня вибрации; - тяжесть физического труда; - повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися; - отклонение показателей микроклимата в помещении, - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повешенная запыленность рабочей зоны; - утечки токсических и вредных веществ в рабочую зону. - превышение уровней электромагнитных и ионизирующх излучений; - предлагаемые средства защиты <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); - электрический ток; - статическое электричество; - острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; - пожароопасность;
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны 	<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);

<ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками НТД по охране окружающей среды. 	<ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте - выбор наиболее типичной ЧС: - пожар - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова Ольга Александровна	ассистент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Отариди Отари Николаевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 122 с., 14 рис., 47 табл., 41 литературный источник, 10 приложений.

Ключевые слова: бурение скважин, буровая установка, проектирование скважин, заканчивание скважин, обсадная колонна, технологическая оснастка, центратор.

Объектом работы являются разведочная вертикальная скважина на нефть.

Цель работы – проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2800 метров на Лесмуровском нефтяном месторождении Томской области.

По геолого-геофизическим данным Лесмуровского месторождения составлена географо-экономическая характеристика района работ и нефтеносности в данных геологических условиях.

В работе содержатся данные о технологических параметрах сооружения скважины, процессах бурения и заканчивания скважин, выбранном оборудовании, вопросы охраны окружающей среды и оценка экономической эффективности строительства скважины.

Работа содержит обзор современных условий на рынке технологической оснастки для центрирования обсадной колонны при цементировании.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважин, либо подготовительных работах и техническом сопровождении этих процессов.

Дипломная работа выполнена, опираясь на современные достижения техники и технологии в области строительства нефтяных и газовых скважин.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

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

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- БКП – башмак колонный с пластиковым окончанием;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- ЦЦ2 – центратор цементируемый с П-образной выштамповкой в средней части рессор;
- ЦПН – центратор пружинный неразборный;
- ГЦУ – головка цементирующая универсальная;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

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.

ВВЕДЕНИЕ	13
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	14
1.1 ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ	14
1.2 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ	15
1.3 ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОНЕФТЕВОДОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПЛОЩАДИ)	16
1.4 Зоны возможных осложнений	18
1.5 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ	19
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	19
2.1 ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ (ТРАЕКТОРИИ) СКВАЖИНЫ	19
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	23
2.3. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	24
2.3.1 ВЫБОР СПОСОБА БУРЕНИЯ	24
2.3.2 ВЫБОР ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА	25
2.3.3 РАСЧЁТ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО ПО ИНТЕРВАЛАМ ГОРНЫХ ПОРОД	27
2.3.4 РАСЧЁТ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ДОЛОТА	27
2.3.5 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТИПА ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ	28
2.3.6 ВЫБОР КОМПОНОВКИ И РАСЧЕТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ	29
2.3.7 ОБОСНОВАНИЕ ТИПОВ И КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	30
2.3.8 ВЫБОР ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ПРОГРАММЫ ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ	31
2.3.9 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И РЕЖИМЫ БУРЕНИЯ ПРИ ОТБОРЕ КЕРНА	32
2.4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН	32
2.4.1 РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН	32
2.4.1.1 РАСЧЕТ НАРУЖНЫХ ИЗБЫТОЧНЫХ ДАВЛЕНИЙ	32
2.4.1.2 РАСЧЕТ ВНУТРЕННИХ ИЗБЫТОЧНЫХ ДАВЛЕНИЙ	35
2.4.1.3 КОНСТРУИРОВАНИЕ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ПО ДЛИНЕ	37
2.4.2 РАСЧЕТ ПРОЦЕССОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫ	37
2.4.2.1 ВЫБОР СПОСОБА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН	37
2.4.2.2 РАСЧЁТ ОБЪЕМА ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ И КОЛИЧЕСТВА СОСТАВНЫХ КОМПОНЕНТОВ ...	37
2.4.2.3 ОБОСНОВАНИЕ ТИПА И РАСЧЁТ ОБЪЕМА БУФЕРНОЙ, ПРОДАВОЧНОЙ ЖИДКОСТЕЙ	38
2.4.2.4 ВЫБОР ТИПА И РАСЧЁТ НЕОБХОДИМОГО КОЛИЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВОЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	39
2.4.3 ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНАТКИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН	40
2.4.4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ИСПЫТАНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	41
2.5 ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ	44
3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	45
3.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАТКА ДЛЯ ЦЕНТРИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН	45
3.2 ПРИМЕНЯЕМЫЕ ТИПЫ ЦЕНТРАТОРОВ	46
3.3 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ЦЕНТРАТОРОВ	48
4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	50
4.1 ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ «ГАЗПРОМНЕФТЬ- ВОСТОК»	50
4.1.1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА УПРАВЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЕМ	52

4.2. РАСЧЕТ НОРМАТИВНОЙ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН	54
4.3 КОРРЕКТИРОВКА СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ	58
4.4 РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	59
4.5 ЛИНЕЙНЫЙ КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ	60
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	62
5.1 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	62
5.1.1 АНАЛИЗ ВРЕДНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ И ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ УСТРАНЕНИЮ	62
5.1.2 АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ И ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ УСТРАНЕНИЮ	66
5.2 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	69
5.2.1 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПРОЦЕССА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.....	69
5.2.2 ОБОСНОВАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ.....	70
5.3 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ	72
5.3.1 АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ ЧС, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	72
5.3.2 ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ ЧС	73
5.4 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	75
5.4.1 СПЕЦИАЛЬНЫЕ ПРАВОВЫЕ НОРМЫ ТРУДОВОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА	75
5.4.2 ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ КОМПОНОВКЕ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ.....	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	78
ПРИЛОЖЕНИЕ А	81
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	82
ПРИЛОЖЕНИЕ В	86
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	89
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	91
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	93
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	96
ПРИЛОЖЕНИЕ И	103
ПРИЛОЖЕНИЕ К	116
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	122

Введение

Строительство скважин – единственный на сегодняшний день экономически целесообразный способ извлечения углеводородов с больших глубин. В связи с этим совершенствование и модернизация всех этапов сооружения скважин являются неотъемлемыми частями прогресса. При этом многие аспекты, касающиеся увеличения экономической эффективности, закладываются еще на этапе проектирования.

В данной работе осуществляется проектирование технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины на территории Томской области. Несмотря на то, что вертикальные скважины в настоящее время применяются редко, они все еще остаются актуальными в вопросах поискового и разведочного бурения.

Тем не менее, невозможно предусмотреть все на этапе проектирования, поскольку успешность процесса сооружения скважины также зависит и от профессиональных навыков буровой бригады. В процессе строительства выполняются такие операции как непосредственно бурение, спуск обсадных колонн в открытые стволы, крепление обсадных колонн путем цементирования, а также сопутствующие операции, такие как спускомподъемные операции, приготовление бурового раствора и промывка с его помощью скважины, затворение и прокачивание тампонажных растворов и прочие. Сооружение скважины заканчивается установкой фонтанной арматуры и, если необходимо, вызовом притока, то есть освоением.

Помимо всего вышеупомянутого, с каждым годом все более ужесточаются требования к экологическим аспектам процесса строительства скважин. Например, запрещается использование чрезмерно токсичных компонентов буровых растворов, если есть вероятность их попадания в источники питьевого водоснабжения. Поэтому данный вопрос также тщательно прорабатывался.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Географо-экономическая характеристика района работ

В административном отношении Лесмуровское месторождение находится на территории Российской Федерации в Каргасокском районе Томской области. По географическому положению район расположен в северо-западной части Западно-Сибирской равнины. Месторождение находится в пределах древней озерно-аллювиальной равнины нижнечетвертичного возраста. Поверхность равнинного характера, местность неоднородная, покрыта смешанным лесом, лугами, заболоченность 30-70%. Для сельскохозяйственных целей угодья не используются в виду отдаленности и заболоченности. Промышленные предприятия на территории работ отсутствуют. В сейсмическом отношении район работ характеризуется полным отсутствием землетрясений. Территория обжитая. Уровень грунтовых вод залегает на глубине 4-6 м. Рельеф местности представляет собой занесенную, заболоченную равнину, с абсолютными отметками высот от +70 до +110 м.

Географо-экономическая характеристика района работ представлена в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Географо-экономическая характеристика района работ

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Лесмуровское месторождение
Температура воздуха, °С	
- среднегодовая	-2,0
- наибольшая летняя	+35
- наименьшая зимняя	-55
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	188
Азимут преобладающего направления ветра	ЮЗ, СЗ
Наибольшая скорость ветра, м/с:	20-25

Таблица 1.2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов: - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них:	Новый Васюган (220 км) Крапивенское (25 км) Томск (750 км)

1.2 Геологические условия бурения

Литолого-стратиграфический разрез Лесмуровского месторождения представлен в таблице Б.1 приложения Б.

Характеристика физико-механических свойств горных пород представлена в таблице Б.2 приложения Б.

Характеристика горных пород по градиенту давлений и температуре представлена в таблице Б.3 приложения Б.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Краткая характеристика нефтеносности месторождения представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Ожидаемый дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /м ³	Краткая характеристика химического состава
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
J ₃ /vs	2755	2770	Поров.	760	130	47	Содержание серы – 0,3%, парафина – 2,76%.

Разрез представлен 1 нефтеносным пластом. Скважина проектируется для эксплуатации нефтеносного интервала 2755-2770 м. Конструкция скважины проектируется таким образом, что в процессе бурения произойдет вскрытие пяти водоносных горизонтов.

Краткая характеристика водоносности месторождения представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Водоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Плотность, кг/м ³	Ожидаемый дебит, м ³ /сут	Химический состав воды, в мг						Степень минерализации, мг. экв.
	от	до			Cl	SO ₄	HCO ₃	Na	Mg	Ca	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P ₃	60	230	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
K ₁ -K ₂	860	1750	1,01	300	50	0	1	48	1	1	15
K ₁	1790	1810	1,01	10	50	0	0	38	1	11	14
K ₁	2350	2430	1,01	28	49	0	1	33	2	19	20
J ₁	2810	2840	1,01	98	98	0	2	88	3	9	26

1.4 Зоны возможных осложнений

Данные о возможных видах осложнений представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
От	До		
2	3	4	5
0 2005	180 2550	Поглощение бурового раствора	Интенсивность поглощения – до 1м ³ /час. Возникает при превышении плотности, вязкости и СНС бурового раствора над проектными значениями, плохой очистке бурового раствора, недопустимо высоких скоростях спуска бурильного инструмента.
0 1960	705 2550	Осыпи и обвалы стенок скважины	Проработка до 200 м. Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при несоответствии параметров бурового раствора проектным значениям, повышенной водоотдаче и неудовлетворительной ингибирующей способности бурового раствора, подъеме бурильного инструмента с поршневанием, несоответствии режима бурения при прохождении отложений.
705 2960	2960 3060	Водопроявление	Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического, несоблюдении параметров бурового раствора, превышении скорости подъема инструмента.
306	3080	Нефтепроявление	
0	2550	Прихватопасность	Сальникообразование и заклинка КНБК, дифф.прихват. Возникает при отклонении параметров БР от проектных значений, несоблюдении режима промывки скважины.

1.5 Исследовательские работы

Краткая характеристика промыслово-геофизических исследований приведена в таблице В.1 приложения В.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Для разведочной скважины принимается вертикальный профиль, поэтому дополнительные расчеты профиля не производятся.

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.

Согласно рекомендациям для вскрытия разведочных скважин, выбираем для использования забой закрытого типа.

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 2.1 представлен совмещенный график давлений, построенный по данным Лесмуровского месторождения.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют.

Необходимое условие $P_{пл} < P_{бр} < P_{гр}$ выполняется, проектируем одноколонную конструкцию скважины.

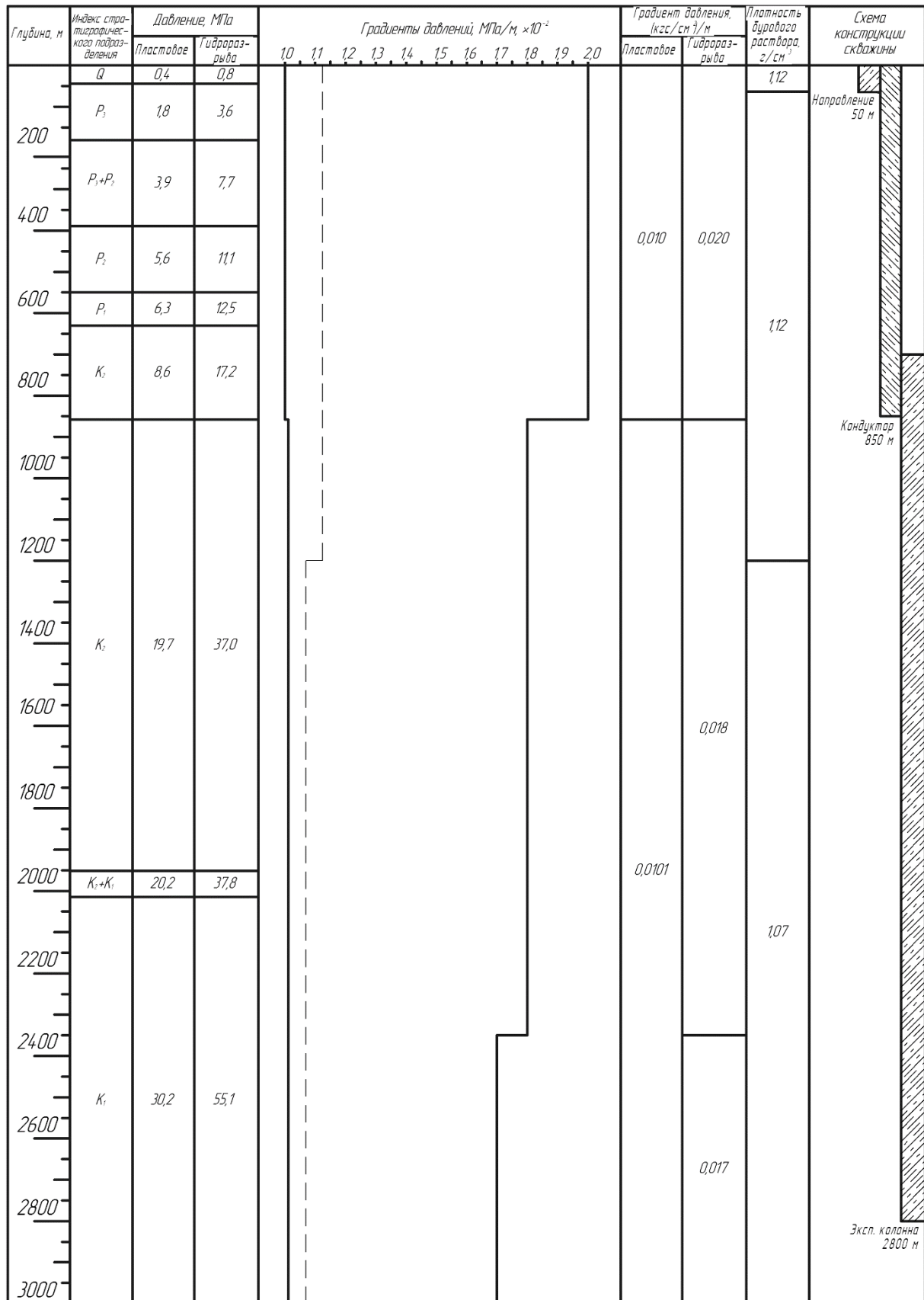


Рисунок 2.1 – Совмещенный график давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Согласно требуемой технологии разработки месторождения проектируется одноколонная конструкция скважины. Исходные данные для расчета конструкции скважины представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные для расчета конструкции скважины

Параметр	Значение
Тип скважины	Нефтяная
Дебит, м ³ /сут	130
Максимальное пластовое давление $P_{пл}$, МПа	28,2
Глубина скважины L , м	2800
Плотность пластового флюида γ_f , г/см ³	0,76
Градиент давления гидроразрыва $gradP_{ГР}$, МПа/м	0,017

Направление рекомендуется спускать с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так, глубина спуска составит 50 м.

Минимальную глубину спуска кондуктора H_k определяется по формуле:

$$H_k \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot L \cdot \gamma_f}{\Delta P_{ГР} - 0,01 \cdot \gamma_f} = \frac{28,2 - 0,01 \cdot 2800 \cdot 0,76}{0,017 - 0,01 \cdot 0,76} = 736,2 \text{ м,}$$

С учетом того, что кондуктор должен перекрыть всю толщу неустойчивого интервала разреза, спустим его до глубины 850 м.

Эксплуатационная колонна с учетом выбранной конструкции эксплуатационного забоя спускается с учетом интервала под ЗУМППФ, глубже подошвы продуктивного пласта на 30 м. Исходя из данных соображений, принимаем глубину спуска колонны 2800 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 с учетом перекрытия башмака кондуктора на 150 м, т.е. от забоя до глубины 700 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу-вверх, начиная с эксплуатационной колонны. Результаты расчетов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м		Интервал цементирования, м	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчетная	Запроектированная			
Направление	0-50	0-50	0-50	323,9	393,7
Кондуктор	0-736	0-850	0-850	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0-2800	0-2800	700-2800	146,1	190,5

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 2.2.

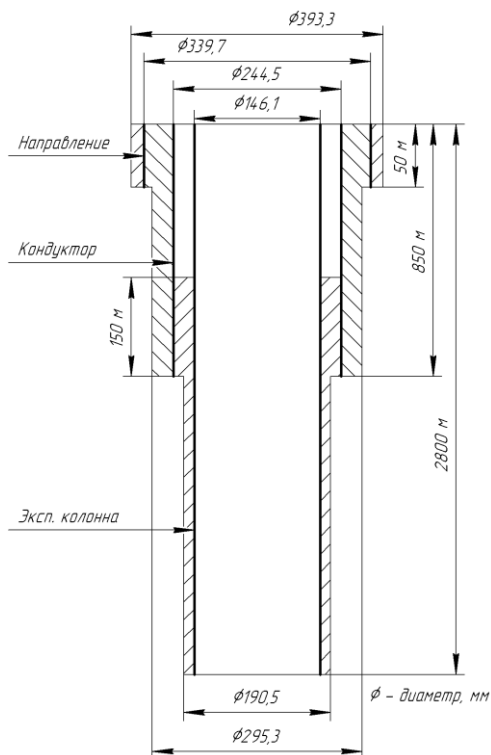


Рисунок 2.2 – Конструкция скважины

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.

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} = 27,74 \text{ МПа} - 760 \text{ кг/м}^3 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2 \cdot 2755 \text{ м} = 7,2 \text{ МПа},$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

ρ_n – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м³;

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

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Помимо максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор диаметром 244,5 мм и эксплуатационная колонна диаметром 146,1 мм. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКК1-21-146х245.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. При вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением применяют 5 схему. Диаметр прохода превенторного блока должен обеспечить проход долота под эксплуатационную колонну диаметром 190,5 мм, но не больше обвязанной колонны под кондуктор (244,5 мм). Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование типа ОП5-230/80х21 (ГОСТ 13862-90).

2.3. Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Для выполнения строительства скважины с лучшими технико-экономическими показателями интервалы бурения выбираем в соответствии с глубинами спуска колонн. Для бурения под направление и кондуктор будем использовать роторный способ бурения, т.к. не планируется набор угла (скважина вертикальная), ротор обеспечивает необходимый момент для разрушения горной породы и оптимальную частоту вращения инструмента. Для бурения под эксплуатационную колонну планируется использование ВЗД, он обеспечит высокие скорости вращения долота и высокие темпы проходки данного интервала. Бурение под эксплуатационную колонну планируется реализовать с применением ВЗД, так как это позволит провести строительство скважины в минимальные сроки с наименьшими эксплуатационными затратами. Результаты проектирования способов бурения по интервалам представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-850	Кондуктор	Роторный
850-2800	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД
2750-2775	Отбор керна	Роторный

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

На первом этапе решения этой задачи необходимо провести разделение горных пород геологического разреза на пачки по буримости. Общеизвестными характеристиками отдельной пачки являются следующие:

- твердость и абразивность пород пачки существенно не отличаются;
- толщина пачки не должна быть меньше проходки на долото;
- пачка непрерывна и разбуривается долотами одного типоразмера.

Выборка долот для строительства проектируемой скважины представлена в таблице 2.4.

Для бурения интервала под направление и кондуктор проектируются шарошечные долота диаметром 393,7 и 295,3 мм. Выбор долот обусловлен тем, что интервалы бурения представлены мягкими, высокоабразивными горными породами. Проходка интервалов под направление и кондуктор возможна за одно долбление при соблюдении всех оптимальных режимных параметров.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC. Поскольку разрез представлен породами, в которых средняя категория пород – 4, абразивности – 5,2. Допустимо применение PDC долот фирмы «БУРИНТЕХ» с дополнительной опцией и У (резцы повышенной абразивостойкости).

Для отбора керна в интервале 2750-2775 м проектируем бурголовку с резцами PDC. Выбор обусловлен рентабельностью применения лопастных долот и предусматривает задачу максимального сохранения целостности керна. Применение алмазных коронок для твердости пород данного интервала нецелесообразно (ввиду дороговизны и мягкости горных пород), а шарошечные бурголовки в процессе бурения вызывают значительные вибрации в КНБК, что негативно повлияет на вынос керна.

Таблица 2.4 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-50	50-850	850-2800	2750-2775
Шифр долота		III 393,7 V-C52X-R2018	III 295,3 V-C52X-R2019	БИТ 190,5 В 516 У (S332)	БИТ 190,5/80 В 613 У (S332)
Фирма		УралБурмаш	УралБурмаш	Буринтех	Буринтех
Тип долота		Шарошечное	Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород		M3	M3	MC3	MC3
Присоединительная резьба	ГОСТ	H3-177	H3-152	H3-117	H3-161
	API	7 5/8Reg	6 5/8Reg	4 1/2Reg	-
Длина, м		0,5	0,39	0,385	0,165
Масса, кг		180	86	37	17,0
G, т	Рекомендуемая	20-42	15-30	2-10	2-5
	Предельная	52	32	12	5
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	30-450	60-400	60-120
	Предельная	650	450	400	150
Калибратор		-	2КС-295,3 М	2КС 190,5 С	-

2.3.3 Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных

пород

Теоретические выкладки к расчетам осевой нагрузки приведены в приложении Г. Результаты расчёта осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Осевая нагрузка по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-850	850-2800	2750-2775
Исходные данные				
α	1	1	1	1
$P_{ш}$, кН/см ²	10000	10000	13453,13	18333,3
$D_{д}$, см	39,37	29,53	19,05	19,05
η	1	1	–	–
δ , см	0,15	0,15	–	–
q , кН/мм	0,1	0,2	0,5	0,45
$G_{пред}$, кН	510,12	343,35	117,72	49,03
D_c	–	–	1,3	1,3
k_T	–	–	51	35
F , см ²	3,0	2,2	2,0	1,4
Результаты проектирования				
G_1 , кН	29,5	22,1	26,8	25,0
G_2 , кН	39,4	59,1	95,3	85,7
G_3 , кН	408,1	274,7	94,2	39,2
$G_{проект}$, кН	39,4	59,1	80,0	25,0

2.3.4 Расчёт частоты вращения долота

Теоретические выкладки к расчетам частоты вращения долота приведены в приложении Г. Результаты проектирования осевой частоты вращения представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Частота вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-850	850-2800	2750-2775
Исходные данные					
$V_{л}, \text{ м/с}$		3,1	3,1	2	2,3
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5	190,5
$\tau, \text{ мс}$		4,5	4,5	–	–
z		36	24	–	–
α		0,8	0,8	–	–
Результаты проектирования					
$n_1, \text{ об/мин}$		150,4	200,5	200,5	230,6
$n_2, \text{ об/мин}$		240,7	361,1	–	–
$n_3, \text{ об/мин}$		657,3	493,0	–	–
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		240,7	361,1	150	100

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Диаметр забойного двигателя				
Интервал		0-50	50-850	850-2800
Исходные данные				
$D_{д}$	м			0,1905
	мм			190,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}, \text{ мм}$				152,4-174,8
$M_o, \text{ Н*м}$				95,25
$M_{уд}, \text{ Н*м/кН}$				24,36
$M_p, \text{ кН*м}$				2,04

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-172.4/5.72. Выбор этого двигателя позволит поддерживать оптимальные режимные параметры, а также способен обеспечивать высокий рабочий момент на долоте при бурении мягко-средних горных пород.

Результаты выбора забойных двигателей и их технические характеристики представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	ДГР-172.4/5.72
Интервал, м	850-2800
Наружный диаметр, мм	172
Длина, м	8,614
Масса, кг	1123
Расход жидкости, л/с	19-38
Число оборотов, об/мин	150-294
Максимальный рабочий момент, кН*м	6,4-8,9
Мощность двигателя, кВт	75-204

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В таблице Д.1 приложения Д представлены результаты расчета бурильной колонны на прочность при бурении с использованием гидравлического забойного двигателя интервала под эксплуатационную колонну. Расчет производится для момента отрыва долота от забоя при циркуляции бурового раствора.

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

Запроектированные КНБК по интервалам бурения представлены в таблице Д.2 приложении Д.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны типы буровых растворов по интервалам, представленные в таблице 2.9.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, содержащая преимущественно импортное оборудование.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице Е.1 приложения Е. Схема очистки бурового раствора приведена на рисунке 2.3.

Таблица 2.9 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от	до	
0	50	Глинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ (структурообразователь), Каустическая сода (NaOH) (регулятор pH), Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃) (регулятор жесткости)
50	850	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ (структурообразователь), Каустическая сода (NaOH) (регулятор pH), Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃) (регулятор жесткости), Poluras R (полимер, регулятор реологии, понизитель фильтрации), Poluras ELV (полимер, понизитель фильтрации), SAPP (противосальниковая добавка), ПАА (флокулянт)
850	1200	Полимер-карбонатный Вода пресная, Каустическая сода (NaOH) (регулятор pH), Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃) (регулятор жесткости), Poluras R (полимер, регулятор реологии, понизитель фильтрации), Poluras ELV (полимер, понизитель фильтрации), Duovis NS (ксантановая смола, структурообразователь), Хлорид калия (KCl) (ингибитор набухания глин), Poly-Plus (ингибитор), SAPP (противосальниковая добавка), МК-160 (кислоторастворимый кольматант)
1200	2800	
2750	2775	

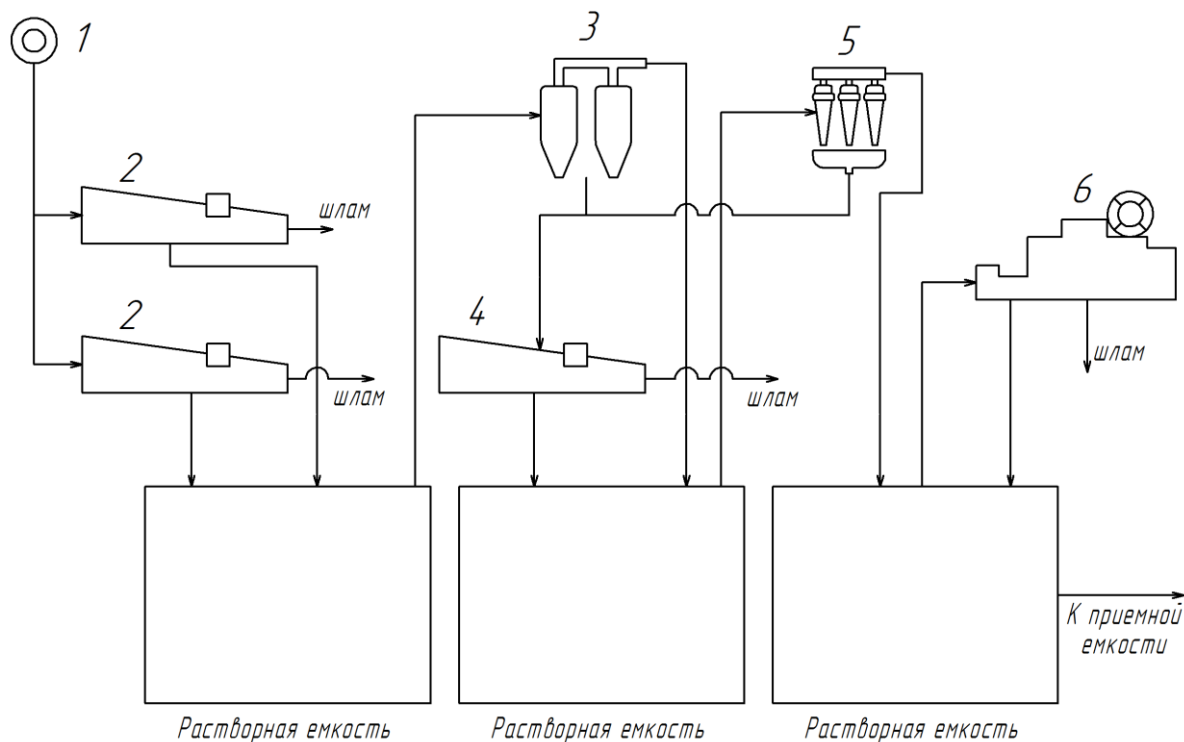


Рисунок 2.3 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Derrick FLC 2000; 3 – пескоотделитель Derrick Desander (часть СГЦС); 4 – ситогидроциклонный сепаратор Derrick Hyperpool Mud Cleaner; 5 – илоотделитель Derrick Desilter (часть СГЦС); 6 – центрифуга Derrick DE-1000 LP VFD

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

В таблице Е.2 представлены результаты расчета гидравлических показателей промывки скважины для всех интервалов. В таблице Е.3 представлены результаты проектирования режима работы буровых насосов для каждого интервала бурения. В таблице Е.4 представлены результаты расчета распределения потерь давления в циркуляционной системе.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Для бурения интервала отбора керна принимаем бурголовку производства компании НПО «Бури́нтех» БИТ 190,5/100 В 613 У (S332). Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя бурголовки. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 2.10

Таблица 2.10 – 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
2750-2775	УКР-172-100 Кембрий	2,5	100	13,5-17

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Для определения наружного избыточного давления определим плотности используемых технологических жидкостей:

- Продавочная жидкость – техническая вода, $\rho_{\text{прод}}=1000 \text{ кг/м}^3$;
- Буферная жидкость – из рекомендованного диапазона, $\rho_{\text{буф}}=1100 \text{ кг/м}^3$;
- Облегченный тампонажный раствор $\rho_{\text{тр.обл.}}=1400 \text{ кг/м}^3$;
- Нормальный тампонажный раствор $\rho_{\text{тр.норм.}}=1800 \text{ кг/м}^3$.

Так как эксплуатационная колонна вскрывает продуктивный пласт, высоту подъема тампонажного раствора нормальной плотности по стволу примем на 50 м выше кровли, что составит 95 м. Высоту подъема цементного стакана примем равной 10 м.

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

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

Результаты расчета представлены в таблице 2.11. На рисунке 2.4 изображена эпюра наружных избыточных давлений. Схемы расположения жидкости в скважине для двух случаев изображены на рисунке 2.5.

Таблица 2.11 – Расчёт наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида		
№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа
1	0	0,00	1	0	0,00
2	700	0,69	2	700	7,55
3	2705	8,55	3	2705	19,56
4	2790	9,22	4	2790	21,95
5	2800	9,22	5	2800	22,50

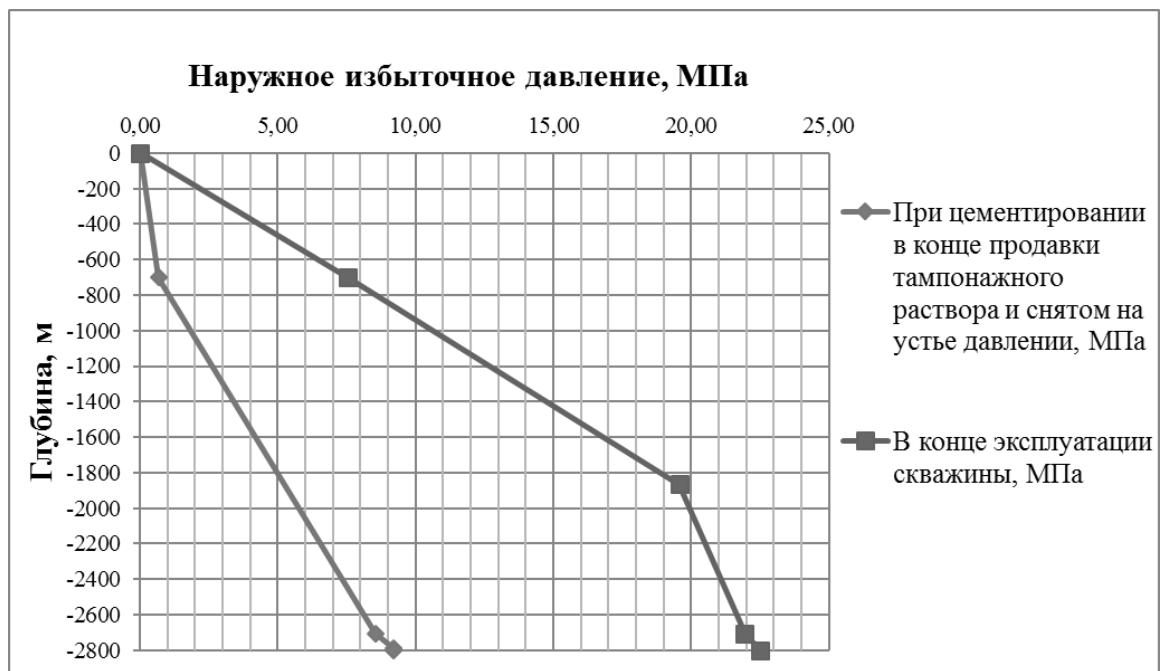


Рисунок 2.4 - Эпюра наружных избыточных давлений

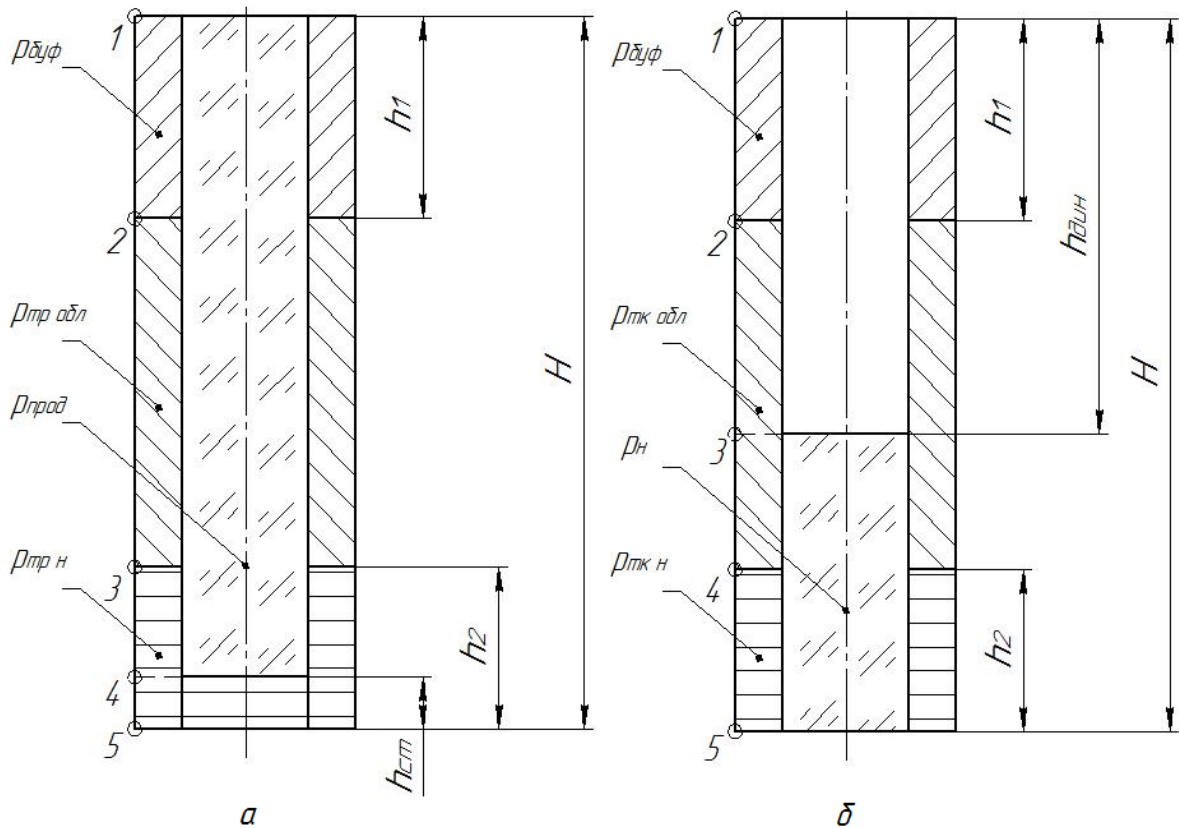


Рисунок 2.5 – Схемы расположения жидкостей в скважине: а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б) в конце эксплуатации нефтяной скважины.

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

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

Схемы расположения жидкости в скважине для двух случаев изображены на рисунке 2.6. На рисунке 2.7 изображена эпюра внутренних избыточных давлений. Результаты расчета представлены в таблице 2.12.

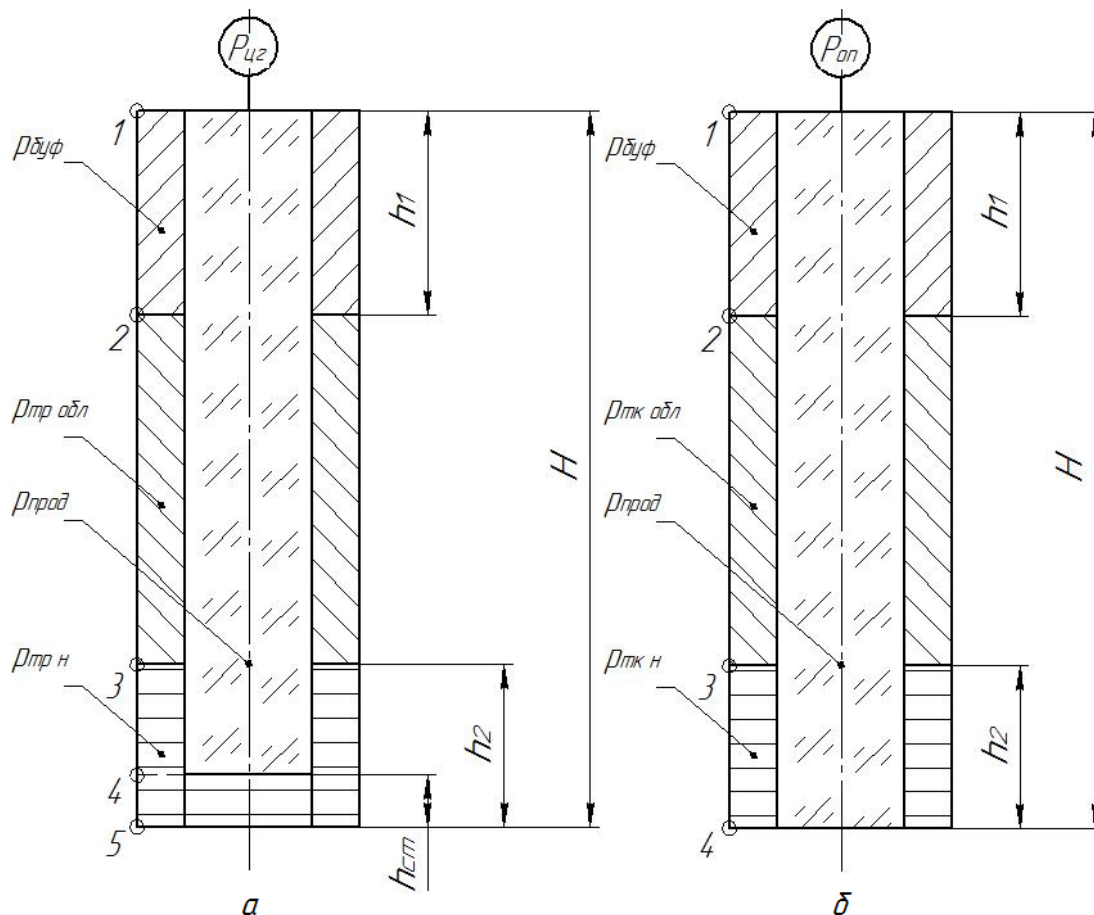


Рисунок 2.6 - Схемы расположения жидкостей в скважине: а) в конце продавки тампонажного раствора; б) при опрессовке обсадной колонны.

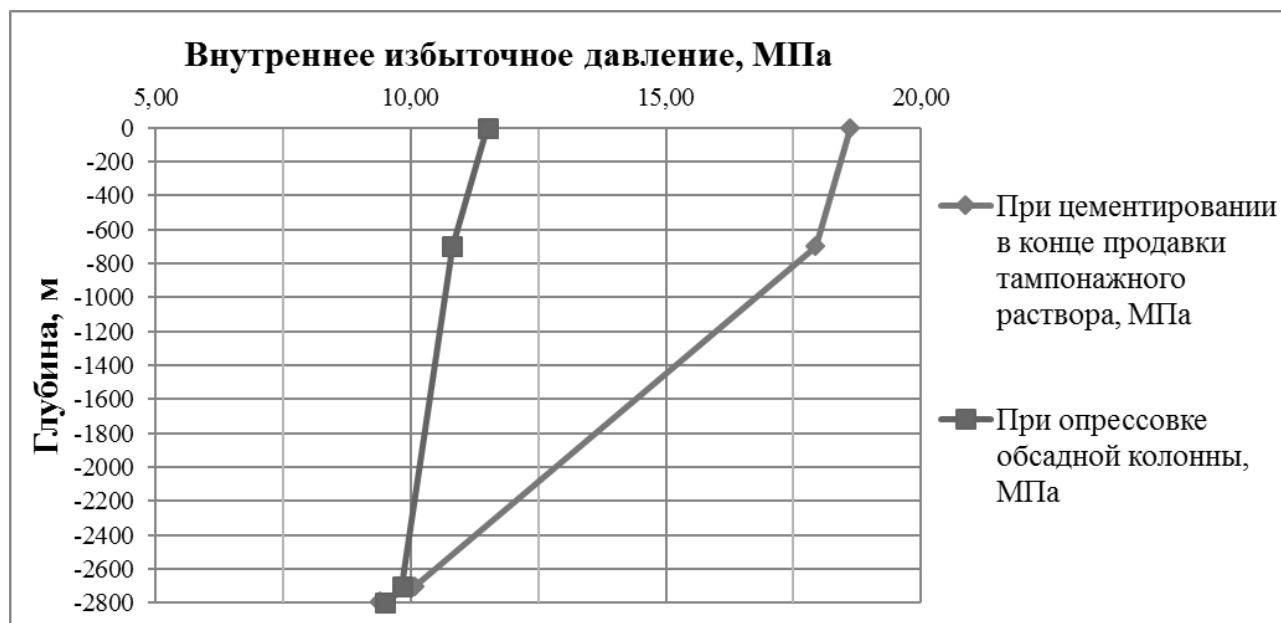


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений

Таблица 2.12 – Расчёт внутренних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида		
№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа
1	0	18,62	1	0	11,50
2	700	17,93	2	700	10,81
3	2705	10,07	3	2705	9,83
4	2790	9,40	4	2800	9,50
5	2800	9,40	-	-	

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Расчет секций приведен в приложении Ж. Результаты расчета секций и характеристика эксплуатационной колонны приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Д	7,7	95	27,0	2566	2566	2705-2800
2	Д	7,0	854	24,8	21154	23720	1851-2705
3	Д	6,5	1851	23,0	42643	66363	0-1851

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверка условий недопущения гидроразрыва пластов приведена в приложении Ж. Условие прочности выполняется, следовательно, возможно применение одноступенчатого прямого цементирования скважины.

2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов приведен в приложении Ж. Результаты расчета количества составных компонентов тампонажной смеси сведены в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Плотность тампонажного раствора, кг/м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
Нормальный – 1800	3387,8	1,95
Облегченный – 1400	37072,6	46,83
Итого	40460,4	48,79

2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Согласно РД 39-00147001-767-2000 для применения на данной скважине в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водный раствор NaCl плотностью 1100 кг/м³. Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны определяется по формуле:

$$V_{б.ж.} = S_{кп.ос} \cdot V_{в.п.} \cdot t = 27,67 \text{ м}^3,$$

где $t = 500$ с, – время контакта;

$V_{в.п.} = 2$ м/с – скорость восходящего потока;

$S_{кп.ос} = 0,0277$ м² – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе.

В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1000 кг/м³. Необходимое количество продавочной жидкости $V_{прод.}$:

$$V_{прод.} = 1,04 \cdot 0,0138 \cdot (2800 - 10) = 40,13 \text{ м}^3.$$

2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Для выбора технического режима работы цементировочных агрегатов рассчитываем давление на насосе:

$$P_{ца} \geq \frac{P_{цг}}{0,8} \geq 15,61 \text{ МПа};$$

Выбираем ближайшее давление $P_{цг} = 18$ МПа. Диаметр втулок - 127 мм, скорость подачи – 2, подача одного ЦА-320 – 5,3 л/с.

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

$$m_{отр} \geq \frac{G_{сух}}{G_6} = \frac{46,8}{20} = 3 \text{ машины для цемента марки ПЦТ-III-Об4-100};$$

$$m_{итр} \geq \frac{G_{сух}}{G_6} = \frac{1,95}{20} = 1 \text{ машина для цемента марки ПЦТ-I-100};$$

Суммарное число цементосмесительных машин $m=4$. В связи с тем, что цементосмесительные машины работают в паре с цементировочными агрегатами, их число принимается равным $n_2=4$.

По опыту цементирования количество цементировочных агрегатов, работающих на скважину, принимаем равным $n_1 = 2$.

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, составленная в соответствии с расчетами количества цементировочной техники, изображена на рисунке 2.8.

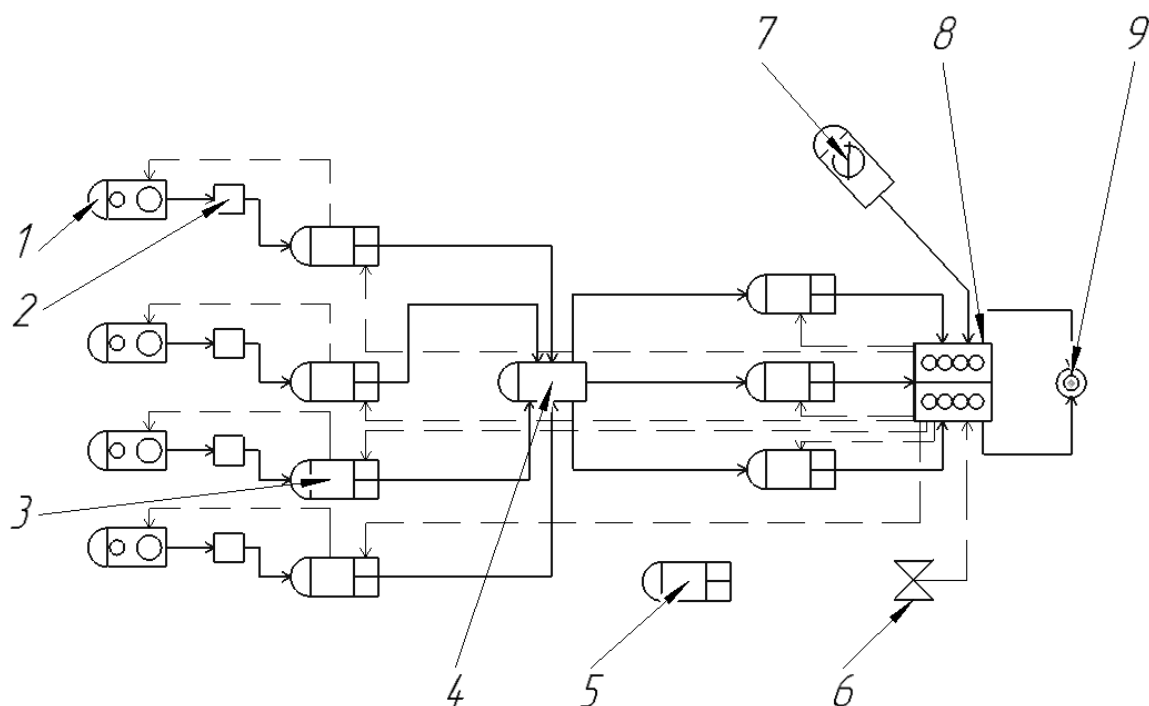


Рисунок 2.8 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – станция КСКЦ 01; 8 – блок манифольдов СИН-43; 9 – устье скважины

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационная колонна оборудуется специальной технологической оснасткой, представленной в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Технологическая оснастка эксплуатационной колонны

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Цементировочная головка	ГУЦ-146 ОТТМ	1
Разделительные пробки	ПРП-Ц-В-146	2
Обратный клапан	ЦКОД-146 ОТТМ	1
Башмак колонный	БКМ-146 ОТТМ	1
Центраторы	ЦЦ-2-146/191	43

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Испытание скважины будет осуществляться в интервале продуктивного пласта 2755-2770 м в пилотном стволе с применением пластоиспытательного оборудования МИГ-127. Многоциклового гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полных циклов испытаний пласта. Каждый цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и регистрацию восстановления давления.

В комплект МИГ входят следующие элементы: Многоциклового испытатель пластов ИПМ2-127; Компенсатор УРВ2-127; Клапан запорно-поворотный КЗ2-127; Клапан циркуляционный КЦМЗ-127; Пакер ПЦР2-127; Пробоотборник ПИГ2-127; Яс ЯГ33-127; Манометры глубинные регистрирующие; Другие конструкционные элементы.

Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины изображена на рисунке 2.9.

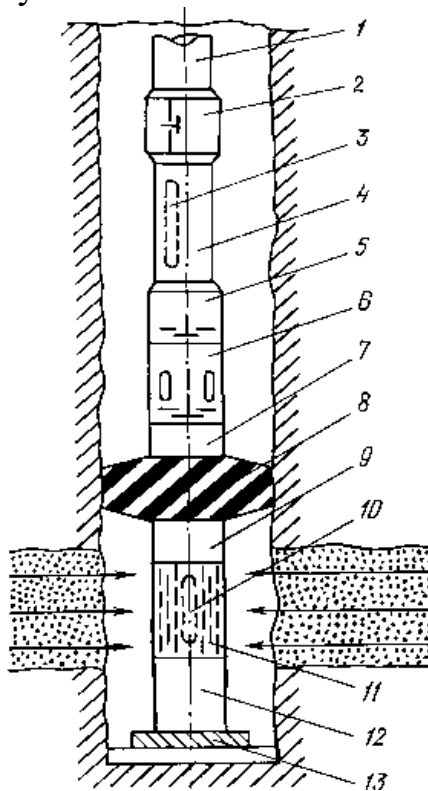


Рисунок 2.9 – Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины: 1,4 – бурильные трубы, 2 – циркуляционный клапан; 3 – верхний манометр, 5 – запорно-поворотный клапан; 6 – испытатель, 7 – яс, 8 – пакер, 9, 12 – УБТ, 10 – нижний манометр, 11 – фильтр, 13 – упорный башмак

Технология испытания пласта с использованием испытателя МИГ состоит в следующем:

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

При открытии впускного клапана происходит резкое падение давления в подпакерной зоне, начинается очистка ПЗП и первый открытый период притока. Через 3-5 минут закрывают запорно-поворотный клапан вращением бурильной колонны и начинают первый закрытый период испытания пласта. В этот период происходит восстановление давления вплоть до пластового. Затем ЗПК открывается, начиная второй открытый период притока. Продолжительность второго открытого периода от 15 мин до 1 часа и более. Затем ЗПК вновь закрывается, и во время второго закрытого периода испытания снимается кривая восстановления давления.

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

Освоение скважины проведем поршневанием (свабированием) с помощью комплекта скважинного оборудования КС-62 в колонне НКТ 73 ГОСТ 633-88. Метод является экономически и экологически эффективным: оборудование имеет высокую мобильность и легко монтируется, позволяет провести плавный запуск скважины, при этом снижая вероятность проникновения промывочных жидкостей в продуктивные пласты.

В конструкцию оборудования для свабования входят: Узел заделки каната КС 62.01.000; Шаблон КС 62.00.006; Штанга КС 62.00.001; Скрепер КС 62.08.000; Ударник сваба КС 62.02.000; Извлекатель сваба КС.62.03.000; Сваб КС 62.03.000; Штанга грузовая КС 62.00.002.

Принцип работы оборудования следующий: компоновку опускают в насосно-компрессорные трубы скважины. При спуске поршня обратный клапан открыт, что позволяет поршню свободно погружаться в жидкость. При подъёме поршня клапан закрывается и столб жидкости, находящийся под поршнем, выносится на поверхность. Свабирование достигается снижением уровня жидкости в скважине и снижением давления на забое.

Схема скважинного оборудования для свабирования и процесса извлечения флюида представлены на рисунке 2.10.

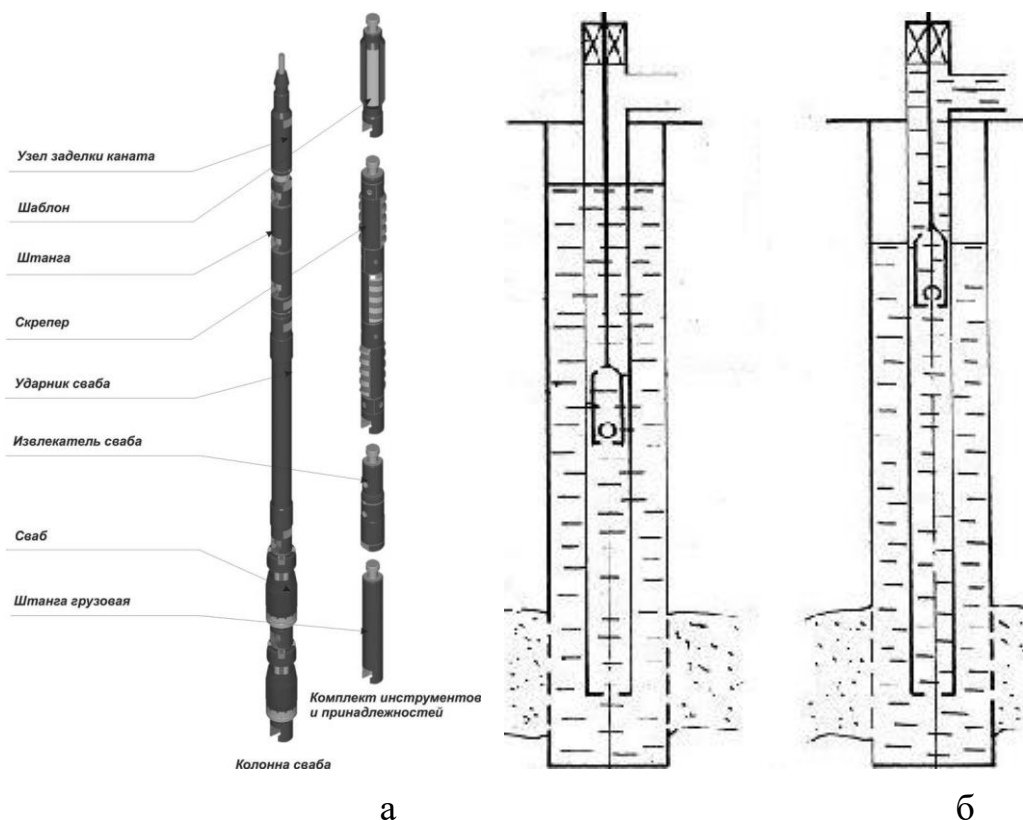


Рисунок 2.10 – Свабирование скважины: а) схема скважинного оборудования для свабирования КС-62; б) процесс свабирования скважины.

2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.16

Таблица 2.16 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ 2900/200 ЭПК-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	95,54	$Q_{бк} / [G_{кр}]$	0,48
Максимальный вес обсадной колонны, т ($Q_{об}$)	66,46	$Q_{об} / [G_{кр}]$	0,33
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	124,20	$Q_{пр} / [G_{кр}]$	0,62
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ($Q_{вלב}$)	64	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$)	0,39
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	95,54		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	66,46		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	1		
Наибольшая нагрузка на грунт от обсадной колонны, кН	20		
Нормативное давление на грунт, Мпа (P_o)	0,45		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бо}$)	22		
Расчёт режимов СПО (Используем ЛБУ-1200)			
Скорость	Кол-во свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	16	1564,5	
3	34	731,6	
4	64	478,9	

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Технологическая оснастка для центрирования обсадных колонн

Оснасткой обсадной колонны являются изделия, прикрепляемые к наружному диаметру колонны. Степень центрирования колонны зависит от рабочих характеристик различных типов центраторов и расстояния между центраторами, установленных на обсадной колонне. Оснастка помогает осуществить беспроблемный спуск обсадной колонны в скважину, равномерно распределить цемент вокруг колонны и позволяет достигнуть подъема цемента до проектного уровня на этапе первичного цементирования. За многие годы было разработано большое количество различных типов технологической оснастки обсадной колонны. Тип используемой оснастки зависит от отдельных требований скважины.

Надлежащее размещение раствора в период проведения работ по первичному цементированию является таким же важным фактором, как и правильный дизайн цементировочного раствора.

Центраторы обсадной колонны

Центраторы используются для центрирования колонны обсадных труб в стволе скважины для равномерного заполнения кольцевого пространства цементным раствором и качественного разобщения пластов разреза. Помимо прочего, центраторы облегчают процесс спуска. Эффективное использование центраторов обсадной колонны может помочь оптимизировать размещение цементного раствора путем:

- Снижения тягового усилия при спуске и посадке труб на проектную глубину для создания эффективной архитектуры ствола скважины;
- Достижения оптимальной циркуляции для замещения раствора и равномерного распределения цементного раствора для успешной изоляции цементируемых интервалов.

- Снижения вероятности дифференциального прихвата труб.

Применение центраторов обязательно при креплении наклонно-направленных скважин. Обычно их установка производится в местах наибольшего изгиба (средняя часть обсадной трубы). Качество цементирования существенно возрастает, так как центраторы выполняют функции металлической арматуры в железобетоне, который образуется в кольцевом пространстве после затвердевания цемента.

Центраторы классифицируются по конструкции на разъемные / неразъемные, пружинные / жесткие, а по характеру закрепления планок – на сварные / разборные.

3.2 Применяемые типы центраторов

В производстве применяются несколько различных типов центраторов:

1. Стальные пружинные центраторы – предназначены для надежного центрирования обсадных колонн и фильтров-хвостовиков при спуске в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Преимущества пружинных центраторов в их прочной, неразборной конструкции; минимальной величине осевого усилия для проталкивания центратора; оптимальной величине радиального центрирующего усилия; высокой точности конструкции центратора, способствующей безаварийному применению; быстрой и легкой установке центратора на колонну. В России наиболее часто применяются центраторы типа ЦПН, ЦПС, ЦЦ и ЦЦ-2.

2. Центраторы-турбулизаторы предназначены для применения в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах в сложных горно-геологических условиях. Изделия выполняют одновременно две функции: центрируют колонну, не позволяя ей или ребрам центратора провалиться в желобную выработку, и изменяют профиль течения для повышения эффективности вытеснения бурового раствора. Турбулизаторы закручивают восходящий поток жидкости спиральными

ребрами, вызывая его турбулизацию и улучшая вытеснение бурового раствора цементным. В России наиболее часто применяются турбулизаторы типа ЦТСЖ.

3. Роликовые центраторы – широко используются в горизонтальных и наклонно-направленных нефтяных скважинах для снижения механического трения и износа труб. Такая конструкция центраторов действует эффективнее, чем различные буровые растворы. Центраторы данного типа позволяют провести беспрепятственное цементирование нефтяной скважины. Преимущество роликовых центраторов в том, что они имеют высококачественные износостойкие материалы для вращающихся элементов, что позволяет избежать проблем с трением на горизонтальных и наклонно-направленных участках скважин и применять их в тяжелых условиях. Эти центраторы также полезны и при извлечении обсадной колонны или колонны насосно-компрессорных труб.

4. Центраторы с изменяемой геометрией – центрирующее устройство, которое обладает минимальным диаметром при спуске обсадной колонны и максимальным – после спуска. Преимущество конструкции заключается в увеличении скорости спуска колонны, а также в возможности крепления ствола скважины в сложных геологических условиях.

5. Полимерные центраторы – используются для монтажа, центрирования и качественного цементирования обсадных колонн и фильтров в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах, позволяя снизить силу трения, а также улучшить соосность стволов скважин с фильтрами. Полимерные центраторы применяются как в скважинах, расположенных на суше, так и на шельфовых месторождениях. Преимущества полимерных центраторов в усиленной конструкции центратора, способствующей большему сопротивлению нагрузкам; небольшом весе; высокой коррозионной стойкости; меньшем трении из-за легкого веса центратора; искробезопасности и термостойкости.

3.3 Контроль качества и технология применения центраторов

Контроль качества центраторов проводится по следующему алгоритму:

1. Соответствие стандарту ISO 9001
2. Весовой контроль готового продукта
3. Контроль образцов для испытания на пористость и проверки целостности изделия
4. Контроль образцов для испытания на отрыв колец (выполняется самостоятельно изготовителем)
5. Контроль размеров
6. Протокол изготовления партии материала
7. Контроль продукции перед отгрузкой

Каждая обсадная колонна подлежит обязательной установке центраторов через 8-10 метров на следующих участках:

1. В интервале подъема тампонажного раствора, в т.ч. цементируемого фильтра;
2. От башмака предыдущей колонны и выше на 30-50 м;
3. У «головы» потайной колонны и ниже;
4. Под и над УСЦ, за колонной манжетой или пакером по два центратора;
5. В приустьевой части, в случае подъема тампонажного раствора до устья скважины, на два центратора.

В процессе спуска обсадной колонны в скважину центраторы устанавливаются на обсадных трубах с таким расчетом, чтобы после спуска и цементирования центраторы располагались в заданных интервалах скважины.

Центраторы, закрепленные на обсадной колонне с помощью стопорных колец и ключей, спускаются вместе с колонной в скважину, заполненную буровым раствором. При спуске к забою центратор находится в напряжении, радиально отталкиваясь пружинами от стенок и легко передвигаясь по стволу скважины, тем самым центрируя обсадную, что обеспечивает беспрепятственный спуск обсадной колонны в скважину до проектной глубины. В настоящее время разработаны центраторы, крепление которых может осуществляться в любом месте обсадной колонны.

Вывод: технологическая оснастка центрирования обсадной колонны является одним из важнейших этапов заканчивания, т.к. признается наилучшим способом по качественному креплению скважины и формированию цементного кольца требуемой толщины. Нарушение технологии впоследствии может грозить серьезными проблемами, вплоть до появления заколонных перетоков и выхода скважины из строя.

4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Основные направления деятельности нефтяной компании «Газпромнефть-Восток»

ООО «Газпромнефть - Восток» является дочерним предприятием ОАО «Газпромнефть» по добыче нефти и газа.

Общество с ограниченной ответственностью « Газпромнефть - Восток» создано с первоначальным наименованием «Общество с ограниченной ответственностью «Сибнефть - Восток»» учреждено на основании решении учредителя от 31 августа 2005 г. в соответствии с требованиями Гражданского кодекса РФ и Федерального закона «Об обществах с ограниченной ответственностью». В соответствии с приложением 1 Учреждение последней редакции Устава Общества, с новым наименованием: Общество с ограниченной ответственностью « Газпром нефть - Восток» произошло 23 мая 2007 г.

Общая численность работников предприятия – более 630 человек. «Газпромнефть-Восток» на 100% принадлежит ПАО «Газпром нефть».

Местонахождение Общества - 634045, Россия, г. Томск, ул. Мокрушина, 9, стр.16.

Согласно ст.2 Устава предприятия, Общество является юридическим лицом, осуществляет свою деятельность согласно законодательству РФ, а также в соответствии с настоящим Уставом, решениями органов управления Общества. Общество характеризуется организационным единством и обладает обособленным имуществом. В гражданском обороте Общество выступает от своего собственного имени, несет ответственность по своим обязательствам всем своим имуществом, участники общества не отвечаю по обязательствам Общества, и несут риск убытков, связанных с деятельностью Общества, в пределах стоимости внесенных ими вкладов.

Основные виды деятельности

Согласно ст.2 (2.12) Устава Общества, основными видами деятельности Общества являются осуществление операторских услуг по следующим основным направлениям:

- Капитальное строительство в части эксплуатационного бурения (эксплуатационное бурение скважин, освоение скважин, геофизические работы/услуги),
- Капитальное строительство в части обустройства месторождения,
- Работы/услуги по добыче общераспространенных полезных ископаемых,
- Работы/услуги по добыче подземных вод,
- Повышение операционной и экономической эффективности.
- Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа
- Транспортирование по трубопроводам нефти
- Транспортирование по трубопроводам нефтепродуктов
- Транспортирование по трубопроводам газа
- Хранение и складирование нефти и продуктов ее переработки
- Хранение и складирование газа и продуктов его переработки
- Хранение и складирование прочих грузов
- Топографо - геодезическая деятельность
- Геологоразведочные, геофизические и геохимические работы в области изучения недр (в т.ч. сейсморазведочные работы, разведочное бурение),
- Научно-исследовательские и опытно-промышленные работы,

Разведочное бурение «Газпромнефть-Восток» производится на таких месторождениях как:

- Юго-Западная часть Крапивинского месторождения (Тарский район Омской области);
- Шингинское и Южно-Шингинское месторождения (Томская область);
- Урманское месторождение (Томская область);
- Арчинское месторождение (Томская область);
- Восточно-Мыгинское месторождение (Томская область)
- Южно-Табаганское месторождение (Томская область)
- Смоляное месторождение (Томская область)
- Кулгинское месторождение (Томская область)

- Солоновское месторождения (Томская область)
- Западно-Лугинецкое и Нижнелугинецкое месторождения (Томская область).

Компания ориентирована на привлечение сервисных предприятий нефтегазового комплекса Томской области и продолжает работу по внедрению новых технологий бурения палеозойских отложений на обсадных трубах.

4.1.1 Организационная структура управления предприятием

Организационная структура предприятия представлена на рисунке И.1 приложения И. Органами управления Общества являются:

Общее собрание участников. Согласно ст.10 Устава, Общее собрание участников - высший орган управления Общества. Перечень некоторых функций: определение основных направлений деятельности, утверждение годовых отчетов и годовых бухгалтерских балансов, принятие внутренних нормативных документов, назначение аудиторской проверки, утверждение аудитора, принятие решений о реорганизации и ликвидации, денежная оценка неденежных вкладов в Уставный капитал Общества и т.д.

Совет директоров. Согласно ст.11 Устава, Совет директоров Общества осуществляет общее руководство деятельностью Общества, а также контроль за исполнением решений, состоит из пяти человек. Некоторые функции: назначение, прекращение полномочий; определение оплаты труда Генерального директора Общества; решение вопросов, связанных с созывом и проведением Общих собраний Участников общества; рекомендации по определению размеры оплаты услуг аудитора; создание филиалов и открытие представительств Общества и т.д. Срок полномочий Совета директоров - 1 год.

Генеральный директор. Согласно ст. 12 Устава Общества, Генеральный директор назначается Советом директоров сроком на три года. Некоторые функции: организует выполнение решений Общего собрания участников, представляет

интересы общества, утверждает штаты, издает приказы, распоряжения, утверждает инструкции, контролирует их исполнение, определяет структуру Общества, утверждает сметы расходов Общества, утверждает правила внутреннего распорядка и т.д. В соответствии со ст.15 Генеральный директор несет ответственность за организацию, состояние и достоверность бухгалтерского учета, своевременное представление ежегодного отчета и другой финансовой отчетности в соответствующие органы, а также сведений о деятельности Общества, представляемых кредиторам и в средства массовой информации. В подчинении у Генерального директора находятся:

Директор по экономике и финансам (руководит Службой главного бухгалтера, Планово - бюджетным управлением, Казначейством (отдел проведения платежей), Отделом финансового контроля)

Главный геолог - заместитель генерального директора (руководит Управлением геологии и контроля за разработкой месторождений, Управлением технологий добычи нефти)

Начальник управления по бурению - заместитель генерального директора (руководит Управлением строительства и ремонта скважин)

Главный инженер - первый заместитель генерального директора (в подчинении следующие службы: Центральная инженерно-технологическая служба, Управление эксплуатации объектов нефтедобычи, Управление подготовки нефти и газа, Управление капитального строительства, Служба главного механика, Управление энергоснабжения и тепловодоснабжения, Служба главного метролога, Производственно-технический отдел)

Директор по обеспечению производства (руководит следующими отделами: Управление материально - технического обеспечения, Отдел автоматизаций, связи и информационных технологий)

Начальник управления кадровой политики - заместитель генерального директора (в подчинении находятся Управление кадровой политики, Отдел административно - хозяйственного и социально - бытового обеспечения)

Начальник управления по режиму и охране - заместитель генерального директора (руководит Управлением по режиму и защите информации, Юридическим отделом, Управлением промышленной, пожарной безопасности и охраны окружающей среды, Маркшейдерским отделом, Управлением имущественных отношений, Тендерным комитетом)

Служба главного бухгалтера в ООО «Газпромнефть-Восток» включает отдел учета основных средств и инвестиций, отдел учета реализации и затрат, налоговый отдел, отдел учета материально - технических ресурсов, отдел учета расчетов с персоналом.

4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице И.1 приложения И.

Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на интервалы бурения, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото, а также остальные разделы нормативной карты представлены в таблице И.3 приложения И.

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

1. спуск бурильных свечей;
2. подъем бурильных свечей;
3. подъем и установка УБТ за палец;
4. вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;

5. подготовительно-заключительные работы при СПО;
6. наращивание инструмента;
7. промывка скважины перед подъемом инструмента;
8. промывка скважины перед наращиванием инструмента;
9. смена долота;
10. проверка люфта турбобура;
11. смазка резьбы буровых труб герметизирующей смазкой;
12. крепление и раскрепление свечей и элементов буровой колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (5.1)$$

где $n_{сно}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м,

П – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице

И.2 приложения И.

Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад, составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

- для кондуктора: $3 \cdot 1 = 3$ мин;
- для эксплуатационной колонны: $43 \cdot 1 = 43$ мин.

Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 3-4 ч, кондуктора – 10 ч, эксплуатационной колонны – 22 ч.

Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

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

1. Наворачивание долота - 7 минут.
2. Спуск бурильных свечей.

Расчет нормативного времени на спуск бурильных свечей производится по следующему алгоритму:

- а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м;
- б) рассчитывается длина неизменной части бурильного инструмента L_n и ведущая труба (24 м) с переводником (1 м);
- в) определяется длина бурильных труб L_T , м;
- г) рассчитывается количество спускаемых свечей N ;
- д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин (табл. 4.1);

Таблица 4.1 – Расчет времени спуска свечи

Параметры	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна
Глубина спуска БИ, м	40	840	2790
Длина КНБК, м	4	12	54
Длина БТ, м	36	828	2736
Количество свечей, шт	1,5	34,5	114
Время спуска, мин	9	74	233

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

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

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

$$\Sigma=9+74+233+3\cdot(7 + 17 + 42) = 514 \text{ мин} = 8,6 \text{ ч}$$

Расчет нормативного времени на геофизические работы

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

Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

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

Расчет нормативного времени на проведение ремонтных работ

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

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 232,2 часов или 9,68 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее нормативное время проводки скважины составляет
 $97,9+56,39+0,75+36+8,6+25+7,56=232,2 + 6,6\% = 247,53 = 10,3$ суток.

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k = 247,53 \cdot 1,07 = 264,86 \quad (5.7)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (5.8)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p - соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице И.4 приложения И.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
– направление	2,29	2,45	0,10
– кондуктор	36,27	38,81	1,62
– эксплуатационная колонна	142,93	152,94	6,37
Крепление:			
– направление	4,05	4,33	0,18
– кондуктор	20,91	22,37	0,93
– эксплуатационная колонна	41,08	43,96	1,83
Итого	201,85	264,86	11,03

Сметные расчет на бурение и крепление скважины представлены в таблицах И.4 и И.5 приложения И соответственно. Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице И.6.

4.4 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (5.9)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}), \quad (5.10)$$

где $T_{сно}$ - время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (5.11)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H / n, \quad (5.12)$$

где n - количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n) / H, \quad (5.13)$$

где $C_{см}$ - сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ - плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2800
Продолжительность бурения, сут.	8,09
Механическая скорость, м/ч	28,6
Рейсовая скорость, м/ч	18,15
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7612
Проходка на долото, м	700
Стоимость одного метра скважины, руб	93 967

4.5 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 4.4:

Таблица 4.4 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	1
помощник бурового мастера	3
бурильщик 6 разряда	4
бурильщик 5 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	4
электромонтёр 5 разряда	4
слесарь 5 разряда	2
лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы													
Буровые работы													
Освоение													

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлен в таблице К.1 приложения К.

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Микроклимат определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температурой окружающих поверхностей согласно ГОСТ 12.1.005-88 [2]. Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (IA, особый), в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

Режимы труда и отдыха в холодное время определены МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [3]. Нормы приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Режимы труда и отдыха в холодное время года [3]

Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Превышение уровня шума

Шум на буровой установке возникает в процессе эксплуатации бурового оборудования. Чрезмерный уровень шума оказывает неблагоприятное воздействие на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы. Шум может взаимодействовать с другими производственными факторами, увеличивая риск для персонала.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [4] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБ для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 [5] и коллективных средств защиты (звукоизолирующие кожухи и звукопоглощающие облицовки) согласно ГОСТ 12.1.029-80 [6].

Превышение уровня вибрации

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

Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования» [7]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы) согласно ГОСТ 26568-85 «Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация» [8].

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Загазованность рабочей среды может возникать в результате работы оборудования, поступления пластовых газов из скважины, использовании химических реагентов. Примеси в воздухе могут вызвать раздражение органов чувств, заболевание верхних дыхательных путей, развитие хронических заболеваний. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования» [9] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Предельно допустимые концентрации вредных примесей в воздухе в рабочей зоне на производственном объекте [9]

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

Мероприятия по устранению вредного воздействия в блоке приготовления растворов включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями, изложенными в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» [10]. Очистка воздуха от примесей должна обеспечивать содержание веществ в воздухе не более 30% ПДК_{РЗ}. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ «Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования» [11].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест внутри и снаружи буровой установки характеризуется освещённостью, яркостью и др. Недостаточная освещенность рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление,

способствует развитию близорукости, сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме. Согласно требованиям СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение», [12] освещение рабочего места должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному.

На буровой установке используется естественное, искусственное и комбинированное освещение. Нормы освещенности на буровой установке, утвержденные приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [13], приведены в таблице 5.3

Таблица 5.3 – Требования к освещению производственного объекта

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

Повреждения в результате контакта с живыми организмами

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

К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинфекции, дезинсекции, дератизации, оградительные устройства, автоматический контроль воздушной среды, применение естественной и искусственной вентиляции, сигнализации, дистанционного управления, знаков

безопасности. Мероприятия по устранению фактора проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487—09 «Руководство по медицинской дезинсекции» [14].

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Приведем описание опасных производственных факторов, включающее в себя характеристику производственного фактора и обоснование мероприятий по их устранению.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Фактор возникает во время выполняемых технологических операций при невыполнении требований безопасности, а также в случае возникновения неисправности, приводящих к возникновению механических травм.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [13], а также проведение своевременных инструктажей по технике безопасности, вывешивание оповещающих знаков при проведении ремонтных работ, обеспечение рабочего персонала СИЗ (касками, спецодеждой, перчатками и т. д.).

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

Электрический ток

Возникновение фактора возможно при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Проходя через организм человека, электрический ток производит термическое, электролитическое и биологическое действие, и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания и повреждению внутренних органов и систем.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок в соответствии с требованиями ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [16], «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [17];
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Расчет контура заземления для обеспечения безопасности работ на объекте представлен в приложении К

Расположение рабочего места на значительной высоте

Опасный фактор возникает в процессе вышкомонтажных работ и спуско-подъемных операций и может стать причиной возникновения механических травм в результате падения. Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [13] и включают в себя:

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

Пожаровзрывоопасность

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

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

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- Запрет на расположение электропроводки в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- Запрет на хранение горюче-смазочных материалов (ГСМ) в металлических емкостях ближе 20 метров от установки;
- Отведения специальных мест для курения и разведения огня.
- Оборудование сварочного поста для проведения сварочных работ.
- Использование предохранителей для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах.
- Установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- Оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии в соответствии с РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» [19];
- Обеспечение буровой средствами пожаротушения (пожарные щиты располагаются у входа на буровую, в насосной, в котельной, у системы ПВО, на складе ГСМ, у культбудки;

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

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- Исключение наличия источников возгорания;
- Испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП [13]);
- Установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд;

Также необходимо исключить вероятность достижения нижнего предела взрываемости (далее НПВ) газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ. Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов» [21]:

- Природный газ – не более 4% по объему;
- Пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- Сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений [10], хранением нефтепродуктов в закрытой таре, применением искробезопасного инструмента, а также запретом на применение открытого огня, курение.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Строительство скважин при определенных условиях может сопровождаться большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду.

Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице К.1 приложения К.

5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

Проводя анализ вредных воздействий на окружающую среду, можно выделить компоненты, на которые оказывается значительное воздействие и проводятся природоохранные мероприятия для возмещения вреда окружающей среде: земельные и лесные ресурсы (загрязнение почвы производственными отходами, уничтожение почвенного покрова); водные ресурсы (загрязнение подземных вод).

Сбор и ликвидация производственных отходов. Рекультивация

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

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

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

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

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивируемым участкам, строительство въездов и дорог на них;
- покрытие площадки слоем плодородной почвы.

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

Охрана недр

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

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

- обеспечивает охрану недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждает возникновение, нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду путем использования рационального

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

- предотвращает проникновение газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402;
- уменьшает степень загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов применяются следующие технологические решения:

- глинистая кольматация стенок скважины с образованием прочной низкопроницаемой корки, препятствующей фильтрации раствора в водоносный горизонт;
- обработка бурового раствора высокомолекулярными соединениями, обеспечивающими снижение фильтрационных свойств промывочной жидкости;
- ограничение репрессий на водоносный горизонт путем регулирования структурно-механических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидродинамического давления.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

При строительстве скважин существует вероятность возникновения чрезвычайной ситуации, как природного, так и техногенного характера. Результаты анализа вероятных ЧС приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

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

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

Причины возникновения ГНВП при строительстве скважин:

- Неправильное планирование проведения работ, которое привело к неверным действиям при создании давления рабочего раствора во время выполнения капитального ремонта;
- Снижение уровня жидкости в скважине вследствие поглощения или неверного выполнения спуско-подъемных операций;
- Снижение плотности рабочей жидкости во время простоев работы из-за поступления через стенки воды или газа;
- Несоблюдение рекомендуемого временного интервала между циклами работ;
- Освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.
- Возникновение процессов поглощения жидкости в стволе скважины.

5.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

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

- Не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных геолого-техническим нарядом (далее ГТН);
- Долив скважины при подъеме бурильной колонны должен носить непрерывный характер;
- Цемент за кондуктором поднимать до устья скважины, что обеспечивает надежную герметизацию устья при борьбе с ГНВП.
- При снижении плотности бурового раствора более чем на 0,02 г/см³ необходимо принимать немедленные меры по ее восстановлению;

- Иметь 2-кратный запас раствора на скважинах при вскрытии зон с возможными ГНВП, продуктивных горизонтов на неразведанных площадях и объектах, на газовых и газоконденсатных месторождениях и месторождениях с аномально высокими давлениями;
- Избегать применения КНБК с малыми зазорами;
- Производить подъем БК только после тщательной промывки скважины при создании максимально возможной производительности насосов и при вращении бурильной колонны;
- При возникновении эффекта поршневания необходимо спустить БК ниже интервала проявления, промыть скважину и только после этого приступить к подъему инструмента.
- Перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением, где возможно проявление, под ведущей бурильной трубой устанавливают обратный клапан; При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» [26]. Существует несколько методов действий при ГНВП:

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

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

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

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

Ст. 297. регулирует общие положения о работе вахтовым методом, в частности об обустройстве вахтовых поселков для работников. Ст. 298. определяет ограничения на работы вахтовым методом. К работам не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин» [28].

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

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

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

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

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

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

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены результаты проектирования технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2800 метров на нефтяном месторождении Томской области. Работа содержит 5 глав со следующим содержанием: 1. Общая и геологическая часть; 2. Технологическая часть, 3. Специальная часть, 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, 5. Социальная ответственность.

В первой главе приведены краткая характеристика района работ, геологические условия бурения, характеристика газонефтеводоносности разреза и проводимые испытания.

В главе технологической части рассчитаны и обоснованы проектные решения для строительства скважины. А именно рассчитаны конструкция скважины; режимы бурения; выбран породоразрушающий инструмент для каждого интервала, в том числе для отбора керна; обоснован компонентный состав промывочной жидкости; детально рассмотрены и рассчитаны процессы заканчивания скважин.

В специальной части были рассмотрена и проклассифицирована современная технологическая оснастка для центрирования обсадных колонн.

В главе, посвященной финансовому менеджмент, обоснована экономическая сторона вопроса строительства скважины и рассчитана стоимость скважин.

В последней главе, посвященной социальной ответственности, рассмотрены вредные факторы, возникающие при строительстве скважин. Выделены регламентирующие документы и рассмотрены способы минимизации негативного влияния.

Список литературы

1. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
3. МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».
4. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
5. ГОСТ Р 12.4.213-99 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества.
6. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
7. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
8. ГОСТ 26568-85 Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация.
9. ГОСТ 12.1005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.
10. СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование».
11. ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
12. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение».
13. Приказ от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».
14. Р 3.5.2.2487-09 «Руководство по медицинской дезинсекции».
15. РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин».
16. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 «Об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)».
17. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 «Об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»».
18. Расчет устройства защитного заземления. Методические указания к выполнению самостоятельной работы по дисциплине «Безопасность

жизнедеятельности» для студентов всех специальностей. Томск, изд. ТПУ, 2005. - 12 с.

19. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».

20. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».

21. ГОСТ 12.1.044-84 «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения».

22. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».

23. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы».

24. ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин».

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

26. РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».

27. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

28. 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».

29. Федеральный закон от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации».

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

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

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

33. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и

бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 11 с.

34. Иогансен. К.В. Справочник. “Спутник буровика”. М: «Недра», 1986г. 199с.

35. Методическое руководство к курсовой работе по дисциплине “Заканчивание скважин”. Томск: ТПУ, 2017г. 60 с.

36. Коллектив авторов под ред. У. Лайонза и Г. Плизга. Справочник. «Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Книга 1: Бурение и заканчивание скважин». М: «Профессия», 2009 г.640 с.

37. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Учеб. пособие для вузов «Заканчивание скважин.» М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. 670 с.

38. ООО «Южная нефтегазодобывающая компания» [электронный ресурс] 2018, ungmk.ru (дата обращения 20.03.18).

39. ООО «Промперфоратор» [электронный ресурс] 2018, <http://www.promperforator.ru/> (дата обращения 25.03.18).

40. АО «Башнефтегеофизика» » [электронный ресурс] 2018, <http://www.bngf.ru> (дата обращения 25.03.18).

41. Группа компаний KASC® [электронный ресурс] 2018, <http://kasc.ru> (дата обращения 25.03.18).

Приложение А

Приложение Б

Исходные данные по геологии Лесмуровского месторождения

Таблица Б.1 – Проектный стратиграфический разрез

Интервалы разреза с различными геолого- техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернзности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощн ость	название свит	индекс		
			4	5	6	7
0	40	40	Четвертичные отложения	Q	1,2	-
40	180	140	Некрасовская	P ₃	1,2	-
180	385	205	Люлинворская	P ₂₋₃	1,2	-
385	555	170	Талицкая	P ₂	1,2	-
555	625	70	Ганькинская	P ₁	1,2	-
625	790	165	Березовская	K ₂	1,2	-
790	950	160	Кузнецовская	K ₂	1,7	-
950	1960	1010	Покурская	K ₂	1,7	-
1960	2005	45	Алымская	K ₂ +K ₁	1,7	-
2005	2550	545	Киялинская	K ₁	1,7	-
2550	3060	510	Тарская	K ₁	1,7	-
3060	3080	20	Баженовская + Георгиевская	J ₃	1,1	-
3080	3160	80	Васюганская	J ₃	1,1	-

Таблица Б.2 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Твердость, МПа	Предел текучести, МПа	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Карбонатность, %	Глинистость, %	Абразивность	Категория по промысловой классификации
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	40	Пески Глины	2,1 2,4	100	30	30 20	0,25 0	0 0	10 100	X IV	M
P ₃	40	180	Глины Пески Супеси	2,4 2,1 2,2	100	60	20 30 17	0 0,25 0,05	0 0 0	100 20 35	IV X X	M
P ₂₋₃	180	385	Глины Пески	2,4 2,3	100	70	20 30	0 0,1	0 0	100 15	IV X	M
P ₂	385	555	Глины	2,4	100	90	20	0	0	100	IV	M
P ₁	555	625	Глины Супеси	2,4 2,2	100	90	20 25	0 0,25	4 5	100 40	IV X	M
K ₂	625	790	Глины	2,4	100	90	20	0	10	100	IV	M

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
К ₂	790	950	Глины	2,4	100	90	20	0	0	100	IV	МС
			Пески	2,2			22	0,21	0	20	X	
			Суглинки	2,1			27	0,15	3	12	X	
К ₂	950	1960	Глины	2,4	100	90	20	0	10	100	IV	МС
К ₂ +К ₁	1960	2005	Глины	2,4	100	90	20	0	3	100	IV	МС
			Песчаники	2,1	150		28	0,03	3	20	X	
			Алевролиты	2,1	150		20	0,03	3	20	VI	
			Пески	2,2	250		27	0,2	3	12	X	
К ₁	2005	2550	Глины	2,4	150	90	20	0	3	100	IV	МС
			Песчаники	2,1	200		25	0,0025	3	20	X	
			Алевролиты	2,1	200		22	0,002	3	20	VI	
К ₁	2550	3060	Песчаники	2,4	150	90	18	0	3	100	VI	МС
			Аргиллиты	2,2	200		30	0,002	3	20	X	
			Алевролиты	2,2	200		20	0,0015	3	20	VI	
J ₃	3060	3080	Песчаники	2,2	200	90	22	0,002	3	20	X	С
			Аргиллиты	2,4	150		20	0	3	100	VI	
J ₃	3080	3160	Аргиллиты	2,4	150	90	17	0	3	100	VI	С
			Песчаники	2,2	200		24	0,002	3	20	X	
			Алевролиты	2,3	200		20	0,0015	3	15	VI	

Таблица Б.3 - Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Прогнозируемый интервал		Градиент давлений, МПа/м				Температура в конце интервала, °С
от	до	Пластового	Порового	Гидроразрыва	Горного	
1	2	3	4	5	6	7
0	40	0,01	0,01	0,02	0,022	3
40	180	0,01	0,01	0,02	0,022	6
180	385	0,01	0,01	0,02	0,022	8
385	555	0,01	0,01	0,02	0,022	10
555	625	0,01	0,01	0,02	0,022	11
625	790	0,01	0,01	0,02	0,022	16
790	860	0,01	0,01	0,02	0,022	20
860	950	0,0101	0,0101	0,018	0,023	23
950	1960	0,0101	0,0101	0,018	0,023	50
1960	2005	0,0101	0,0101	0,018	0,023	52
2005	2350	0,0101	0,0101	0,018	0,023	74
2350	2550	0,0101	0,0101	0,017	0,023	78
2550	3060	0,0101	0,0101	0,017	0,023	91
3060	3080	0,0102	0,0102	0,017	0,023	92
3080	3160	0,0102	0,0102	0,017	0,024	94

Приложение В

Исследовательские работы в скважине

Таблица В.1 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
1	2	3	4	5
Кондуктор (0-850)				
0	850	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения	Станция ГТИ «Разрез-2»
0	850	Каротаж: ПС+КС, ВИКИЗ, БК; АКШ, ГК+НКТ, ГГК-П, НК	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения	Комплекс приборов «КАСКАД»
50	850	Кавернометрия, профилеметрия, термометрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения	ПС, ИК 4СКП-Т, ТЭГ-60
0	850	Акустическая и плотностная цементометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе	АКЦ-75 ЦМГА-2

Продолжение таблицы В.1

Эксплуатационная колонна (0-2800)				
1	2	3	4	5
850	2800	Геолого-технические исследования	В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения	Станция ГТИ «Разрез-2»
850	2800	Каротаж: ПС+КС, ВИКИЗ, БК, МБК+МКВ, МКЗ, резистивиметрия; АКШ, ГК+НКТ, ГГК-Ц, НК	В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения	Комплекс приборов «КАСКАД»
850	2800	Кавернометрия, профилометрия	В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения	ПС, ИК 4СКП-Т
2750	2775	Отбор керна	Диаметр извлекаемого керна – 100 мм. Длина извлекаемого керна – 14 000 мм.	УКР-172/100 «Кембрий»
2750	2775	Испытание пластоиспытателем	2 цикла промывки после проработки	МИГ-127
0	2800	ГТИ с геологическим модулем (газовый каротаж)	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Геотест-5»

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5
0	2800	Акустическая и плотностная цементометрия	В обсаженном стволе. Во время остановок процесса бурения	АКЦ-75 ЦМГА-2
0	2800	Термометрия	В обсаженном стволе. Во время остановок процесса бурения	ТЭГ-60
0	2800	Комплексные геофизические и гидродинамические исследования в ГС	Группа сложности – 2-3.	Приток-2М
0	2800	Свабирование	Свабирование, компрессирование азотом, струйный насос, ГКО	КС-62

Приложение Г

Теоретическая база

Осевая нагрузка для шарошечных долот рассчитывается по формуле:

$$G_1 = \frac{\alpha \cdot P_{\text{ш}} \cdot F}{10^3} \quad (2.3.3.1)$$

где α – коэффициент забойных условий, $\alpha \in [0,33; 0,59]$;

$P_{\text{ш}}$ – средневзвешенная твердость горных пород по штампу для данной пачки пород по буримости, кг/см²;

F – опорная площадь рабочей поверхности долота, см².

Опорная поверхность для шарошечных долот рассчитывается по формуле:

$$F = \frac{D_{\text{д}}}{2} \cdot \eta \cdot \delta \quad (2.3.3.2)$$

где $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, см;

η – коэффициент перекрытия – отношение длины образующей шарошки к суммарной длине зубьев, контактирующих с породой, для современных долот $\eta = 0,7–1,7$, в расчетах можно принять $\eta = 1$;

δ – начальное притупление зубьев, см, $\delta = 1–4$ мм, в расчетах принимается среднее значение $\delta = 1,5$ мм.

Для PDC долот опорная площадь рассчитывается по следующей формуле:

$$F = 0,03 \cdot D_c \cdot k_T \quad (2.3.3.3)$$

где k_m – число зубцов на рабочей поверхности;

D_c – средний диаметр зубцов, мм.

При статистическом расчете осевой нагрузки G_2 используется формула:

$$G_2 = q \cdot D_{\text{д}} \quad (2.3.3.4)$$

где q – удельная нагрузка на один миллиметр диаметра долота, кН/мм;

Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на долото G_3 не должна превышать 80% от предельной $G_{пред}$, указанной в технической характеристике (паспорте) долота, то есть:

$$G_3 = 0,8 \cdot G_{пред} \quad (2.3.3.5)$$

Для безопорных PDC расчёт частоты вращения производится только из условия создания необходимой линейной скорости на периферии по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_{II}}{D_{\partial}} \quad (2.3.4.1)$$

где V_{II} – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

Расчет частоты вращения шарошечного долота n_2 по минимально допустимому времени контакта зуба долота с породой ведется по формуле:

$$n_2 = 0,6 \cdot 10^5 \cdot \frac{d_w}{\tau \cdot z \cdot D_{\partial}} \quad (2.3.4.2)$$

где $d_{ш}$ – диаметр шарошки, мм;

τ – минимальное время контакта зуба долота с породой, мс;

z – число зубьев на периферийном венце шарошки.

Максимально допустимая частота вращения шарошечного долота n_3 по стойкости опоры проводится:

$$n_3 = \frac{T_0}{0,02 \cdot (\alpha + 2)} \quad (2.3.4.3)$$

где α – коэффициент, характеризующий свойства горной породы (0,7-0,9 для М; 0,5-0,7 для С, 0,3-0,5 для Т); T_0 – стойкость опоры, час;

Приложение Д

Компоновка низа бурильной колонны

Таблица Д.1 – Результаты расчетов

Расчет на внутреннее избыточное давление					
$P_{вн}$, МПа	24,7	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)			
$P_{кр}$, МПа	66,8	Да		Нет	
$P_{кр} / P_{вн}$	2,7				
Расчет на статическую прочноти при отрыве долота от забоя					
<i>В вертикальном участке ствола</i>					
№секции	q , кг/м	l , м	$\gamma_{бр}$, Г/см ³	$\gamma_{ст}$, Г/см ³	Q_B , кН
1	31,4	2736	1,07	7,80	842,8
Σ					842,8
$Q_{КНБК}$, кН	94,4	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,4$)			
К	1,15				
ΔP , МПа	16,2	Да		Нет	
F_k , м ²	0,00927				
σ_T , МПа	593,55				
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q , кг/м	l , м	$\gamma_{бр}$, Г/см ³	$\gamma_{ст}$, Г/см ³	Q_B , кН
1	31,4	2736	1,07	7,80	842,8
Σ					842,8
Q'_{TK} , кН	1518	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		4785	
$Q_{КНБК}$, кН	94,4				
n	1,4				
q_m , кг/м	31,4				
K_T	1				
К	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		3490	
n	1,4				
F_k , м ²	0,00927				
σ_T , МПа	593,55				

Таблица Д.2 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	50	Ш 393,7 V-C52X-R2018	180	0,50	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник П-201/171	99	0,42	
			УБТС-254х100	2689	8,00	
			Переводник П-171/201	102	0,54	
			Переводник П-161/171	86	0,54	
			УБТС-203х80	1717	8,00	
			Переводник П-122/161	63	0,40	
			УБТС-165х71	1087	8,00	
			Переводник П-133/122	59	0,45	
			ПК-127х9,19 Е	1130	36,00	
Σ				7212	62,85	
2	50	850	Ш 295,3 V-C52X-R2019	91	0,39	Бурение интервала под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Калибратор КЛС-295 МС	70	0,70	
			Переводник П-161/152	63	0,40	
			УБТС-203х80	5150	24,00	
			Переводник П-122/161	63	0,40	
			УБТС-165х71	1087	8,00	
			Переводник П-133/122	59	0,45	
			ПК-127х9,19 Е	25998	828	
Σ				32583	862,34	
3	850 2775	2750 2800	БИТ 190,5 В 516 У (S332)	39	0,37	Бурение интервала под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
			Калибратор 5КС 190,5 СТ	60	0,60	
			Забойный двигатель ДГР-172.4/5.72	1122	8,61	
			Клапан обратный КОБ-165	70	0,70	
			Клапан переливной КП-165	58	0,56	
			Переводник П-122/133	63	0,40	
			УБТС-165х71	8154	60,00	
			Переводник П-133/122	59	0,45	
			ПК-127х9,19 Е	85910	2736,00	
Σ				95535	2807,69	
4	2933	2946	БИТ 190,5/100 В 613 У (S332)	17	0,17	Отбор керна в интервале продуктивного пласта
			УКР-172-100 Кембрий	1120	15,90	
			Переводник П-122/161	63	0,40	
			УБТС-165х71	1631	8,00	
			Переводник П-133/122	59	0,45	
			ПК-127х9,19 Е	86664	828,00	
Σ				89554	2788,92	

Приложение Е

Гидравлическая программа промывки

Таблица Е.1 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения, м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	К	d, м	
от	до									
0	50	0,10	0,49	50	9,81	1100-1170	2246	1,5	0,015	
50	850	0,10	8,33	850		1100-1170	2338		0,012	
850	1200	0,10	11,79	1200		1100-1170	2351		0,010	
1200	2800	0,05	27,43	2800		1055-1080	2323		0,010	
2750	2775	0,05	27,63	2775		1055-1080	2270		0,010	
Результаты проектирования										
Интервал бурения, м		Плот- ность, г/см ³	СНС _{10с} , дПа	СНС _{10мин} , дПа	Условная вязкость, с	Водоот-дача, см ³ /30 мин	рН	Содер- жание песка, %	ДНС, дПа	ПВ, мПа*с
от	до									
0	50	1,12	30-60	45-75	50-80	<12	8,0-9,0	1,5	100-120	12-15
50	850	1,12	12-32	20-60	40-70	<10	8,0-9,0	<1,0	80-90	15-20
850	1200	1,12	8-10	12-25	35-60	6	8,5-10,0	<1,0	50-60	10-12
1200	2800	1,07								
2750	2775	1,07								

Таблица Е.2 – Гидравлические показатели промывки

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наим. скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ²	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр, мм		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0,72	0,072	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	19	102,7	609,9
Под кондуктор									
50	850	БУРЕНИЕ	1,09	0,100	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17,5	94,7	406,2
Под эксплуатационную колонну									
850	2750	БУРЕНИЕ	1,25	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	6	101,3	152
2775	2800	БУРЕНИЕ	1,25	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	6	101,3	152
Отбор керна									
2750	2775	ОТБОР КЕРНА	0,80	0,052	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	6	105,4	104,5

Таблица Е.3 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Кол-во	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэфф. наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБ Т-950А	2	0,9	180	174,6	0,95	125	43,7	87,4
50	850	БУРЕНИЕ		2	0,9	160	220,5	0,95	125	34,2	68,4
850	2750	БУРЕНИЕ		1	0,9	140	293,4	0,95	110	23,4	23,4
2750	2775	ОТБОР КЕРНА		1	0,9	140	293,4	0,95	70	14,9	14,9
2775	2800	БУРЕНИЕ		1	0,9	140	293,4	0,95	110	23,4	23,4

Таблица Е.4 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	95	69,8	0,0	15,1	0,1	10,0
50	850	БУРЕНИЕ	143,7	59,4	0,0	71,8	2,5	10,0
850	2750	БУРЕНИЕ	251,1	64,9	136,6	26,9	16,7	5,9
2750	2775	ОТБОР КЕРНА	134,5	70,2	0,0	11,6	28,0	2,4
2775	2800	БУРЕНИЕ	251,8	64,9	136,6	27,4	17,0	5,9

Приложение Ж

Расчет процессов заканчивания скважин

Необходимость в учете бурового раствора, оставшегося в затрубном пространстве в конце продавки тампонажного раствора, определяется из условия:

$$l_{\text{буф}} \geq l_1,$$

где $l_{\text{буф}}$ – глубина расположения буферной жидкости,

l_1 – глубина границы раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора (700 м).

Определим глубину расположения буферной жидкости:

$$l_{\text{буф}} = \frac{4 \cdot S_{\text{кп ос}} \cdot v_{\text{кп}} \cdot t}{\pi \cdot (D_{\text{к вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2)} = 1137,9 \text{ м},$$

где $v_{\text{кп}}$ – скорость восходящего потока (2 м/с);

t – время контакта (500 с);

$D_{\text{к вн}}$ – внутренний диаметр кондуктора (228,7 мм);

$D_{\text{эк н}}$ – наружный диаметр эксплуатационной колонны (146,1 мм);

$S_{\text{кп ос}}$ – площадь затрубного пространства в открытом стволе скважины, определяется по формуле: $S_{\text{кп ос}} = \pi \cdot \frac{k_{\text{срвзв}} \cdot D_{\text{эк д}}^2 - D_{\text{эк н}}^2}{4} = 0,0277 \text{ м}^2$,

где $k_{\text{срвзв}}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности (1,56);

$D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну (190,5 мм);

Так как условие $l_{\text{буф}} \geq l_1$ выполняется, то буферная жидкость поднимется до устья скважины.

Максимальное давление на цементировочной головке в конце процесса посадки разделительной пробки на стоп-кольцо определяется по формуле:

$$P_{\text{цг}} = \Delta P_{\text{гс}} + P_{\text{гд}} + P_{\text{ст}} = 18,62 \text{ МПа};$$

где $\Delta P_{\text{гс}}$ – разность гидростатических давлений на забое (9,22 МПа);

$P_{ст}$ – дополнительное давление при получении сигнала «стоп» (3 МПа);

$P_{гд}$ – гидродинамическое давление, вычисляемое по формуле:

$$P_{гд} = 0,002L + \Omega = 0,002 \cdot 2800 + 0,8 = 6,4 \text{ МПа};$$

Рассчитаем давление опрессовки, в соответствии с "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности":

$$P_{оп} = 1,1 \cdot P_{му} = 1,1 \cdot 7,2 = 7,92 \text{ МПа} < 11,5 \text{ МПа};$$

Так как расчетное давление не должно быть ниже минимального, принимаем оптимальное $P_{оп} = 11,5 \text{ МПа}$.

Определим требуемую прочность трубы на смятие 1-ой секции, которая должна удовлетворять условию:

$$P_{см}^1 \geq n_{см} \cdot P_{ни}^1;$$

где $n_{см}$ – коэффициент запаса на смятие внешним избыточным давлением (примем значение коэффициента запаса $n_{см} = 1,15$)

$P_{ни}^1$ – величина наружного избыточного давления на забое.

$$P_{см}^1 \geq 1,3 \cdot 22,5;$$

$$P_{см}^1 \geq 29,25 \text{ МПа};$$

Выбираем толщину стенок первой секции обсадных труб $\delta_1 = 7,7 \text{ мм}$ группы прочности «Д», принимаем предварительную глубину спуска 1-ой колонны $L^1 = 2705 \text{ м}$, что на 50 м выше кровли продуктивного пласта.

Предварительная длина 1-ой секции: $l^1 = 95 \text{ м}$;

Предварительный вес 1-ой секции ($q_1 = 0,265 \text{ кН/м}$):

$$G^1 = l^1 \cdot q^1 = 25,18 \text{ кН};$$

Определим фактический коэффициент запаса прочности для 2-ой секции на глубине L^1 на внутреннее давление:

$$n_p = \frac{P_p^2}{P_{ви}^2} = 3,27,$$

где P_p^2 – прочность труб 2-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки $\delta_2=7,7$ мм. ($P_p^2 = 35$ МПа – по приложению 4 [1]);

$P_{ви}^2$ – внутреннее избыточное давление на глубине L^1 ($P_{ви}^2 = 9,72$ МПа);

Определим фактический коэффициент запаса прочности для 2-ой секции на глубине L^1 на страгивание в резьбовом соединении:

$$N_{стр} = \frac{Q_{стр}^2}{G^1} = 36,9,$$

где $Q_{стр}^2$ – прочность на страгивающие нагрузки для труб 2-ой секции ($Q_{стр}^2 = 931$ кН);

G^1 – растягивающая нагрузка, действующая на 2-ую секцию.

Условия прочности соблюдаются.

Для расчёта 2-ой секции примем толщину стенок труб $\delta_2 = 7$ мм группы прочности «Д».

Найдём значение наружного избыточного давления $P_{ни}^3$ из условия:

$$P_{ни}^3 = \frac{P_{см}^3}{n_{см}} = 19,4 \text{ МПа};$$

По эпюре находим глубину L^2 , на которой действует $P_{ни}^3$ ($L^2 = 1851$ м);

Определяем предварительную длину 2-ой секции:

$$l^2 = 2800 - 95 - 1851 = 854 \text{ м};$$

Предварительный вес 2-ой секции ($q_2 = 0,243$ кН/м):

$$G^2 = l^2 \cdot q^2 = 207,52 \text{ кН};$$

Определим предварительный вес 2-х секций:

$$\sum G^2 = G^1 + G^2 = 232,70 \text{ кН};$$

Определим фактический коэффициент запаса прочности для 3-ей секции на внутреннее давление:

$$n_p = \frac{P_p^3}{P_{ви}^3} = 2,12,$$

Определим фактический коэффициент запаса прочности для 3-ей секции на страгивание в резьбовом соединении:

$$N_{\text{стр}} = \frac{Q_{\text{стр}}^3}{G^2} = 3,71,$$

Условия прочности соблюдаются.

Расчет 3-ей секции будем проводить из условия прочности на растяжение по формуле:

$$L^3 = (Q_{\text{стр}}^3 / n_{\text{стр}} - \Sigma G^{1,2}) / q^3 = 1851 \text{ м},$$

где $Q_{\text{стр}}^3$ – значение прочности на страгивающие нагрузки в резьбовом соединении для труб третьей секции;

ΣG^{i-1} – суммарный вес предыдущих секций;

qi – вес 1 м рассчитываемой секции.

Расчетная длина больше L^2 , поэтому 3-ю секцию берем до устья.

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения в буровом растворе:

$$P_{\text{Гс кп}} + P_{\text{Гд кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{пг}},$$

$$P_{\text{Гс кп}} + P_{\text{Гд кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{гр}},$$

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

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

$P_{\text{пг}}$ – давление начала поглощения (43,95 МПа);

$P_{\text{гр}}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва (51,7 МПа);

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве определим по формуле:

$$P_{\text{ГД кп}} = \frac{\lambda \cdot \rho_{\text{срвзв зс}} \cdot v_{\text{зс}}^2 \cdot L_{\text{к}}}{2 \cdot (D_{\text{к.вн}} - D_{\text{эк.н}})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{\text{срвзв ос}} \cdot v_{\text{ос}}^2 \cdot (L - L_{\text{к}})}{2 \cdot (D_{\text{эк.д}} \cdot \sqrt{k_{\text{срвзв}}} - D_{\text{эк.н}})} = 0,13 \text{ МПа},$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления при течении жидкости в затрубном пространстве, $\lambda = 0,035$;

$\rho_{\text{срвзв зс}}$ и $\rho_{\text{срвзв ос}}$ – средневзвешенные плотности растворов в конце продавки тампонажного раствора за колонной открытого и закрытого стволов соответственно, кг/м³ ($\rho_{\text{срвзв зс}} = 1152,9 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\rho_{\text{срвзв ос}} = 1419,5 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$);

$V_{\text{о.с.}}$ – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в открытом стволе, равная 0,4 м/с;

$V_{\text{з.с.}}$ – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в закрытом стволе, равная 0,455 м/с;

L – длина ствола скважины, м ($L = 2800$ м);

$L_{\text{к}}$ – длина ствола кондуктора, м ($L_{\text{к}} = 850$ м);

$D_{\text{эк.д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну (190,5 мм);

$D_{\text{эк.н}}$ – наружный диаметр обсадной колонны (146,1 мм);

$k_{\text{ср.взв.}}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины ($k_{\text{срвзв}}=1,56$);

$D_{\text{к.вн}}$ – внутренний диаметр кондуктора (228,7 мм).

В случае подъема буферной жидкости на устье скважины гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{\text{гс кп}}$ определяется по формуле:

$$P_{\text{гс кп}} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{обл.тр}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{\text{н.тр}} \cdot h_2) = 36,76 \text{ МПа};$$

Условие недопущения гидроразрыва:

$$P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{пг}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{гр}},$$

$$36,75 + 0,13 \leq 41,75 \leq 49,12,$$

$$36,88 \leq 41,75 \leq 49,12.$$

Определим общий объём тампонажного раствора:

$$V_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot (k_{\text{срвзв}} \cdot D_{\text{ЭКД}}^2 - D_{\text{ЭКН}}^2) \cdot (L - L_{\text{К}}) + (D_{\text{КВН}}^2 - D_{\text{ЭКН}}^2) \cdot (L_{\text{К}} - L_1) + d_{\text{ЭКВН1}}^2 \cdot l_{\text{СТ}}}{4}$$
$$= 57,74 \text{ м}^3;$$

Определим объём тампонажного раствора нормальной плотности:

$$V_{\text{трН}} = (0,0277 \cdot 100) + (0,0138 \cdot 10) = 2,77 \text{ м}^3;$$

Объём облегченного тампонажного раствора:

$$V_{\text{тр обл}} = 57,74 - 2,77 = 54,97 \text{ м}^3.$$

Для приготовления раствора нормальной плотности будем использовать марку цемента ПЦТ-I-100 с плотностью сухого цемента 3120 кг/м³. Для приготовления облегченного тампонажного раствора используем марку цемента ПЦТ-III-Об 4-100 с плотностью сухого цемента 2610 кг/м³.

Произведем расчёты для цемента ПЦТ-I-100:

Водоцементное отношение определяется по формуле:

$$m = \frac{(1 - \rho_{\text{тр}} / \rho_{\text{Т}})}{(\rho_{\text{тр}} / \rho_{\text{ж}} - 1)} = \frac{1 - \frac{1800}{3120}}{\frac{1800}{1000} - 1} = 0,53$$

Масса тампонажного материала для приготовления 1 м³ раствора:

$$G = \frac{\rho_{\text{Т}} \cdot \rho_{\text{ж}}}{m \cdot \rho_{\text{Т}} + \rho_{\text{ж}}} = \frac{3120 \cdot 1000}{0,53 \cdot 3120 + 1000} = 1177,4 \text{ кг};$$

Общая масса сухого тампонажного материала для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора:

$$G_{\text{сух}} = K_{\text{ц}} \cdot G \cdot V_{\text{тр}} = 1,04 \cdot 1177,4 \cdot 2,77 = 3387,8 \text{ кг} = 3,39 \text{ т};$$

Полный объём воды затворения для общей сухой массы тампонажного материала:

$$V_{\text{В}} = \frac{K_{\text{В}} \cdot G_{\text{сух}}}{G_1} = \frac{1,04 \cdot 3387,8}{1000/0,53} = 1,95 \text{ м}^3.$$

Произведем расчёты для цемента ПЦТ-III-Об 4-100:

Водоцементное отношение:

$$m = \frac{1 - \frac{1400}{2610}}{\frac{1400}{1000} - 1} = 1,16$$

Масса тампонажного материала для приготовления 1 м³ раствора:

$$G = \frac{2610 \cdot 1000}{1,16 \cdot 2610 + 1000} = 684,4 \text{ кг};$$

Общая масса сухого тампонажного материала для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора:

$$G_{\text{сух}} = 1,04 \cdot 684,4 \cdot 54,97 = 37072,6 \text{ кг} = 37,07 \text{ т};$$

Полный объём воды затворения для общей сухой массы тампонажного материала:

$$V_{\text{в}} = \frac{1,04 \cdot 37072,6}{1000/1,16} = 46,83 \text{ м}^3.$$

Приложение И

Организационно-экономическая часть

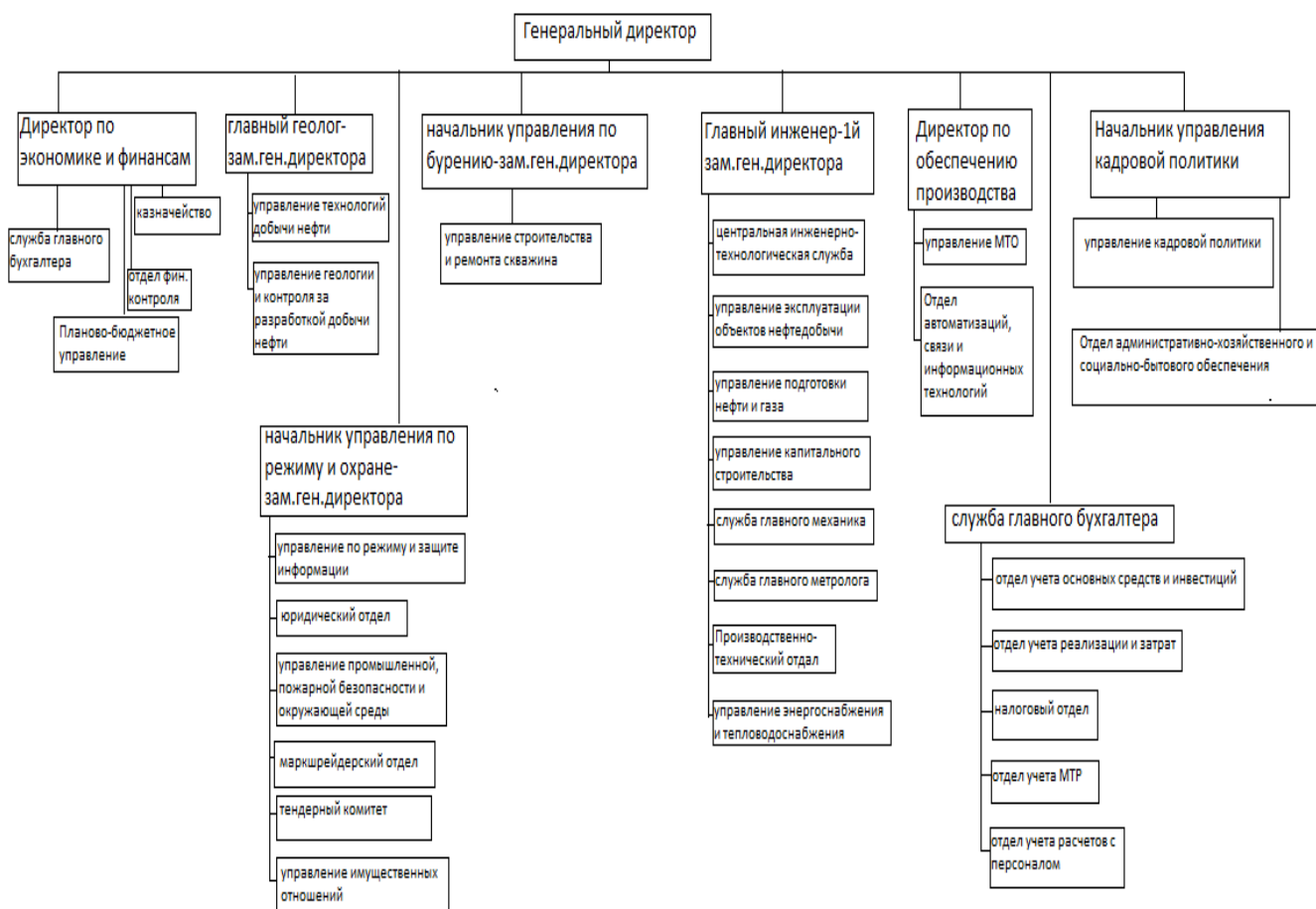


Рисунок И.1 – организационная структура «Газпромнефть Восток»

Таблица И.1 - Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	Нефтяная
Проектная глубина, м:	2800
Способ бурения:	
- под направление и кондуктор	Роторный
- под эксплуатационную колонну	С применением ВЗД
Цель бурения	Разведочное бурение
Конструкция скважины:	
- направление	D=323,9 мм на глубину 50 м
- кондуктор	D=244,5 мм на глубину 850 м
- эксплуатационная	D=146,1 мм на глубину 2800 м
Буровая установка	Уралмаш 2900 ЭПК-БМ
Оснастка талевой системы	5/6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950А
производительность, л/с:	
- в интервале 0-50м	43,7
- в интервале 50-850м	34,2
- в интервале 850-2800м	23,4
Утяжеленные бурильные трубы (УБТС):	D=165x71 мм – 60 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 850-2800 м	Двигатель ДГР-172.4/5.72
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
- в интервале 0-50 м	ПК-127x9,19 Е
- в интервале 50-850 м	ПК-127x9,19 Е
- в интервале 850-2800 м	ПК-127x9,19 Е
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-50 м	Ш 393,7 V-C52X-R2018
- в интервале 500-850 м	Ш 295,3 V-C52X-R2019
- в интервале 850-2800 м	БИТ 190,5 В 516 У (S332)
- в интервале 2750-2775 м	БИТ 190,5/80 В 613 У (S332)

Таблица И.2 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0-50	393,7	470	11	24	0-50	0,0119	0,60
2	50-850	295,3	820	12	32	50-100	0,0120	0,60
						100-200	0,0131	1,31
						200-500	0,0144	4,32
						500-600	0,0153	1,53
						600-700	0,0156	1,56
						700-800	0,0157	1,57
						800-850	0,0157	0,79
ИТОГО								11,68
3	850-2800	190,5	1010	12	32	850-1000	0,0161	2,41
						1000-1200	0,0181	3,61
						1200-1400	0,0190	3,80
						1400-1600	0,0203	4,06
						1600-1800	0,0230	4,60
						1800-2000	0,0241	4,82
						2000-2200	0,0249	4,98
						2200-2400	0,0253	5,03
						2400-2600	0,0260	5,20
						2600-2800	0,0280	5,60
ИТОГО								44,11
ИТОГО ПО СКВАЖИНЕ								56,39

Таблица И.3 - Нормативная карта вертикальной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	Ш 393,7 V-C52X-R2018	470	0,11	0-50	50	0,028	1,4	0,60	2,0
Бурение под кондуктор	Ш 295,3 V-C52X-R2019	820	0,97	50-850	800	0,028	22,4	11,68	34,08
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 В 516 У (S332)	1010	1,93	850-2800	1950	0,038	74,1	44,11	118,21
Всего			4		2800		97,90	56,39	154,29
Крепление: - направления - кондуктора - эксплуатационная									4,05 20,91 41,08

Продолжение таблицы И.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов									
-направление			-						-
-кондуктор			3						0,05
- эксплуатационная			43						0,70
ОЗЦ:			-						
-направление									4,0
-кондуктора									10,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной пробки									
-направление				40-50					2,9
-кондуктор				840-850					2,9
- эксплуатационная колонна				2790-2800					2,9
Промывка скважины (1 цикл)									
-направление									0,02
-кондуктор									0,12
- эксплуатационная									0,52
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,56
Всего на бурение скважины									232,2
Ремонтные работы (3,3 %)									13,93
Общее время на скважину									247,53

Таблица И.4 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,11	15,2009	0,85	117,4615	6,03	833,2857
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, эксл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,11	8,756	0,85	67,66	6,03	119,997
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,11	3,0437	0,85	23,5195	6,03	166,8501
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,11	0,8294	0,85	6,409	6,03	45,4662
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, эксл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,11	111,2585	0,85	859,724	6,03	6098,983 2
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,11	12,5444	0,85	96,934	6,03	687,6612
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,11	0,7645	0,85	5,9075	6,03	41,9085
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,11	173,844	0,85	1343,34	6,03	9529,812
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	0,85	725,2965	6,03	5145,339

Продолжение таблицы И.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, рот. способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,11	1,7732	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турб. способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	0,85	838,508	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	6,03	2233,211
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,11	2,5542	0,85	19,737	6,03	140,0166
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,11	61,1116	0,85	472,226	6,03	3350,027
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-		
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,11	11,0924	0,85	85,714	6,03	608,0652
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,11	0,979	0,85	7,565	6,03	53,667
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	14,9248	0,85	115,328	6,03	818,1504
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,11	44,176	0,85	341,36	6,03	2421,648
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	0,85	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,11	74,4876	0,85	575,586	6,03	4083,275
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,11	1,6412	0,85	12,682	6,03	89,9676
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-

Продолжение таблицы И.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-		
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, руб		8266,35		1609,721		7631,908		36377,36	
Затраты зависящие от объема работ									
349,5 MTR115M-ГВУ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
243 FD519S	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
165,1 FD713МН	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ –	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0		169,944		747,883		5979,951	
Затрат без учета транспортировки вахт, руб		8266,35		1779,665		8379,791		42357,31	
Всего по сметному расчету, руб	60783,12								

Таблица И.5 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,17	23,4923	0,76	105,0244	1,49	205,9031
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, эксл. бурение), сут	19,9	0,17	3,383	0,76	15,124	1,49	29,651
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,17	4,7039	0,76	21,0292	1,49	41,2283
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,17	1,2818	0,76	5,7304	1,49	11,2346
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, эксл. бурение), сут	252,86	0,17	42,9862	0,76	192,1736	1,49	376,7614
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,17	4,8467	0,76	21,6676	1,49	42,4799
1	2	3	4	5	6	7	8
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,17	1,1815	0,76	5,282	1,49	10,3555
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,17	223,89	0,76	1000,92	1,49	1962,33
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,17	232,56	0,76	1039,68	1,49	2038,32
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,17	71,298	0,76	318,744	1,49	624,906
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,17	23,6113	0,76	105,5564	1,49	206,9461
Плата за эл/эн. при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,17	17,1428	0,76	76,6384	1,49	150,2516

Продолжение таблицы И.5

Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,17	1,513	0,76	6,764	1,49	13,261
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,17	17,068	0,76	76,304	1,49	149,596
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,17	28,7793	0,76	128,6604	1,49	252,2421
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,17	3,128	0,76	13,984	1,49	27,416
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,17	1,1815	0,76	5,282	1,49	10,3555
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-273, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-194, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-127, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-194/15, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-
Центратор ЦЦ-127/54, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦОКДМ-273, шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-194, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-127, шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПП-273, шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-194, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-127, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Пакер заколонный ПГП-127	590,9	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементировочная ГЦУ-273	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-194	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-127	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, руб			4969,423		6971,982		9953,93
Обсадные трубы 273х9,5, м	37,21	30	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 194х7,9, м	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
Обсадные трубы 127х8, м	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44
Обсадные трубы 127х8,9, м	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49

Продолжение таблицы И.5

Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			1828,9985			22742,0521	70653,34566
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			6798,421			29714,03	80607,28
Всего по сметному расчету, руб			117119,7				

Таблица И.6 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61 124,00
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229,00
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1 071,00
Итого по главе 1	62 424,00
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151 301,00
Разборка и демонтаж	1 210,00
Монтаж установки для освоения скважины	450,00
Демонтаж установки для освоения скважины	140,00
Итого по главе 2	153 101,00
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	60 783,12
Крепление скважины	117 119,70
Итого по главе 3	177 902,82
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12 844,00
Итого по главе 4	12 844,00
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	19 456,18
Итого по главе 5	19 456,18
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9 829,10
Эксплуатация котельной	2 935,00
Итого по главе 6	12 764,10
Итого по главам 1-6	438 492,09

Продолжение таблицы И.6

Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	71 912,70
Итого по главе 7	71 912,70
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от глав 1-7)	40 832,40
Итого по главе 8	40 832,40
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	25 356,91
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15 985,88
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	9 922,27
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	286,10
Топографо-геодезические работы	123,00
Скважины на воду	4 771,00
Итого по главе 9	56 445,16
Итого по главам 1-9	593 922,00
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	2 066,82
Итого по главе 10	2 066,82
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательные работы	790,00
Проектные работы	3 830,00
Итого по главе 11	4 620,00
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	52 004,86
Итого по главе 12	52 004,86
Итого по сводному сметному расчету	1 092 102,00
В пересчете на цены 2018 г (коэффициент пересчета – 204,2)	223 007 234,70
НДС 18%	40 141 302,30
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	263 148 537,00

Приложение К

Социальная ответственность

Таблица К.1 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [1]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>Строительство скважины:</p> <p>1. Эксплуатация бурового оборудования;</p> <p>2. Механическое бурение;</p> <p>3. Спуско-подъемные операции;</p> <p>4. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование;</p> <p>5. Приготовление и обработка технологических жидкостей;</p> <p>6. Освоение скважины.</p>	<p>1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</p> <p>2. Превышение уровня шума;</p> <p>3. Превышение уровня вибрации;</p> <p>4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами.</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Электрический ток;</p> <p>3. Расположение рабочего места на значительной высоте;</p> <p>4. Пожаровзрывоопасность.</p>	<p>ГОСТ 12.1.005-88 [2]</p> <p>МР 2.2.7.2129-06 [3]</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [4]</p> <p>ГОСТ Р 12.4.213-99 [5]</p> <p>ГОСТ 12.1.029. [6]</p> <p>ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [7]</p> <p>ГОСТ 26568-85 [8]</p> <p>ГОСТ 12.1005-88 ССБТ [9]</p> <p>СНиП 2.04.05-91 [10]</p> <p>ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [11]</p> <p>СП 52.13330.2011 [12]</p> <p>Приказ от 12.03.2013 г. №101 [13]</p> <p>Р 3.5.2.2487—09 [14]</p> <p>РД 10-525-03 [15]</p> <p>ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [16]</p> <p>«Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [17]</p> <p>РД 34.21.122-87 [19]</p> <p>ПП РФ №316 [20]</p>

Проведем расчет контура заземления для обеспечения безопасности работ на объекте согласно методическим указаниям к выполнению работы по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» для студентов [18]. На буровой заземляются все корпуса электромеханизмов, система заземления представляет собой контур шнуровых заземлений. Сопротивление контура заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом согласно ПУЭ [16]. При расчете воспользуемся схемой для расчета контура заземления, представленной на рис. К.1.

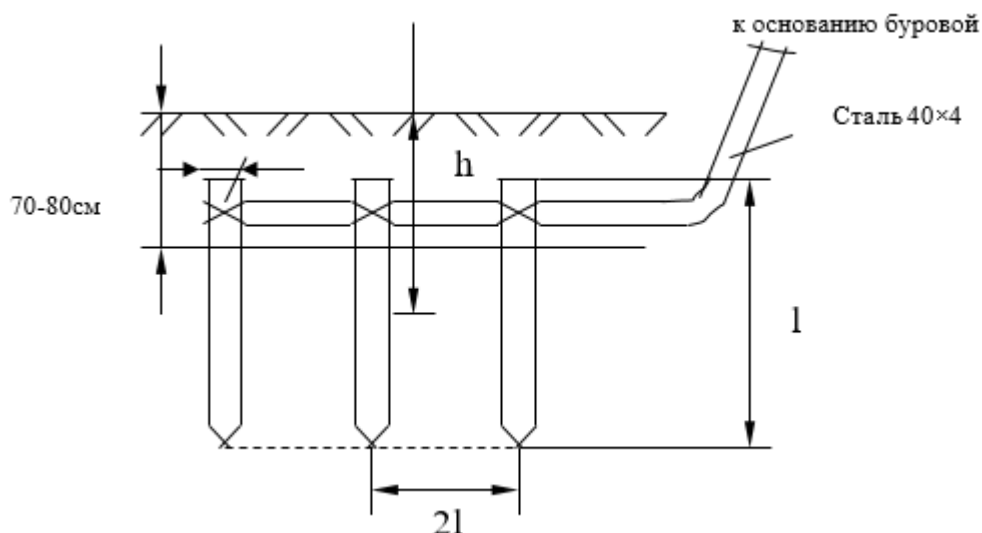


Рис. К.1 - Схема для расчета контура заземления

Рассчитывается сопротивление одного электрода по формуле (5.1):

$$R_T = 0,366 \frac{\rho}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4h+l}{4h-l} \right), \quad (5.1)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление грунта, $\rho = 60$ Ом·м;

l – длина электрода, $l = 2,5$ м;

d – диаметр электрода, $d = 0,05$ м;

h – расстояние от середины электрода до поверхности земли, $h = 2$ м;

$$R_T = 0,366 \frac{60}{2,5} \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2 + 2,5}{4 \cdot 2 - 2,5} \right) = 18,8 \text{ Ом.}$$

Определяется необходимое число электродов, которое необходимо забить в грунт по формуле (5.2):

$$n = (R_T \cdot \eta_c) / (R_d \cdot \eta_{ЭТ}), \quad (5.2)$$

где $\eta_{ЭТ}$ – коэффициент экранировки труб (электродов), ($0,2 < \eta_{ЭТ} < 0,9$);
 η_c – коэффициент сезонности, учитывает неравномерность стекания тока $\eta_c = 2$.

$$n = \frac{18,8 \cdot 2}{4 \cdot 0,55} = 17,$$

Принимается 17 электродов.

Определяется сопротивление соединительной полосы по формулам (5.3):

$$R_n = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l_n} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_n^2}{d_n \cdot h_n} \cdot \eta_c, \quad (5.3)$$

$$l_n = (n - 1) \cdot 2l \cdot 1,05 \quad (5.4)$$

где l_n – длина соединительной полосы, м;

h_n – ширина соединительной полосы, м;

$$l_n = (17 - 1) \cdot 2 \cdot 2,5 \cdot 1,05 = 84 \text{ м}$$

$$R_n = 0,366 \cdot \frac{60}{84} \cdot \lg \frac{2 \cdot 84^2}{2,5 \cdot 0,04} \cdot 2 = 2,69 \text{ Ом}$$

Находится общее заземление контура по формуле:

$$R_K = \frac{1}{\frac{\eta_{ЭТ}}{R_T} \cdot n + \frac{\eta_{ЭП}}{R_n}} \leq 4 \text{ Ом}, \quad (5.5)$$

где $\eta_{ЭП}$ – коэффициент экранировки полосы, $\eta_{ЭП} = 0,15$.

$$R_K = \frac{1}{\frac{0,55}{18,8} \cdot 17 + \frac{0,15}{2,69}} = 1,81 \text{ Ом.}$$

Расчётное сопротивление контура соответствует требованиям ПУЭ

Таблица К.2 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химических реагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и др.
	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях

Продолжение таблицы К.2

Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков
Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Вода и водные ресурсы	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками

Продолжение таблицы К.2

Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно- геологические наблюдения в скважинах и выработках
	Некомплексное изучение недр	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов	Организация рудных отвалов и складов
Воздушный бассейн	Выбросы выли и токсичных газов из подземных выработок, а также при наземных взрывах. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных
	Браконьерство	

Приложение Л