

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



Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства горизонтальной скважины глубиной 2900 метров на нефтяном месторождении Томской области»

УДК 622.323:622.243.24(571.16)*

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Фоминых Кирилл Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	Епихин Антон Владимирович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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



Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2БЗВ	Фоминых Кирилл Юрьевич

Тема работы:

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

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Интервал отбора керна: - 4. Объект испытания в процессе бурения: пласт Pz 5. Тип профиля: наклонно-направленный 6. Данные по профилю: длина вертикального участка 300 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 800 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не регламентируется, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, интервал установки ГНО 200–350 м выше головы хвостовика. 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3028 м 8. Диаметр хвостовика: 127 мм 9. Способ цементирования: по расчету 10. Способ перфорации: кумулятивный 11. Способ вызова притока: с использованием пенных систем
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

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

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп-ль	Епихин Антон Владимирович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Фоминых Кирилл Юрьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Фоминых Кириллу Юрьевичу

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Фоминых Кирилл Юрьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Фоминых Кириллу Юрьевичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования в нефтяной промышленности	Объект исследования: технологические решения для строительства горизонтальной скважины глубиной 2900 метров на нефтяном месторождении Томской области.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -повышенный уровень вибрации; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повреждения при контакте с насекомыми; -повышенная запыленность и загазованность; -необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -поражение электрическим током; -возникновение пожаров; -необходимые средства защиты от опасных факторов.
2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);	2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности 	<ul style="list-style-type: none"> бурового раствора); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности
<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"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<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 правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.02.2017
--	------------

Задание выдал консультант:

Группа	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		14.02.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Фоминых Кирилл Юрьевич		14.02.2017

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

Институт природных ресурсов

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

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

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

Форма представления работы: выпускная квалификационная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

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

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп-ль	Епихин Антон Владимирович	-		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 79 с., 15 рис., 28 табл., 26 литературных источников, 9 прил.

Ключевые слова: наклонно-направленная скважина, бурение, буровой раствор, долота, компоновка низа бурильной колонны, забой.

Объектом исследования является нефтяное месторождение в Томской области (Парабельский район).

Цель работы – поиск технологических решений для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 3135 метров на нефтяном месторождении Томской области.

В данной работе был рассмотрен вопрос влияния многолетнемерзлых пород на сооружение и крепление ствола скважины в северных районах Томской области.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработана наклонно-направленная скважина, имеющая диаметр эксплуатационной колонны 177,8 мм и диаметр хвостовика 127 мм.

В будущем планируется развивать данную тему исследования. Необходимо будет оценить затраты при строительстве скважины с использованием специальных устройств, продолжить научное исследование на тему сокращения затрат при отсыпке оснований. Так же планируется рассмотреть применение новых технологий, обеспечивающих более качественное сооружение ствола скважины, тем самым снижая затраты на последующие работы. Выпускная квалификационная работа выполнена в Microsoft Word, таблицы - в Microsoft Excel, графический материал - в программе «Компас-3DV14», презентация - Microsoft Power Point.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- **многолетнемерзлые породы:** Горные породы, длительное время (не менее двух лет подряд) содержащие лед и составляющие основную массу мерзлой зоны литосферы.
- **газонефтеводопроявление:** Поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора и открытого фонтанирования.
- **скважина:** Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, характеризующаяся относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.
- **нефтегазодоносность:** Содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.
- **наклонно-направленная скважина:** скважина, для которой проектом предусмотрено определенное отклонение забоя от вертикали, а ствол проводится по заранее заданной кривой (профилю).
- **хвостовик:** Потайная обсадная колонна, не доходящая до устья скважины.

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

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- ДРУ – двигатель с регулятором угла;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- УБТС – утяжеленные бурильные трубы сбалансированные;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ЛБТ – легкосплавные бурильные трубы;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ММП – многолетнемерзлые горные породы.

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; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; см. - смотри; включ. - включительно и др.

Оглавление

Введение	14
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	15
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	15
1.2. Геологические условия бурения	17
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения	18
1.4. Зоны возможных осложнений.....	19
2. Технологическая часть	20
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	20
2.2. Обоснование конструкции скважины	21
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины.....	22
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений	23
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	24
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	26
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	26
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	28
2.3. Углубление скважины	28
2.3.1. Выбор способа бурения	28
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	29
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	30
2.3.4. Расчет частоты вращения долота.....	30
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	31
2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	32
2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости.....	36
2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	37
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин.....	38
2.4.1. Расчет обсадных колонн.....	38
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	46
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	49
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	49
2.5. Выбор буровой установки	51
3. Специальная часть	52
Осложнения при тепловом взаимодействии скважины с ММП.....	55
Типы буровых промывочных агентов.....	56
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	61

4.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия Нефтеюганский филиал ЗАО «Сибирская сервисная компания».....	61
4.1.2 Организационная структура управления предприятием	62
4.2. Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины	63
4.2.1. Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	63
4.2.2. Линейный календарный график выполнения работ	64
4.3. Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	65
4.3.1. Нормативная база для расчёта смет на строительство скважины в НГО	65
4.4. Расчёт статей сметы на строительство скважины в НГО	65
5. Социальная ответственность	66
5.1. Производственная безопасность.....	66
5.1.1. Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды.....	66
5.1.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды.....	69
5.2. Экологическая безопасность.....	72
5.2.1. Атмосфера.....	72
5.2.2. Гидросфера	72
5.2.3. Литосфера	73
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	74
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
5.4.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).....	75
5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	76
Заключение	77
Список литературы	78
Приложение А.	
Приложение Б.	
Приложение В. Геологические условия бурения	80
Приложение Г. Характеристика газонефтеводоносности месторождения	88
Приложение Д. Зоны возможных осложнений	90
Приложение Е. Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости	93
Приложения К. Расчёт статей сметы на строительство скважины в НГО	105
Приложение Л. Производственная безопасность	107

Введение

В современном мире нефть и газ являются самыми важными природными ресурсами, без которых человечество просто не сможет нормально существовать. Именно поэтому добыча этих ископаемых является приоритетной в наше время.

Первые упоминания о применении бурения для поисков нефти относятся к 30-м годам XIX века. На Тамани, прежде чем рыть нефтяные колодцы, производили предварительную разведку буравом. Очевидец оставил описание: «Когда предполагают выкопать в новом месте колодец, то сначала пробуют буравом землю, вдавливая оный и подливая немного воды, дабы он ходше входил и по вынятию оного, есть ли будет держаться нефть, то на сем месте начинают копать четырехугольную яму». [13; 14].

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой технологические решения для строительства горизонтальной скважины на нефтяном месторождении Томской области (Парабельский район). Проект состоит из решений, которые включают в себе все основные сферы: технологической, обслуживающей, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

В специальной части выпускной квалификационной работы было проведено исследование влияния многолетнемерзлых пород на сооружение и качество ствола скважины.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Урманское месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Парабельский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-2,8 +35 -51
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,8
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	244
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	117
Азимут преобладающего направления ветра, град	Северное, юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	20-25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 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	воздушным транспортом транспортом по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	Томск (470 км) Кедровый (137 км)

Обзорная карта района работ представлена на рис.1

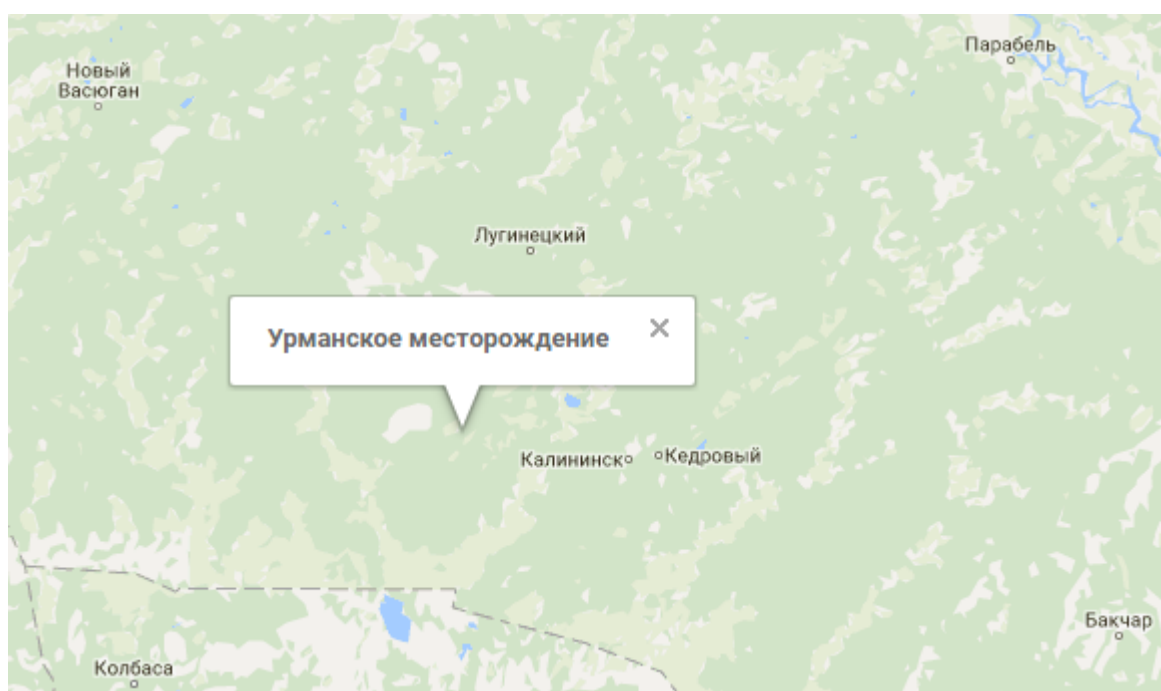


Рисунок 1. Обзорная карта района работ

1.2. Геологические условия бурения

Стратиграфическая характеристика разреза представлена в таблице В.1 приложения В.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице В.2 приложения В.

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице В.3 приложения В.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице В.4 приложения В.

Краткая характеристика геологических условий бурения.

Интервал 0-680 преимущественно сложен песками и глинами с малой твердостью, следовательно, для бурения этого интервала можно использовать породоразрушающий инструмент, который позволяет бурить мягкие горные породы.

Интервал 680-3135 м в большей части сложен алевритами, аргиллитами и песчаниками, которые имеют среднюю и высокую твердость. Поэтому в данном интервале необходимо использовать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить средние и твердые породы.

На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению, исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва, отсутствуют. Что избавляет от необходимости спуска дополнительной обсадной колонны. Забойные температуры в интервале продуктивного пласта достигают 105 градусов, что вносит коррективы при выборе рецептуры цементного раствора.

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в таблице Г.1 приложения Г.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов

Разрез представлен 7 водоносными, 2 нефтеносными и одним газоносным пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 3050-3110 м. (нефтеносный), поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. При проектировании конструкции скважины учитываем то, что необходимо пробурить все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется скважина для эксплуатации водоносного горизонта 20-140м.

1.4. Зоны возможных осложнений

Возможные зоны осложнений представлены в таблице Д.1 приложения Д.

Краткая характеристика возможных осложнений

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются нефтегазоводопроявления, они наблюдаются на всем интервале скважины. Поглощения имеют малую интенсивность, следовательно, не требуют проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

На всей протяженности скважины могут возникнуть прихваты. Поэтому необходимо бурить с минимальной вязкостью и СНС бурового раствора, ввести смазочные добавки в буровой раствор. СПО вести с ограничением скорости, не допуская затяжек и посадок бурильного инструмента, а так же ограничить время по оставлению инструмента в скважине без движения не более 30 минут.

В интервалах 140-490, 660-680 и 1560-2265 м. прогнозируется вероятность желообразования, поэтому необходимо запроектировать процесс бурения таким образом, чтобы количество спускоподъемных операций снизить до минимума, а также контролировать качество бурового раствора.

2. Технологическая часть

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Согласно исходным данным в программе «Бурсофтпроект» строится профиль скважины. Исходные данные, а также данные, полученные в результате проектирования представлены в таблице 9, а сам профиль на рисунке 2.

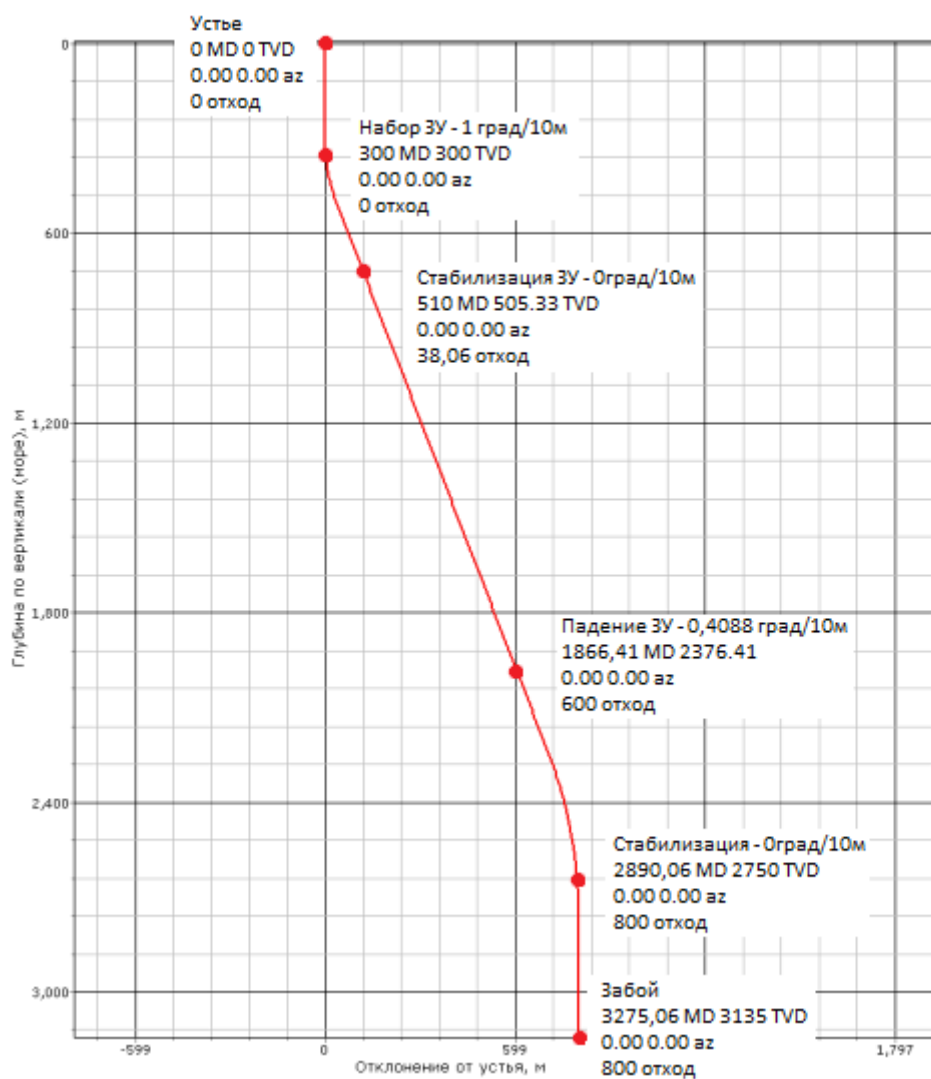


Рисунок 2 – Проектный профиль скважины

2.2. Обоснование конструкции скважины

Мощность четвертичных отложений составляет 20 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 30 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Рекомендуемое значение глубины спуска кондуктора составляет 994 м, но выбирается глубина 1100 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Спуск эксплуатационной колонны производится до глубины 3028 м.

Кондуктор и направление цементируются на всю длину, а эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака кондуктора на 150 м, поскольку скважина нефтяная. Хвостовик не цементируется и устанавливается в интервале 3028-3135 м (по вертикали). Конструкция скважины представлена на рисунке 3.

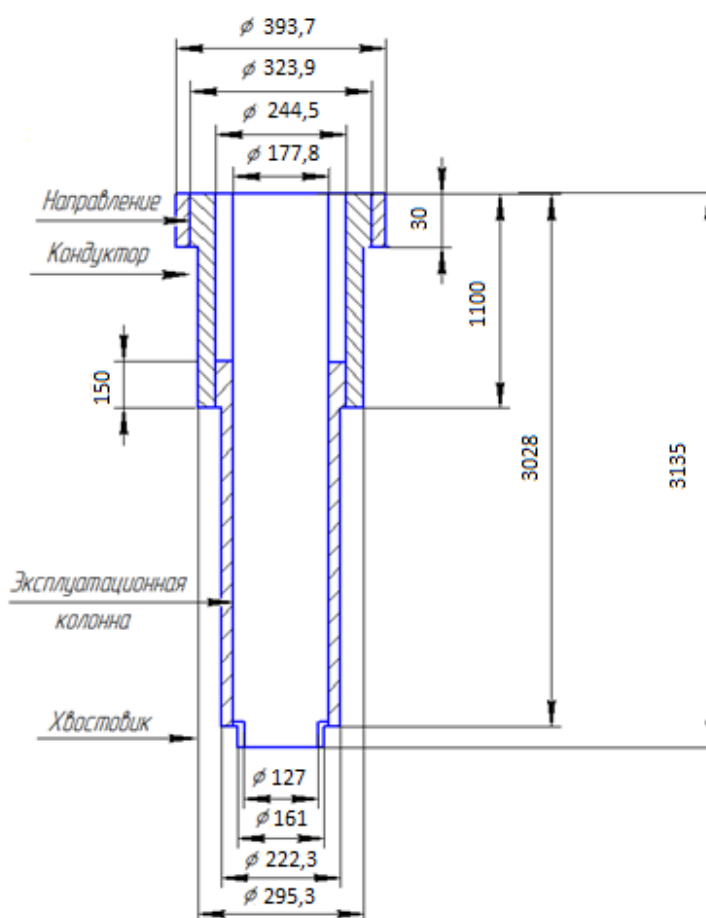


Рисунок 3 – Проектная конструкция скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины

Конструкция скважины – это совокупность числа обсадных колонн, их диаметров и глубин спуска, интервалов затрубного цементирования, а также диаметра скважины под каждую колонну.

По геологическим условиям размещения нефтяной залежи, типу коллектора и свойствам пород продуктивного горизонта, можно сделать вывод, что данный коллектор относится ко 2 виду объектов эксплуатации: коллектор однородный, прочный, порово-трещиновато-каверновый, способ эксплуатации - раздельный. В кровле пласта – близко расположенная газовая шапка. Поэтому выбираем тип конструкции забоя – смешанный.

Порода будет считаться устойчивой, если выполнено условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}$$

При этом $\sigma_{сж}$ - предел прочности известняка одноосном сжатии (80 МПа). Расчётное значение предела прочности рассчитывается по следующей формуле:

$$\sigma_{сж}^{расч} = 2 \cdot \left(K \cdot (P_{гор} - P_{пл}) + (P_{пл} - P_3) \right);$$

где K - коэффициент бокового распора, рассчитываемый по формуле:

$$K = \frac{\mu}{1 - \mu} = \frac{0,31}{1 - 0,31} = 0,449;$$

где $\mu=0,31$, т.к. горная порода коллектора - известняк.

Определим горное давление в пласте-коллекторе:

$$P_{гор} = grad_i P_{гор} \cdot h_i = 280 \text{ м} \cdot 0,022 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + 2325 \text{ м} \cdot 0,023 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + 409 \text{ м} \cdot 0,024 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + 121 \text{ м} \cdot 0,025 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} = 72,476 \text{ МПа};$$

Определим пластовое давление в пласте-коллекторе:

$$P_{пл} = grad_i P_{пл} \cdot h_i = 3014 \text{ м} \cdot 0,01 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + 20 \text{ м} \cdot 0,0105 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} = 30,35 \text{ МПа}$$

Минимальное забойное давление находится по формуле:

$$P_3 = \rho_H \cdot g \cdot (H_{\text{под}} - h_d);$$

где h_d - динамический уровень в скважине в конце эксплуатации определяется

$$h_d = \frac{2 \cdot H_{\text{СКВ}}}{3} = 2090 \text{ м};$$

$$P_3 = 724 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2} \cdot (3110 \text{ м} - 2090 \text{ м}) = 7,24 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{сж}}^{\text{расч}} = 2 \cdot (0,449 \cdot (72,476 \text{ МПа} - 30,35 \text{ МПа}) + (30,35 \text{ МПа} - 7,24 \text{ МПа})) \\ = 58,6 \text{ МПа};$$

$$80 \text{ МПа} \geq 58,6 \text{ МПа},$$

Условие устойчивости выполняется, следовательно, порода-коллектор в призабойной зоне устойчива [25]. Под наш тип коллектора подходит конструкция забоя смешанного представленная на рисунке 4.

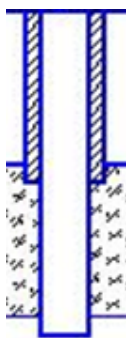


Рис. 4 – Конструкция забоя смешанного типа

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. График строится на основании горно-геологических условий. При недостатке фактических данных они могут быть получены эмпирическим путем.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по графику совмещенных давлений решается

вопрос о необходимости промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 5.

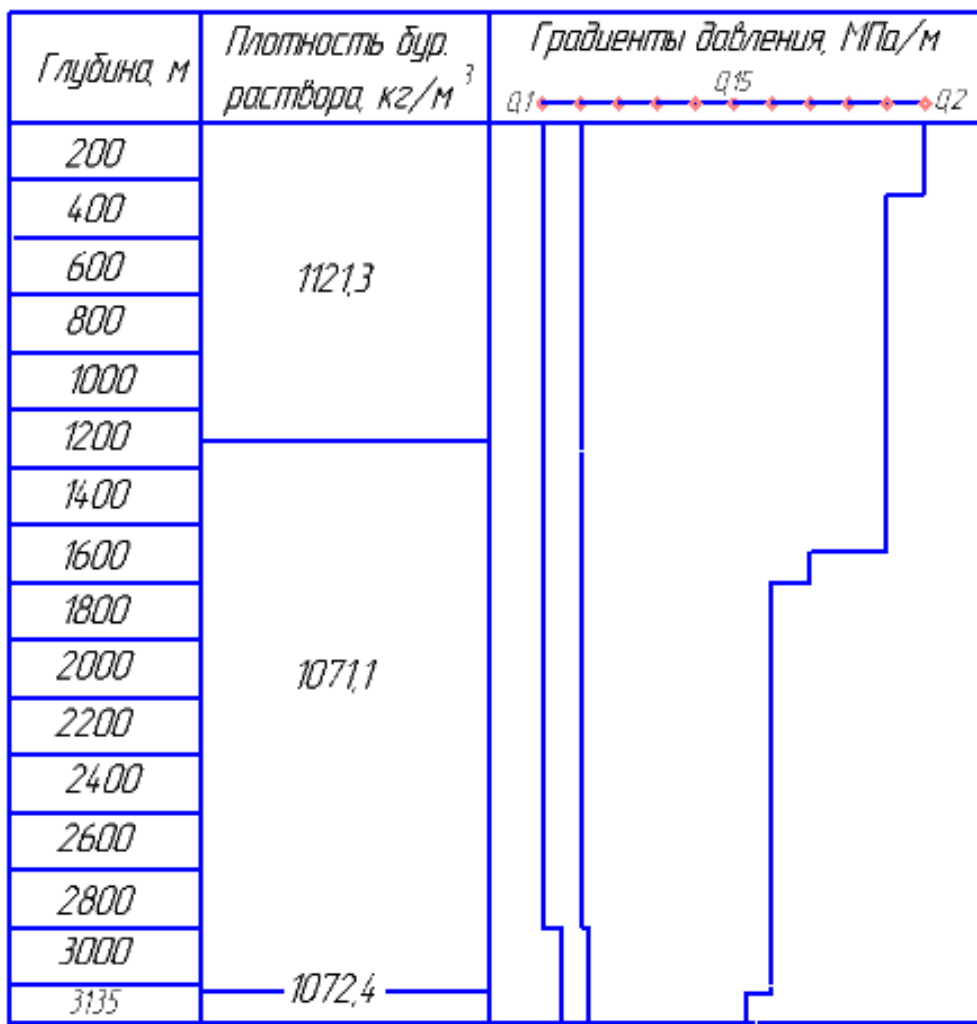


Рисунок 5 – Совмещенный график давлений

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Исходные данные для определения числа обсадных колонн представлены в таблице 3.

Таблица 3. Исходные данные

Параметр	Описание	Значение
Тип скважины	Нефтяная, газовая, газоконденсатная	Нефтяная
Дебит, м ³ /сут	Значение проектного дебита рассматриваемого к разработке пласта	1,7-117,6
$P_{пл}^{МАКС}$, МПа	Максимальное пластовое давление	31,41
L, м	Длина скважины	3135
$P_{ф}$, г/см ³	Плотность пластового флюида	0,724
grad $P_{ГР}$, МПа/м	Градиент давления гидроразрыва под башмаком кондуктора	0,019

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

1. Направление, кондуктор цементируются на всю длину.
2. Эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин и не менее 500 м – для газовых.
3. В случае цементирования хвостовика высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения подвешного устройства.
4. В случае использования комплекса манжетного цементирования нижний уровень тампонажного раствора ограничивается расположением манжеты.

Число обсадных колонн, а также глубины их спуска представлены в таблице 4.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Выбор интервалов цементирования обсадных колонн представлен в таблице 4.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который принимается в зависимости от ожидаемого притока и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин

Согласно запроектированным данным в интервале продуктивного пласта будет находиться хвостовик диаметром 127 мм. Из-за его наличия проектирование идет не с эксплуатационной колонны, а с хвостовика и к вышележащим колоннам. В противном случае после выбора эксплуатационной колонны становится не возможным установка хвостовика. Запроектированные диаметры скважин и обсадных колонн представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчетная по вертикали	Запроектированная по вертикали	Расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	30	30	30	30	0-30	0-30	323,9	393,7
Кондуктор	994	1100	1232	1232	0-1100	0-1232	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3028	3028	3179	3179	950-3028	950-3179	177,8	222,3
Хвостовик	3135	3135	3267	3267	-	-	127	161

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Рассчитаем максимальное устьевое давление для нефтяной скважины по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр},$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, 30,14 МПа;

ρ_n – плотность нефти, 724 кг/м³;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, 3050 м.

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} = 30,14 - 724 \cdot 9,81 \cdot 3050 = 8,48 \text{ МПа};$$

Для бурения скважины используем колонную обвязку ООК1-21-178х245.

Согласно ГОСТ 13862-90 выберем шестую схему обвязки ОП (оборудование противовыбросовое) с гидравлическим приводом превенторов. Условное обозначение ОП по схеме 6 на рабочее давление 21 МПа с условным диаметров прохода 80 мм – ОП6-230/80х21, ГОСТ 13862-90. [26]

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Интервал направления будет буриться шарошечным долотом роторным способом. Интервал бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик сложен в основном твердыми и крепкими высокоабразивными горными породами. Для бурения этих интервалов будет использоваться шарошечное долото совместно с винтовым забойным двигателем. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
30-1100	Кондуктор	С применением ВЗД
1100-3028	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД
3028-3135	Хвостовик	С применением ВЗД

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины выбраны четыре долота: при бурении под направление проектируется использование трехшарошечных долот, а при бурении под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик - долота с резцами PDC, данный выбор является оптимальным с точки зрения технико-экономических показателей. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0–30	30–1100	1100-3028	3028-3135
Шифр долота		393,7 GRD 115	295,3 FD619SMF	БИТ 222,3 В 613 УН	161 FD313S
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр (долото/калибратор), мм		393,7/-	295,3/295,3	222,3/222,3	161/161
Тип горных пород		M3	M3	CT3	T
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3-177	Ниппель 3-152	Ниппель 3-117	Ниппель 3-76
	API	Pin 7 5/8 Reg	Pin 6 5/8 Reg	Pin 4 1/2 Reg	Pin 2 7/8 Reg
Длина, м		0,420	0,370	0,383	0,180
Масса, кг		170	83	67	15,5
G, тс	Рекомендуемая	32-40	2-10	2-10	2-10
	Предельная	42	12	12	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	60-400	60-260	60-340
	Предельная	320	420	280	360

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам

Интервал	0-30	30-1100	1100-3028	3028-3135
Исходные данные				
α	1	-	-	-
$P_{ш}, \text{ кгс/см}^2$	999	999	5200	15225
$D_{д}, \text{ см}$	393,7	295,3	222,3	161
η	1	-	-	-
$\delta, \text{ см}$	0,15	-	-	-
$q, \text{ кН/мм}$	0,2	0,3	0,7	0,9
$G_{пред}, \text{ тс}$	42	12	12	12
Результаты проектирования				
$G_1, \text{ тс}$	2,49	1,4	9,1	25,76
$G_2, \text{ тс}$	7,87	8,9	15,6	14,49
$G_3, \text{ тс}$	33,6	9,6	9,6	9,6
$G_{проект}, \text{ тс}$	7,87	8,9	9,6	9,6

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения для шарошечных долот производится из условий:

- создания оптимальной линейной скорости на периферийном венце шарошки;
- по времени контакта зубьев долота с горной породой;
- по стойкости опор.

Для безопорных долот расчет производится только из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота.

Результаты расчета частоты вращения долот на интервалах, представлены в таблице 8.

Таблица 8. Результаты расчета частоты вращения

Интервал		0-30	30-1100	1100-3028	3028-3135
Исходные данные					
$V_{л}, \text{ м/с}$		3,1	2,2	1,5	1,2
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2223	0,161
	мм	393,7	295,3	222,3	161
$\tau, \text{ мс}$		6	-	-	-
z		24	-	-	-
α		0,8	-	-	-
Результаты проектирования					
$n_1, \text{ об/мин}$		150	142	129	143
$n_2, \text{ об/мин}$		271	-	-	-
$n_3, \text{ об/мин}$		657	-	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		150	142	129	143

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Расчет параметров забойных двигателей представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры забойных двигателей

Интервал		0-30	30-1100	1100-3028	3028-3135
Исходные данные					
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2223	0,161
	мм	393,7	295,3	222,3	161
$G_{ос}, \text{ кН}$		7,87	8,3	9,6	9,6
$Q, \text{ Н*м/кН}$			1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{зд}, \text{ мм}$		-	236,2 – 265,8	177,8 – 200,1	126,8 – 144,9
$M_{р}, \text{ Н*м}$		-	453,9	381,9	280,2
$M_{о}, \text{ Н*м}$		-	147,65	111,15	80,5
$M_{уд}, \text{ Н*м/кН}$		-	36,9	28,2	20,8

Бурение интервала под направление 0 – 30 метров производится роторным способом. Для интервала бурения 30-1100 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается гидравлический винтовой забойный двигатель с регулятором угла ВЗД ДРУ-240РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-195РС, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Для бурения интервала под хвостовик выбирается двигатель ДРУ4-127РС, который обеспечивает разрушение средних и твердых горных пород. [27]

Технические характеристики забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	30-1100	240	8570	2247	30-75	20-160	22,5	48-379
ДРУ2-195РС	1100-3028	195	7400	1364	19-38	80-160	1,5	56-205
ДРУ4-127РС	3028-3135	127	6080	437	10-20	90-215	2	19-45

2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Запроектированная бурильная колонна для интервала под кондуктор представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под кондуктор

УБТ				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-229	229	8	2296,8
2	УБТ - 229	229	24	5402,4
3	УБТ - 178	178	8	1225,6
Бурильные трубы				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК 147*7 Д	147	960	32640
ТБТ				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ 147x76,2	147	96	6105,2

Запроектированная бурильная колонна для интервала под эксплуатационную колонну представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-178	178	16	2624
2	УБТ - 178	178	40	5544
Бурильные трубы				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК 127*7 Д	127	3134	109283
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ 127x76,2	127	40	2862

Запроектированная бурильная колонна для интервала под хвостовик представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик

УБТ				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-133	133	16	2936
2	УБТС1 - 133	133	144	11404
Бурильные трубы				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК 102*9 Д	102	2892	57840
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ-102	102	72	3941

В таблице 14 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под направления.

Таблица 14 – КНБК для бурения интервала под направление

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	30	393,7 GRD 115	170	0,420	Бурение участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник М-201/177	98,9	0,42	
			УБТС1-299	12727	26	
Σ				12995,9	26,84	

В таблице 15 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под кондуктор.

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
2	30	1231,76	295,3 FD619SMF	83	0,370	Бурение наклонно-направленного участка, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Калибратор ЦС 295,3 МСТ	91	0,485	
			Переводник Н-147/152	70	0,55	
			ВЗД ДРУ-240РС	2247	8,57	
			КОБ (FJ229)	128	0,87	
			ПК-240	106	0,845	
			Переводник П-171/152	77,8	0,4	
			НУБТ-229	2296,8	8	
			УБТ-229	5402,4	24	
			Переводник П-147/171	62,8	0,521	
			УБТ-178	1225,6	8	
			Переводник П-121/147	45	0,516	
			ТБТ 147х76,2	1017,5	16	
			ЯГМ-172Б	780	6,2	
			ТБТ 147х76,2	5087,6	80	
ПК 147*7 Д	32640	960				
Σ			51360,5	1115,27		

В таблице 16 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 16 – КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
3	1231,8	3178,6	БИТ 222,3 В 613 УН	67	0,383	Бурение наклонно-направленного участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском колонны
			Переводник М-147/117	33,5	0,4	
			Калибратор КС 215,9 СТ	41	0,37	
			Переводник П-147/133	47,9	0,645	
			ДРУ2-195РС	1364	7,4	
			КОБ-195	132	0,927	
			ПК-172РС	78	0,617	
			ЗТС-42 КК	40	18,6	
			НУБТ-178	2624	16	
			УБТ-178	5544	40	
			Переводник П-133/147	56	0,5	
			ТБТ 127х76,2	1145,6	16	
			ЯГМ-172Б	780	6,2	
ТБТ 127х76,2	1718,4	24				

Продолжение таблицы 16

			ПК 127*7 Д	106397	3134	
			Переводник П 133/147	56	0,5	
			КШ - 147	48	0,42	
			ВБТ – 133К	1072	16	
			Σ	121244	3206,96	

В таблице 17 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под хвостовик.

Таблица 17 – КНБК для бурения интервала под хвостовик

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
4	3178,6	3267,25	161 FD313S	15,5	0,18	Бурение горизонтального участка под хвостовик, проработка ствола перед спуском колонны
			ДРУ4-127РС	440	6,42	
			КОБ-127	49	0,652	
			ПК-127	30	0,435	
			Переводник П-108/102	25	0,325	
			НУБТ-133	2936	16	
			УБТС1-133	11404	144	
			ПК 102*9 Д	5120	256	
			ТБТ 102	2628	48	
			Переводник П-86/108	23	0,42	
			ЯГМ-110	220	4,37	
			Переводник П-108/86	27	0,45	
			ТБТ 102	1314	24	
			ПК 102*9 Д	52720	2636	
	Σ		76951,5	3267,25		

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости

Промывочная жидкость играет важную роль в эффективном бурении скважин. Она очищает забой скважину от шлама и транспортирует его на поверхность, охлаждает породоразрушающий инструмент, передает энергию от насосов к гидравлическому забойному двигателю, а также выполняет ряд других важных функций, необходимых для качественного бурения.

Направление

Верхняя часть разреза скважины представлена четвертичными отложениями. Для бурения этого интервала будет применяться вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей.

Кондуктор

Для бурения интервала под кондуктор будет применен полимерглинистый буровой раствор. Раствор будет иметь низкий показатель фильтрации, что предотвратит размачивание аргиллитов и предотвратит осыпи и обвалы.

Эксплуатационная колонна и хвостовик

Для бурения интервалов под эксплуатационную колонну и хвостовик будет использоваться биополимерный буровой раствор. Данный буровой раствор позволит снизить негативное воздействие на продуктивный пласт.

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

Запроектированные параметры бурового раствора представлены в таблице Е.1 приложения Е.

Компонентный состав бурового раствора представлен в таблице Е.2 приложения Е.

2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины

В таблицах 18 и 19 представлено проектирование гидравлической промывки скважины.

На рисунке Е.1 приложения Е представлена схема очистки бурового раствора.

Таблица 18 – Проектирование гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}, \text{кг/м}^3$	φ	$d_c, \text{м}$	$V_{кп}, \text{м/с}$	$\Delta P_{зд}, \text{МПа}$	$\Delta P_o, \text{МПа}$
1435,72	0,99	0,238	0,72	5,66	0,1
$\Delta P_r, \text{МПа}$	$\Delta P_p, \text{МПа}$	$V_d, \text{м/с}$	$\Phi, \text{м}^2$	$d, \text{мм}$	
0,3	26,28	208,37	0,00008	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Skп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
НУБТ-178	11319,67	26874,26	57,39	0,030123992	-
УБТ-178	11319,67	26874,26	57,39	0,240198935	-
ТБТ 127	21047,51	14497,72	172,68	0,036387928	0,000051
ПК 127*7 Д	21047,51	14497,72	172,68	2,896987021	0,0039
ДРУ2-195РС	12328,69	24583,2	67,97	0,012671068	-

Таблиц 19 – Проектирование гидравлической программы промывки скважины

Внутри труб				
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_t
НУБТ-178	15124,32	20113,1	0,031937	0,320086987
УБТ-178	15124,32	20113,1	0,031937	2,5607839
ТБТ 127	14300,09	21087,11	0,031965	0,918470378
ПК 127*7 Д	20616,49	14819,28	0,032199	12,53296314

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_в,$$

где P_n – наружное давление;

$P_в$ – внутреннее давление.

В качестве продажной жидкости для расчета будем применять техническую воду $\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Плотность нефти $\rho_n = 724 \text{ кг/м}^3$

Плотность буферной жидкости примем $\rho_{буф} = 1075 \text{ кг/м}^3$

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности примем $\rho_{трн} = 1875 \text{ кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора примем $\rho_{тробл} = 1500 \text{ кг/м}^3$.

Глубина раздела буферной жидкости и обл. тампонажного раствора $h_l = 950 \text{ м}$.

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

$$l_{буф} \geq l_l,$$

где l_l – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора;

$l_{буф}$ – глубина расположения буферной жидкости. Определяется следующим образом:

$$l_{буф} = \frac{4 \cdot S_{кн ос} \cdot V_{кн} \cdot t}{\pi \cdot (D_{к в н}^2 - D_{э к н}^2)}, = \frac{4 \cdot 0,02574 \cdot 1,8 \cdot 530}{3,14 \cdot (0,2245^2 - 0,1778^2)} = 1664,48 \text{ м}$$

где $V_{кп}$ – скорость восходящего потока, 1,8 м/с;

t – время контакта, 530 с;

$D_{к вн}$ – внутренний диаметр кондуктора, примем 224,5 мм;

$D_{эк н}$ – наружный диаметр эксплуатационной колонны, 177,8 мм;

$S_{кп ос}$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе скважины, определяемая по формуле:

$$S_{кп ос} = \pi \cdot (D_{эк \delta}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) / 4 = \frac{3,14(0,2223^2 \cdot 1,303 - 0,1778^2)}{4} = 0,02574 \text{ м}^2$$

$D_{эк \delta}$ – диаметр долота при бурении под эксплуатационную колонну, 222,3 мм;

$k_{срвзв}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности открытого ствола скважины, рассчитываемый по формуле, $k_{срвзв}=1,303$;

$$1664,48 = l_{буф} \geq l_1 = 950, \quad \text{условие выполняется}$$

Высоту тампонажного раствора нормальной плотности, исходя из глубины расположения продуктивного горизонта (3050 – 3110 м), примем на 50 м выше кровли: $h_2 = 3135 - 3000 = 135$ м.

Высота цементного стакана $h_{см} = 10$ м. При этом цементный стакан необходимо учитывать в конце продавки тампонажного раствора, т.к. после цементный стакан разбуривается.

Расчет наружных избыточных давлений ведется в двух случаях: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении (Рисунок 6), конец эксплуатации скважины (Рисунок 7).

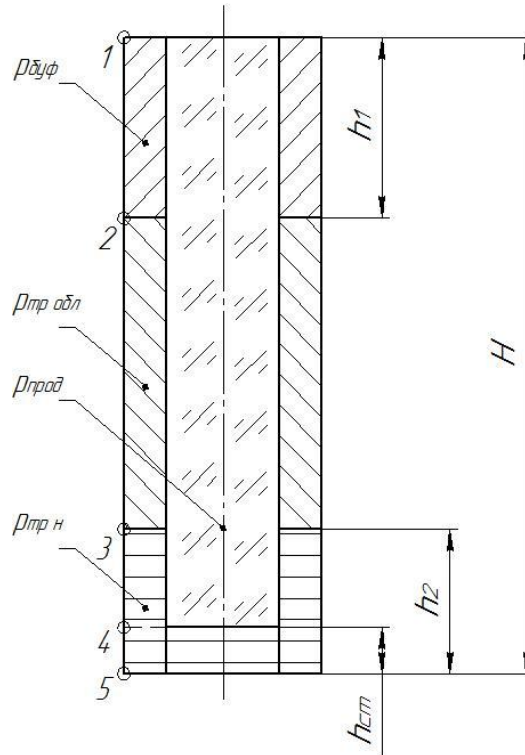


Рисунок 6 – Случай 1: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

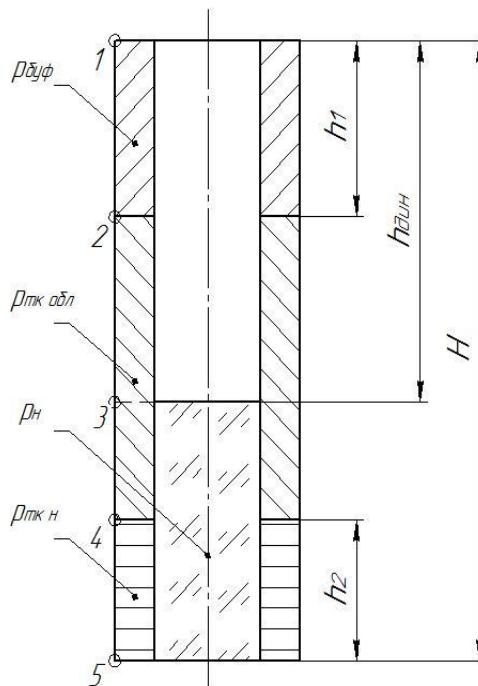


Рисунок 7 – Случай 2: конец эксплуатации скважины

Плотность тампонажного камня рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{тк}} = 0,75\rho_{\text{тр}};$$

Ниже представлен расчёт наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

Точка 1.

$$P_{н1} = 0; P_{в1} = 0; P_{ни1} = 0.$$

Точка 2.

$$P_{н2} = \rho_{\text{буф}} \cdot g \cdot h_1 = 10,01 \text{ МПа}; P_{в2} = \rho_{\text{прод}} \cdot g \cdot h_1 = 9,31 \text{ МПа}$$

$$P_{ни2} = (\rho_{\text{буф}} - \rho_{\text{прод}}) \cdot g \cdot h_1 = 0,69 \text{ МПа}$$

Точка 3.

$$P_{н3} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{тр обл}} \cdot (H - h_1 - h_2)) = 38,18 \text{ МПа}$$

$$P_{в3} = \rho_{\text{прод}} \cdot g \cdot (H - h_2) = 22,43 \text{ МПа}; P_{ни3} = P_{н3} - P_{в3} = 8,75 \text{ МПа}$$

Точка 4 (граница изменения жидкости в колонне).

$$P_{н4} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{тр обл}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{\text{тр н}} \cdot (h_2 - h_{\text{см}})) = 42,48 \text{ МПа}$$

$$P_{в4} = \rho_{\text{прод}} \cdot g \cdot (H - h_{\text{см}}) = 30,66 \text{ МПа}; P_{ни4} = P_{н4} - P_{в4} = 11,82 \text{ МПа}$$

Точка 5 (забой скважины).

$$P_{н5} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{тр обл}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{\text{тр н}} \cdot h_2) = 42,66 \text{ МПа}$$

$$P_{в5} = \rho_{\text{прод}} \cdot g \cdot (H - h_{\text{см}}) + \rho_{\text{тр н}} \cdot g \cdot h_{\text{см}} = 30,84 \text{ МПа}$$

$$P_{ни5} = P_{н5} - P_{в5} = 11,82 \text{ МПа}$$

Ниже приведен расчет наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважин.

Точка 1.

$$P_{н1} = 0; P_{в1} = 0; P_{ни1} = 0.$$

Точка 2.

$$P_{н2} = \rho_{\text{буф}} \cdot g \cdot h_1 = 10,01 \text{ МПа}; P_{в2} = \rho_{\text{прод}} \cdot g \cdot h_1 = 0 \text{ МПа}$$

$$P_{ни2} = (\rho_{\text{буф}} - \rho_{\text{прод}}) \cdot g \cdot h_1 = 10,01 \text{ МПа}$$

Точка 3.

$$P_{н3} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{тр обл}} \cdot (h_{\text{дин}} - h_1)) = 21,79 \text{ МПа}; P_{в3} = \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot h_{\text{дин}} = 0 \text{ МПа}$$

$$P_{ни3} = P_{н3} - P_{в3} = 21,79 \text{ МПа}$$

Точка 4.

$$P_{н4} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) \cdot (1-K) + \rho_{тр н} \cdot h_2 \cdot (1-K)) = 32,5 \text{ МПа};$$

$$P_{в4} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{\partial} - h_2) = 8,93 \text{ МПа}; P_{ни4} = 26,67 - 5,54 = 23,57 \text{ МПа}.$$

Точка 5 (забой скважины).

$$P_{н5} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) \cdot (1-K) + \rho_{тр н} \cdot h_2 \cdot (1-K)) = 36,18 \text{ МПа};$$

$$P_{в5} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{\partial}) = 10,25 \text{ МПа}; P_{ни5} = 27,9 - 6,21 = 21,69 \text{ МПа}.$$

Эпюра наружных избыточных давлений приведена на рисунке 8.

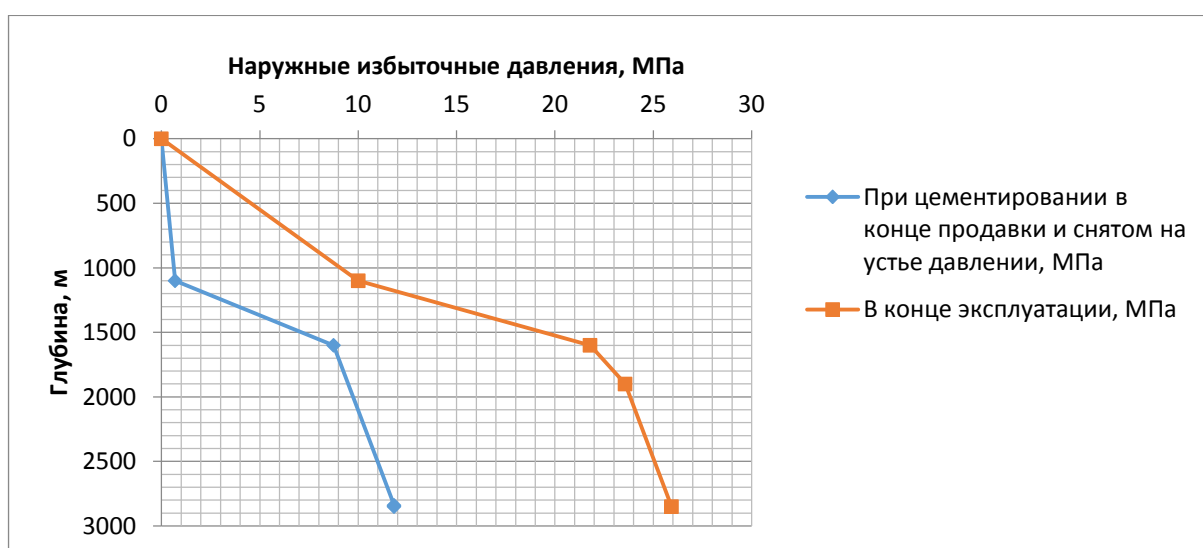


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, так же как для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

- при цементировании в конце продавке тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (Рисунок 9).

- при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности (Рисунок 10).

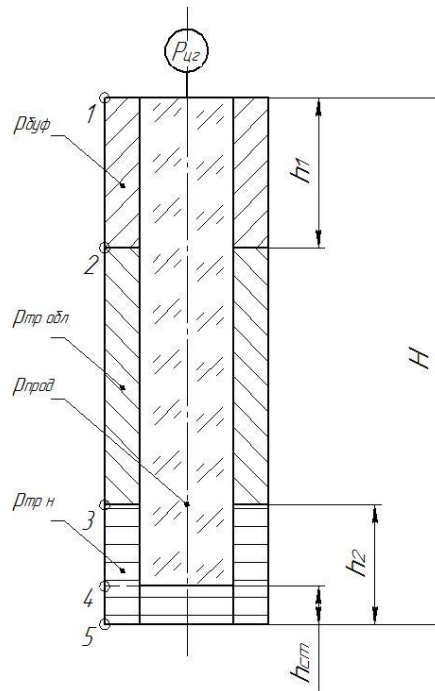


Рисунок 9 – 1 Случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

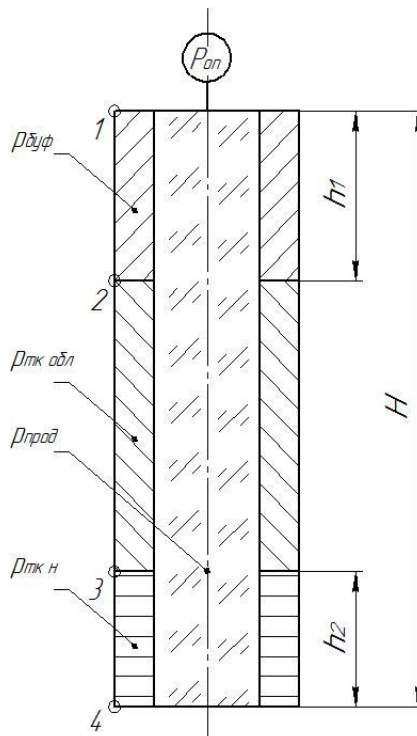


Рисунок 10 – 2 Случай: опрессовка эксплуатационной колонны

Ниже представлен расчёт внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

$$P_{цз} = \Delta P_{зс} + P_{з\partial} + P_{см} = 3 + 7,35 + 11,82 = 22,17 \text{ МПа}$$

$$P_{з\partial} = 0,002 \cdot L + \Omega = 3275,06 \cdot 0,002 + 0,8 = 7,35 \text{ МПа}$$

Точка 1.

$$P_{в1} = P_{цз} = 22,17 \text{ МПа}; P_{н1} = 0;$$

$$P_{ву1} = P_{цз} = 22,17 \text{ МПа};$$

Точка 2.

$$P_{в2} = P_{цз} + \rho_{прод} \cdot g \cdot h_1 = 31,49 \text{ МПа}; P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1 = 10,02 \text{ МПа}$$

$$P_{ву2} = P_{в2} - P_{н2} = 21,47 \text{ МПа}$$

Точка 3.

$$P_{в3} = P_{цз} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_2) = 51,6 \text{ МПа}$$

$$P_{н3} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2)) = 38,18 \text{ МПа}$$

$$P_{ву3} = P_{в3} - P_{н3} = 14,42 \text{ МПа}$$

Точка 4.

$$P_{в4} = P_{цз} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см}) = 52,83 \text{ МПа}$$

$$P_{н4} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot (h_2 - h_{см})) = 42,45 \text{ МПа}$$

$$P_{ву4} = P_{в4} - P_{н4} = 10,38 \text{ МПа}$$

Точка 5.

$$P_{в5} = P_{цз} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см}) + \rho_{тр н} \cdot h_{см} = 53,02 \text{ МПа}$$

$$P_{н5} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot h_2) = 42,63 \text{ МПа}$$

$$P_{ву5} = P_{в5} - P_{н5} = 10,39 \text{ МПа}$$

Ниже приведен расчет внутренних избыточных давлений во время опрессовки эксплуатационной колонны.

$$P_{он} = 1,1 \cdot P_{му} = 9,3 \text{ МПа}$$

Так как $P_{он}$ ниже минимального $P_{он\text{мин}} = 11,5$, то принимаем $P_{он} = 11,5$

Точка 1.

$$P_{в1} = P_{он} = 11,5 \text{ МПа}; P_{н1} = 0;$$

$$P_{ву1} = P_{он} = 11,5 \text{ МПа};$$

Точка 2.

$$P_{в2} = P_{он} + \rho_{прод} \cdot g \cdot h_1 = 20,82 \text{ МПа}; P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1 = 10,02 \text{ МПа}$$

$$P_{ви2} = P_{в2} - P_{н2} = 10,8 \text{ МПа}$$

Точка 3.

$$P_{в3} = P_{он} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_2) = 40,93 \text{ МПа}$$

$$P_{н3} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2)) = 32,64 \text{ МПа}$$

$$P_{ви3} = P_{в3} - P_{н3} = 8,29 \text{ МПа}$$

Точка 4.

$$P_{в4} = P_{он} + \rho_{прод} \cdot g \cdot H = 42,25 \text{ МПа}$$

$$P_{н4} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot h_2) = 34,5 \text{ МПа}$$

$$P_{ви4} = P_{в4} - P_{н4} = 7,75 \text{ МПа}$$

На рисунке 11 представлена эпюра внутренних избыточных давлений.

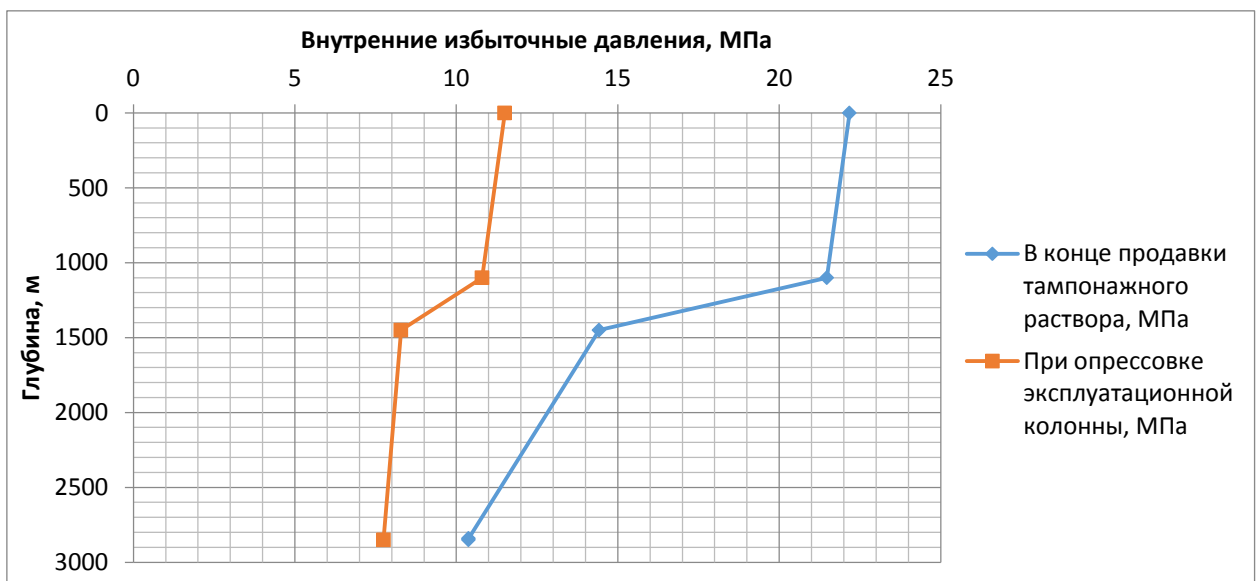


Рисунок 11 – эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Результаты расчётов секций ОК представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты расчетов секций обсадной колонны.

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	9,2	425,06	38,3	16280	101425	3275,06-2850
2	Д	7,2	1200	33,9	40680		2850-1650
3	Д	6,9	264,4	29,3	7747		1650-1385,6
4	Д	6,5	1385,6	26,5	36718		1385,6 -0

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{зр}, 42,92 \text{ МПа} < 47,94 \text{ МПа}$$

Так как выполняется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование. [28]

2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

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

Учитывая температуры на интервалах цементирования и используемые при расчете обсадных колонн на прочность значения плотности

тампоначного раствора нормальной плотности и облегченного, выбираем ПЦТ-II-50 и ПЦТ-III-Об (4-6)–50 соответственно.

В таблице 21 приведен количественный состав тампоначной смеси и воды затворения.

Таблица 21 – Количество составных компонентов тампоначной смеси

Плотность тампоначного раствора	Масса тампоначной смеси для приготовления требуемого объема тампоначного раствора, кг	Объем воды для затворения тампоначного раствора, м ³
$\rho_{тр} = 1850 \text{ кг/м}^3$	6031	4,15
$\rho_{обтр} = 1500 \text{ кг/м}^3$	41608	16,71
Сумма	47639	20,86

2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объем тампоначных растворов, а также буферной и продавочной жидкости приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, м ³
Буферная жидкость	24,45
Облегченный тампоначный раствор	52,01
Цементный раствор нормальной плотности	4,67
Продавочная жидкость	76,92

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В соответствии с выбором цементировочной техники и проведенными расчётами её количества на рисунке 12 представлена технологическая схема обвязки цементировочного оборудования.

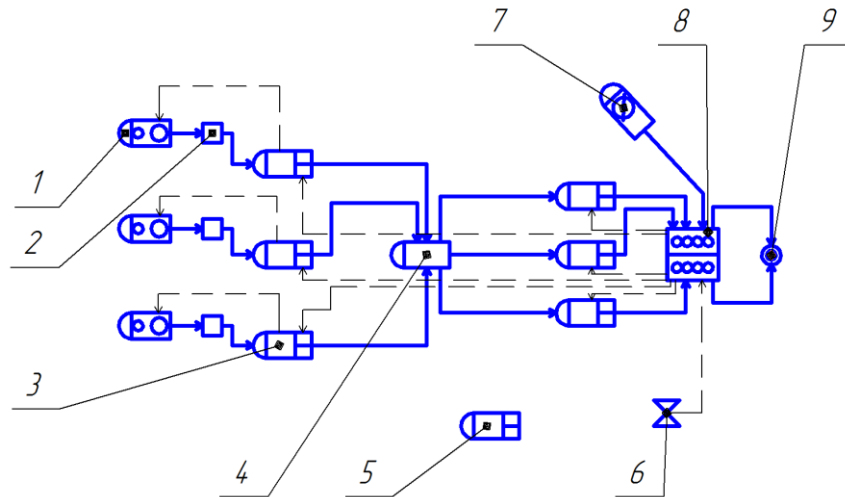


Рисунок 12 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – станция КСКЦ 01; 8 – блок манифольдов СИН-43; 9 – устье скважины

2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

По полученным данным на рисунке 13 приведен график изменения давления на цементировочной головке.

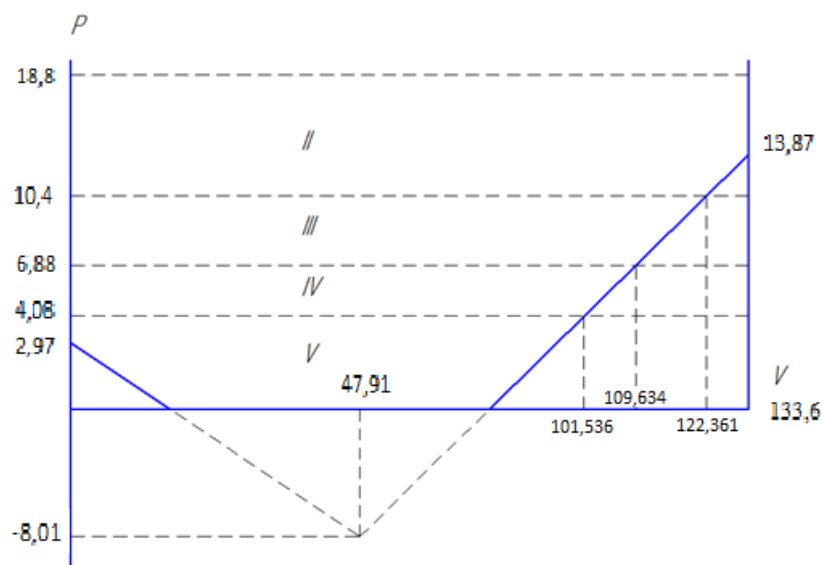


Рисунок 13 – График изменения давления от закачиваемого объёма тампонажного раствора

В таблице 23 представлены режимы работы цементируемых агрегатов

Таблица 23 – Режимы работы цементируемых агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	101,5
IV	8,1
III	12,7
II	11,2

Определим время цементирования скважины t_y (в мин):

$$t_y = t_{cem} + 15 \text{ мин} = 72,21 + 15 = 87,21 \text{ мин.}$$

$$87,21 < 0,75 * t_{заг} = 90 \text{ мин}$$

Условие выполняется

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

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

- башмак колонный БКМ-178 ОТТМ;
- КОДГ–178 ОТТМ предназначен для цементирования скважин и упора продавочной пробки
- цементирующая головка ГЦУ-178;
- разделительная пробка ПРП-Ц-178
- центраторы ЦПН-178/222,3.

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Вызов притока осуществляется с использованием пенных систем. Технологическая схема вызова притока из пласта при применении двухфазной пены включает следующие операции:

1. Спускают НКТ до глубины на 2 - 3 м выше нижних перфорационных отверстий.
2. Обвязывают устье скважины с наземным цементирующим агрегатом и компрессором через аэратор.
3. Нагнетают пену в затрубное пространство между эксплуатационной колонной и НКТ для замены всего столба жидкости в скважине.
4. Первичную порцию пены получают при малых степенях аэрации (10 - 20 м³/м³ т.е. 10 - 20 м³ воздуха на 1 м³ водного раствора ПАВ), чтобы разность между плотностью жидкости в НКТ и пены в затрубном пространстве была минимальной.
5. Постепенно повышают степень аэрации, что вызывает постепенное уменьшение давления на забое скважины (при степени аэрации 150 - 160 м³/м³ среднюю плотность пены доводят до 100-120 кг/м³).
6. После достижения забойного давления 4 - 5 МПа необходимо прекратить циркуляцию пены на 2 - 3 ч для определения возможного притока из пласта.
7. Если притока нет, то циркуляцию пены восстанавливают, продавливают ее в пласт в количестве 5-10 м³ с выдержкой в пласте в течение 3 - 4 ч, после чего восстанавливается циркуляция при максимальных степенях аэрации.
8. Получив приток, обеспечивают очистку скважины от шлама и исследуют ее на приток.

2.5. Выбор буровой установки

Проектируется применение буровой установки БУ-3200/200-ЭУК, запроектированная буровая установка представлена в таблице 24

Таблица 24 – Проектирование буровой установки для строительства проектной скважины

<i>Выбранная буровая установка</i>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	104,475	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,9
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	141,719	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,41
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	184,2	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,09
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3. Специальная часть

«Исследование влияния многолетнемерзлых пород на сооружение и качество ствола скважины»

В современном мире постоянно растет потребность в углеводородах. Для ее удовлетворения люди вынуждены разрабатывать месторождения, которые раньше считались недоступными либо сложными в освоении. К таким относится бурение в многолетнемерзлых породах (ММП). Многолетнемерзлые пород — породы, находящиеся в мерзлом состоянии на протяжении многих (от трех и более) лет.

Сооружение скважин в ММП значительно отличается: происходит протаивание и деформирование пород, вследствие чего могут быть разрушены наземные сооружения; металлическая крепь скважины может потерять продольную устойчивость, так как получает наклон или изгиб; при обратном промерзании высока вероятность возникновения смятия колонны. В совокупности данные осложнения могут привести к разгерметизации, а то и к разрушению скважинного пространства. Появление неуправляемых каналов прорыва флюида из пласта на поверхность в свою очередь привлекает внимание к проблеме не только с технической стороны, но и с экологической, так как наносится огромный вред окружающей среде.

Для предотвращения вышеуказанных осложнений необходимы более совершенные технологические решения. С их помощью повышается качество строительства новых скважин, безопасность работы на них и рентабельность бурения.

В зоне ММП должны соблюдаться особые требования, как во время строительства, так и во время эксплуатации скважин. Все буровые установки должны быть оборудованы повышенной тепло- и ветрозащищенностью, всему персоналу выданы арктическая одежда и обувь и т.д. При строительстве буровых площадок и свайных оснований также возникла своя специфика сооружения. При отсыпке кустов стали возникать осложнения,

так как попросту отсутствовал строительный материал. Именно по этой причине свайные основания получили большое распространение при бурении в условиях ММП.

В наше время прогресс не стоит на месте, технологии постоянно дорабатываются и совершенствуются. Не так давно недавно появились технология строительства специальных арктических свайных платформ и технология строительства скважин со снежно-ледовых площадок, при которой фундаментом буровой установки является ледовая площадка.

Особенности конструкции и технологии крепления

Конструкция должна обеспечивать сохранность устья, предотвращать промыв буровым раствором затрубного пространства, как за направлением, так и за кондуктором, а также не допускать появление воронок, провалов пород в приустьевой зоне скважины в течение всего периода сооружения и эксплуатации скважины.

При выборе конструкции главными факторами являются процессы протаивания и обратного промерзания, а также наличие зон аномальных давлений, которые в свою очередь влияют на поглощение флюидов и на гидроразрыв пород. Эксплуатационная колонна должна состоять из труб, которые способны выдержать давления, возникающие при обратном промерзании затрубных и межтрубных пространств. Если по каким-то причинам используются трубы меньшей прочности, то необходимы дополнительные затраты времени и ресурсов на специальные мероприятия: управляемое замораживание затрубного пространства, периодические прогревы и др., которые существенно снизят риски смятия колонн и нарушения резьбовых соединений.

Опыт строительства показал, что при вторичном смерзании растепленных пород, получающемся при прекращении бурения или при остановке эксплуатации скважины, возникает радиальное сжатие крепи скважины, что приводит к нарушениям герметичности и целостности обсадных колонн.

Со временем было замечено, что если геокриологические условия считаются особо сложными, то необходимо повышать продольную устойчивость конструкции (отсыпка воронок и провалов; закрепление и подвеска конструкции на устье, если присутствует подвижка и проседание обсадных колонн, тогда необходима остановка эксплуатации для увеличения устьевого давления и принятия необходимых мер).

Способы снижения воздействия на ММП

Как правило, зона ММП состоит из рыхлых и неустойчивых пород, принимая это во внимание, можно сделать вывод, что огромную роль играет продолжительность бурения под кондуктор, которая в условиях Западной Сибири не должна превышать 2 суток. За такое время при бурении качественным глинистым раствором, температура которого не превышает 5°С почти полностью исключаются осложнения. Как следствие спуск колонны происходит нормально. Если же продолжительность более 2 суток, то высока вероятность обвалов, что приводит к вынужденной и длительной проработке ствола скважины.

Было экспериментально установлено, что безопасный период строительства для каждого интервала скважин в зоне ММП равен 1 месяцу, если расстояние между скважинами 8-16 метров. Когда строительство за месяц невозможно, то необходимо применять термозащитные технологии и оборудование, которые могут возникнуть как при растеплении, так и при промерзании пород. Если между устьями скважин малое расстояние, то будет наблюдаться активное растепление пород. Но в тоже время уменьшение расстояние между устьями позволяет существенно сократить затраты на отсыпку площадки. Чтобы не допустить растепление пород и одновременно снизить затраты активно используется термокейс.

Термокейс - это обсадная колонна, изготавливаемая из стальных труб по технологии «труба в трубе» с заливкой межтрубного пространства пенополиуретаном. Конструкция термокейса представлена на рисунке 14.

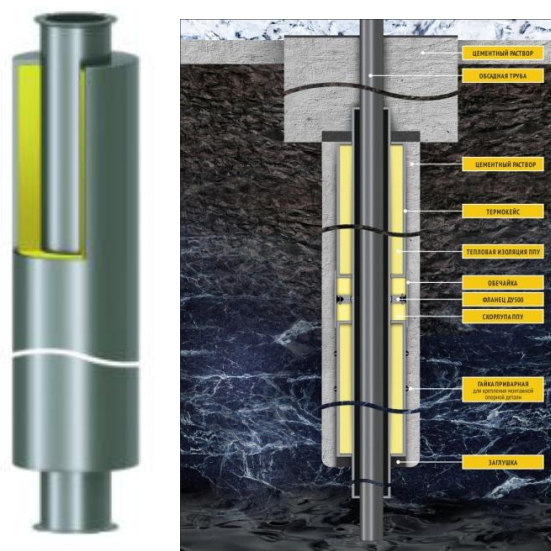


Рис.14 – Конструкция термокейса

Преимущества применения термокейсов:

- Снижение затрат на отсыпку грунтов и уменьшение кустовой площадки
- Снижение износа оборудования вследствие растепления ММП
- Снижение негативного воздействия на природу
- Защита окружающей среды в районе расположения скважин.

Сравнение капитальных затрат на обустройство оснований кустовых площадок представлено в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнение капитальных затрат

Без термокейса	С термокейсом
Допустимое расстояние между устьями скважин	
18 метров	10 метров
Затраты (по конкретному проекту на 2013 г.)	
67,4 млн руб	51,8 млн. руб
Итого затраты (включая СМР, оборудование)	
97,1 млн руб	87,9 млн руб

Осложнения при тепловом взаимодействии скважины с ММП

Тепловое воздействие – важнейший фактор, который влияет на устойчивость стенок ствола скважины в ММП. Буровой раствор имеет положительную температуру, поэтому расплавляет лед в ММП, что в свою очередь вызывает разрушение стенки скважины. Принципиальным моментом

является необходимость перекрытия кондуктором всей зоны ММП не менее чем на 50 метров ниже.

Обсадная колонна в зоне ММП может подвергаться многократному растеплению и промерзанию. В результате отмечаются как случаи повреждения кондукторов, так и случаи проседания их вглубь скважины.

Решение проблемы растепления зоны ММП состоит, с одной стороны, в учете этого явления при расчете прочностных характеристик обсадных колонн на смятие внешним давлением, а с другой – регулирование температуры нагнетаемого в скважину бурового раствора до значений, близких к температуре плавления льда, скрепляющего частицы ММП.

Типы буровых промывочных агентов

В качестве промывочных агентов при бурении в ММП используют пены, воздух, эмульсии и растворы на нефтяной основе. Такого рода промывочные жидкости незначительно отфильтровывают жидкость в поры породы, нейтральны по отношению ко льду, обладают пониженной теплоемкостью.

Наилучшими промывочными агентами для предотвращения растепления ММП являются осушенный воздух и пена. Сжатый воздух не замерзает при бурении, не отфильтровывает жидкость в поры мерзлоты, обладает низкой удельной теплоемкостью и поэтому считается наиболее предпочтительным промывочным агентом при бурении в ММП. Массовые расходы воздуха обычно в 15-25 раз, а теплоемкость – в 4 раза меньше, чем для промывочной жидкости.

Но при выходе из компрессора воздух имеет повышенную температуру (70-80°C). В зимнее время охлаждение воздуха происходит в результате теплообмена с окружающей средой. В летний период охлаждение таким способом с 80°C до 25°C позволяет в 3 раза снизить внутреннюю энергию воздушного потока.

Газожидкостные системы делятся на аэрированные жидкости, туманы и пены. Пены – это, как правило, многофазные дисперсные системы, где дисперсионной средой служит жидкость, а дисперсной фазой – газ, который составляет до 99% объема системы. Преимущества систем жидкость – газ: присутствие газовой фазы способствует снижению гидростатического давления, обеспечивает лучшие условия удаления из скважины шлама и т.д. Жидкая фаза, содержащая ПАВ, химические реагенты, глинопорошок и прочие добавки, определяет их большую эффективность в осложненных условиях.

Газожидкостные системы потребляют до 30% меньше энергии и дизельного топлива по сравнению с продувкой скважины сжатым воздухом. Пены обладают высокой несущей и выносной способностью при малой скорости восходящего потока в затрубном пространстве – почти в 10 раз меньшей, чем при бурении скважин с продувкой сжатым воздухом. Все вместе это приводит к значительному снижению сроков строительства скважин. Например, во время бурения на северо-западе Канады забой очищался воздухом, аэрированной жидкостью, туманом и пеной. Скважины глубиной до 1000 м с пеной проходились за 16 суток против 35-65 суток с применением других промывочных агентов, т.е. в 2-4 раза быстрее.

Для получения пен в настоящее время все чаще используется азот. Этот газ инертен, не горюч, его содержание в атмосфере 78%. На буровые азот доставляется в сжиженном виде в специальных контейнерах. При его вводе в промывочную жидкость образуется пена. Содержание азота в промывочных жидкостях варьируется от 50 до 95% в зависимости от решаемой технологической задачи.

Способы ограничения воздействия на ММП при проводке скважины

1) Протаивание прискважинной зоны

В процессе строительства любая скважина выделяет тепло, которое передается с помощью бурового раствора на ММП, которые имеют отрицательную температуру. При повышении температуры нарушаются льдоцементные связи, в результате чего происходит разрушение массива пород. Именно по этому принципу происходит формирование приустевых воронок или обрушения стенок скважины с образованием каверн.

2) Обратное промерзание прискважинной зоны

При остановках бурения снижается количество тепла, которое поступает вместе с буровым раствором, вследствие чего температура в скважине вновь опускается до отрицательного значения. Данное явление получило название обратное промерзание. Если остановка бурения происходит на долгое время, то вода замерзает, что увеличивает объем на 9%. Силы молекулярного давления могут достигать 1115 МПа, что в несколько раз выше предела прочности для обсадных труб. Как итог смятие обсадных колонн – самая распространенная, сложная и в большинстве случаев неизбежная авария в процессе обратного промерзания прискважинной зоны.

3) Разбуриваемое долото PDC для бурения на обсадной колонне

Долото из разбуриваемого сплава Direct XCD изготовлено специально для бурения до проектной глубины за одно долбление. Корпус долота изготавливается из меди и бронзы, а наддолотный переводник – из стали. Данный сплав можно считать уникальным, так как любое долото PDC способно разбурить его, после того, как данное долото достигнет проектной глубины. После чего долото используется как башмак обсадной колонны. Использование такого типа долота позволяет сократить время на сооружение скважины, что так

важно для предотвращения растепления ММП. Данное долото изображено на рисунке 15.

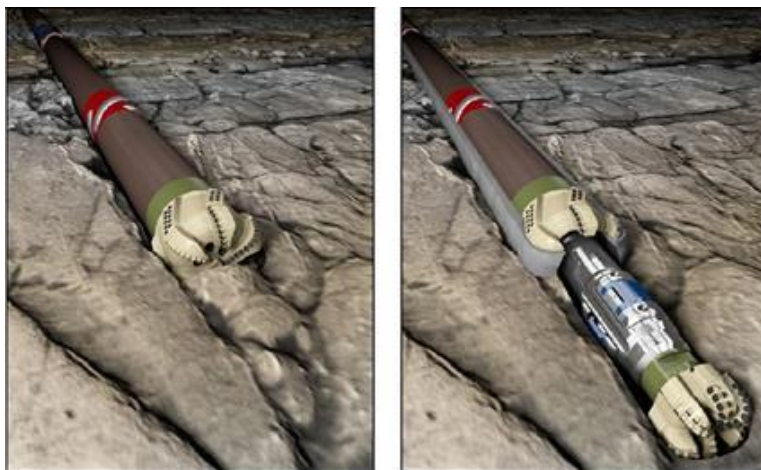


Рисунок 15 - Разбуриваемое долото PDC

В данном разделе были рассмотрены и изучены основные факторы, влияющие на качество сооружения скважины в ММП. В ходе исследования было проанализировано как сами причины растепления ММП, так и методы борьбы с ними. Основные рекомендации, описанные в этой статье, способствующие успешной проводке скважин в многолетнемерзлых породах на современном этапе развития техники и технологии бурения:

1. Способы снижения воздействия на ММП
2. Способы ограничения воздействия на ММП при проведении скважины.
3. Особенности конструкции и технологии крепления.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия Нефтеюганский филиал ЗАО «Сибирская сервисная компания» (НФ ЗАО «ССК»)

АО «Сибирская Сервисная Компания» оказывает широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. К основным видам деятельности относится: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, наклонно-направленное бурение, зарезка боковых стволов, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, обеспечение систем очистки бурения, тампонажные работы.

Сибирская Сервисная Компания – обладатель трех сертификатов в рамках интегрированной системы менеджмента. Стандарт ISO 9001:2008 подтверждает высокий уровень управления качеством, ISO 14001:2004 – то, что Компания ведет свою деятельность в соответствии с международными экологическими требованиями, сертификат OHSAS 18001:2007 служит гарантом того, что Компания придерживается международных стандартов в области охраны труда и производственной безопасности.

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

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

Ключевыми партнерами Сибирской Сервисной Компании являются: ПАО Нефтяная компания «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ООО «Газпромнефть-Восток», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО Нефтегазовая компания «Русснефть», ПАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», Концерн «Шелл», Иркутская Нефтяная Компания, ПАО «Новосибирскнефтегаз».

4.1.2 Организационная структура управления предприятием

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

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

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

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

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

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдела организации и мотивации труда, менеджера по обучению, менеджера по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам.

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

Заместитель директора по безопасности руководит работой службы безопасности предприятия. [30]

4.2. Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1. Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по проектируемому месторождению представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормы механического бурения на проектируемом месторождении

Нормативные пачки	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	30	30	0,027	500
2	30	1100	1070	0,032	1580
3	1100	3028	1928	0,054	2300
4	3028	3135	107	0,06	500

Время на строительно-монтажные работы составит 1080 ч или 45 сут.

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

Время бурения скважины и крепления обсадных колонн составит 493,05 ч или 20,54 сут.

Время испытания скважины на продуктивность 240 ч или 10 сут. [32]

4.2.2. Линейный календарный график выполнения работ

Количество обслуживающего персонала представлено в таблице 27.

Таблица 27 – Количество обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	2
помощник бурового мастера	2
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 скважины представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж	45,00												
2.Бурение	24,54												
3.Испытание	10,00												

4.3. Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

4.3.1. Нормативная база для расчёта смет на строительство скважины в НГО

Нормативная карта для строительства скважины представлена в таблице Ж.1 приложения Ж.

Сметный расчет на бурение скважины представлен в таблице Ж.2 приложения Ж.

Сметный расчет на крепление скважины представлен в таблице Ж.3 приложения Ж.

4.4. Расчёт статей сметы на строительство скважины в НГО

Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на апрель 2017 года представлен в таблице К.1 приложения К.

5. Социальная ответственность

5.1. Производственная безопасность

Производственная безопасность — система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных производственных факторов до приемлемого уровня.

В наше время в нефтегазовой отрасли уделяется большое внимание производственной безопасности. Это обусловлено тем, что отрасль является одной из наиболее опасных для человека.

Опасные и вредные факторы при строительстве нефтяной скважины представлены в таблице Л.1 приложения Л.

5.1.1. Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

Недостаточное освещение рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений» [18]. Оно должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, но также предусмотрено и аварийное.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [15] светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность:

- роторного стола - 100 лк;
- превенторной установки - 75 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков - 75 лк;
- пути движения талевого блока - 30 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста - 10 лк.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности" [3].

Для защиты работников от воздействия шума используют индивидуальные и коллективные средства защиты. К СИЗ относят наушники, вкладыши, шлемы, а к коллективным - звукоизоляцию и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [12].

Повышенный уровень вибрации

По способу передачи выделяют локальную и общую вибрацию. Общая вибрация передается через опорные поверхности, локальная - возникает при работе с ручным механизированным инструментом [8].

Наиболее подвержены воздействию вибрации нервная система и анализаторы: зрительный, вестибулярный и тактильный. Симптомы: головокружения, расстройство координации движений, укачивание. Постоянное воздействие вызывает развитие вибрационной болезни [13].

Методы ликвидации: балансировка, установка амортизаторов, виброфундамент, увеличение массы основания.

СИЗ от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Так же необходимы постоянное медицинское наблюдение и лечебно-профилактические мероприятия [14]. В качестве коллективных средств защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

Повышенная или пониженная температура воздуха

В холодное время года работникам предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха [14].

В комплект средств индивидуальной защиты включены все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [11].

В летний период времени высока вероятность получения солнечного удара. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [9].

В комплект СИЗ включены все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, головной убор и тд. Основной материал должен соответствовать условиям трудовой деятельности, чтобы максимально эффективно защищать от воздействия внешних факторов.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [24]. Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: спец.одежда и применение репеллентных средств.

Особо опасным насекомым является клещ, так как может быть переносчиком клещевого энцефалита.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха

Количество вредных веществ должно быть не больше предельно допустимых концентраций (ПДК). Ниже представлены ПДК [4]:

- метан относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;
- нефть относится к 3-му классу опасности -10 мг/м³;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны – 5 мг/м³.

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены СИЗ, такими как противогазы и респираторы, и вентиляцией в качестве коллективной защиты.

5.1.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Чтобы исключить механические травмы на буровой необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности. Кроме того, обязательно:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности;
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен СИЗ;
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;

- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;
- пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения [4,14];.

Пожароопасность

В процессе бурения скважин пожары могут возникать по следующим причинам:

- взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.);
- в результате газонефтеводопроявления (ГНВП);
- курение в неподобающем месте;
- нарушение порядка хранения пожароопасных материалов;
- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования;
- применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и т.д.

Для надзора за противопожарным состоянием должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [5].

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты должны быть расположены: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит.

Каждый пожарный щит должен содержать:

- огнетушитель пенный - 2 шт;
- лопата - 2 шт;
- багор - 2 шт;
- топор - 2 шт;
- ведро - 2 шт;
- ящик с песком - 1 шт;
- кошма 2×2 м - 1 шт.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

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

С целью снижения вероятности поражения рабочих электрическим током необходимо проводить следующие мероприятия:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [20], «Межотраслевые правила по ОТ при эксплуатации электроустановок» [21].

- применения защитного заземления буровой установки;
- применение блокировочных устройств;
- применение СИЗ при обслуживании электроустановок;
- Применение средств коллективной защиты: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда [7].

5.2. Экологическая безопасность

В наше время нефтяная промышленность является одной из лидеров по загрязнению экологии. Чаще всего это связано с тем, что большинство технологических процессов могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды [16].

5.2.1. Атмосфера

При бурении скважин наибольшее загрязнение оказывают дизельные установки. Источниками загрязнения могут являться как выбросы при нефте- и газопроявлениях, так и сжигание углеводородов на факельных установках, при работе котельных установок на буровых так же происходит загрязнение атмосферы. Чтобы снизить загрязнение и защитить атмосферу рекомендуется использовать электрические приводы. Для предотвращения ГНВП и дальнейших осложнений устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [22].

5.2.2. Гидросфера

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

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков;
- контроль за герметичностью амбара;
- предотвращение поступления бурового раствора в пласт;

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод.

5.2.3. Литосфера

При бурении скважины, чтобы предотвратить загрязнение литосферы, необходимо чтобы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама);
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды должны стекать в шламовый амбар;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [16].

После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли [17].

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [23].

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде и значительные материальные потери.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- Лесные пожары
- Газонефтеводопроявления (ГНВП)
- Взрывы ГСМ
- Разрушение буровой установки

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении скважин, является ГНВП.

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора;
- недолив скважины при СПО;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением необходимо:

- провести инструктаж членов буровой бригады;
- проверить состояние буровой установки, ПВО и инструментов;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).

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

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводо-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты, выдаваемыми в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами, бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты.

Рабочему выдаются: костюм х/б, рукавицы х/б с накладками из винил кожи, ботинки кожаные, каска защитная, очки защитные. На наружных работах зимой дополнительно выдаются: куртка х/б на утепляющей прокладке, брюки х/б на утепляющей прокладке, тёплая обувь, подшлемник;

Рабочий обязан:

- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья [18].

5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство горизонтальной скважины глубиной 2900 метров на нефтяном месторождении (Томская область). Работа включает в себя 5 частей: 1. общая и геологическая, 2. технологическая, 3. специальная, 4. финансовый менеджмент и 5. социальная ответственность.

Первая часть состоит из географической и экономической характеристик района, геологических условий бурения, параметров пластов и зон возможных осложнений.

Во второй части ВКР отображены основные технологические расчеты: по проекту была выбрана наклонно-направленная скважина, хвостовик не цементируемый, конструкция забоя смешанного типа. Способ бурения забойными двигателями позволяет непрерывно «набирать угол», но под направление проектируется роторный способ бурения. компоновки низа бурильной колонны выбираются по характеристикам горных пород и профилю скважины. Следующим шагом в ВКР был расчет по заканчиванию скважины, был выбран одноступенчатый способ цементирования скважины, определены состав и параметры тампонажной смеси, а также расчет необходимого оборудования для всего процесса.

В третьей части был изучен вопрос о влиянии ММП на строительство и качество сооружения ствола скважины. Данный вопрос особенно актуален в наше время, так как большая часть страны находится в зоне ММП.

В финансовой части работы отражена структура бурового предприятия, организационные формы, сметная стоимость скважины и другие технико-экономические характеристики.

В итоговой части - социальная ответственность были рассмотрены техника безопасности на производственном объекте при сооружении скважины, охрана окружающей среды и правила безопасности при чрезвычайных ситуациях. Каждый пункт обоснован нормативными документами.

Список литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
3. В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки бурильной колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2006. - 24 с.
4. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
5. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
6. Организационная структура ЗАО «ССК». Электронный ресурс. URL: www.sibservis.com (Дата обращения: 20.06.2017)
7. Электронный ресурс. URL: <http://www.slb.com> (Дата обращения: 18.06.2017)
8. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентп»,2000-679 с.
9. Электронный ресурс. URL: http://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/tddirect_br_rus.pdf. (Дата обращения 17.06.2017)
10. Электронный ресурс. URL: http://www.semireche.ru/Rekomendovannie_diametri_dolot.html (Дата обращения 11.06.2017)
11. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1..
12. Г.Д. Бредо. Проектирование режима бурения. – М.: Недра, 1990.
13. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентп»,2000-670 с.
14. Электронный ресурс. URL: <http://naukarus.com/burenie-v-vechnoy-merzlote-bolshe-ne-problema> (Дата обращения 05.06.2017)
15. Добыча нефти и газа. 2016. Электронный ресурс. URL: <http://xn--80ajgo5b.xn--p1ai/gti/bur/history.htm> (Дата обращения: 14.06.2017).

16. Регламент на сборку и эксплуатацию низа компоновок бурильных колонн и НКТ при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов, освоение и КРС. ООО «Пурнефтегаз-Бурение». Утв. гл. инженером С.А. Симаковым. 2002.
17. Проектирование скважин. Проектирование КНБК. Глава 3. Раздел 4. 24 с.
18. Устройство и работа винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс]. Официальный сайт. URL: <http://www.gazpb.ru/ekspluatatsiya-turbinnoj-tehniki/105-ustrojstvo-i-rabota-vintovyx-zabojnyx-dvigatlej.html> (Дата обращения: 24.05.2017)
19. Буровые растворы на углеводородной основе [Электронный ресурс] Консист – А. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.consit.ru/stati/st-organobentonit/burovye-rastvory-na-uglevodorodnoj-osnove> (Дата обращения: 14.05.2017)
20. Балденко Д.Ф., Коротаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1> (Дата обращения: 15.05.2017)
21. Фуфачев О.И. Исследование и разработка новых конструкций рабочих органов винтовых забойных двигателей для повышения их энергетических и эксплуатационных характеристик: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Фуфачев Олег Игоревич. – Москва, 2011. – 138 с.
22. ГОСГОРТЕХНАДЗОРРОССИИ. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ08-624-03). ПИО ОБТ. М.-2003
23. Голдобин Д.А. Разработка и исследование винтовых забойных двигателей с облегченными роторами и армированными статорами: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Голдобин Дмитрий Анатольевич. – Пермь, 2011. – 22
24. ИПБОТ 028-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при монтаже-демонтаже противовыбросового оборудования (ПВО) при помощи УПОП (устройство перемещения оборудования противовыбросового) Самсонов Н., Баранникова Н., Володин А. / Финансовый менеджмент. — М.: ЮНИТИ, 2005. — 495 с.
25. Злотникова Л., Колядов Л., Тарасенко П. / Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. - М.: ФГУП Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.-456с
26. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

Приложение В. Геологические условия бурения

Таблица В.1 Стратиграфическая характеристика разреза

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Угол залегания пластов	Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	Мощность	Название свит	Индекс	Угол, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	20	Четвертичные	Q	0	1,3
20	140	120	Некрасовская свита	Pg3 nk	0	1,3
140	190	50	Чеганская свита	Pg2-3 cg	0	1,3
190	240	50	Люлинворская свита	Pg2 ll	0	1,3
240	280	40	Талицкая свита	Pg1 tl	0	1,3
280	430	150	Ганькинская свита	K2 gn	0	1,3
430	490	60	Славгородская свита	K2 sll	0	1,3
490	660	170	Ипатовская свита	K2 ip	0	1,3
660	680	20	Кузнецовская свита	K2 kz	0	1,3
680	1560	880	Покурская свита	K1-2 pk	0	1,3
1560	1600	40	Алымская свита	K1 al	0	1,3
1600	2265	665	Киялинская свита	K1 kls	0	1,4
2265	2345	80	Тарская свита	K1 tr	0	1,6
2345	2605	260	Куломзинская свита	K1 klm	0	1,2
2605	2630	25	Баженовская свита	J3 bg	0	1,2
2630	2635	5	Георгиевская свита	J3 gr	0	1,2
2635	2710	75	Васюганская свита	J3 vs	1-2	1,2
2710	3005	295	Тюменская свита	J1-2 tm	1-2	1,2
3005	3014	9	Тогурская свита	J1tg	1-2	1,2
3014	3030	16	Урманская свита	J1urm	1-2	1,2
3030	3135	105	Палеозойская группа	Pz	45-70	1,2

Таблица В.2 Литологическая характеристика разреза

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От (верх)	До (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	20	глины суглинки пески супеси	40 40 10 10	Почвенно-растительный слой; пески, глины, суглинки, супеси.
Pg ₃ nk	20	140	пески глины	70 30	Пески серые и светло-серые мелко- и среднезернистые, суглинки буровато-серые и глины с прослоями лигнита.
Pg ₂₋₃ cg	140	190	глины алевролиты пески	80 10 10	Глины голубовато-зеленые, зеленовато-серые, с многочисленными прослоями и линзами песков серых, светло-бурых, буровато-серых, кварцевых, кварц-полевошпатовых и алевритов.
Pg ₂ ll	190	240	глины	100	Глины зеленовато-серые, желто-зеленые, жирные на ощупь, в нижней части свиты – опоквидные.
Pg ₁ tl	240	280	глины песчаники	80 20	Глины темно-серые до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевритистые с прослойками песчаников.
K ₂ gn	280	430	глины	100	Глины серые, темно-серые, извесковистые, иногда алевритистые. В верхней части – мергели серые, зеленовато-серые.
K ₂ sl	430	490	глины	100	Глины серые, зеленовато-серые, комковатые, участками опковидные, с редкими прослойками песчаников и алевролитов.
K ₂ ip	490	660	глины песчаники	80 20	Глины серые, темно-серые и зеленовато-серые алевритистые, иногда опковидные с переслаиванием песчаников.
K ₂ kz	660	680	глины	100	Глины серые, темно-серые, тонкополосчатые, листоватые, плитчатые, иногда известковые.

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6
K ₁₋₂ pk	680	1560	пески глины песчаники алевролиты	50 20 20 10	Неравномерное переслаивание песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, кварц-полевошпатовых, иногда известковистых, с пологой или косой слоистостью, алевролитов серых, комковатых, иногда уплотненных, аргилитоподобных, с зеркалами скольжения, с обильным обугленным растительным детритом. Пласты песчаников не выдержаны по простиранию, часто линзовидные. Песчаная толща в подошве свиты сравнительно выдержанная по простиранию.
K ₁ al	1560	1600	глины песчаники	50 50	В нижней части разреза песчаники серые, светло-серые, кварц-полевошпатовые. Верхняя часть представлена темно-серыми и черными глинами каолинит—хлорит-монтморилонитового состава.
K ₁ kls	1600	2265	глины песчаники	80 20	Глины значительной карбонатности с прослоями песчаников значительной карбонатности.
K ₁ tr	2265	2345	песчаники	100	Песчаники светло-серые, мелкозернистые кварц-полевошпатовые и полимиктовые с гидрослюдистым-хлоритовым цементом.
K ₁ klm	2345	2605	песчаники аргиллиты алевролиты алевролиты	50 30 10 10	Свита представлена аргиллитами с множеством маломощным пропластков алевролитов и алевролитов; в кровле залегает песчаная толща, в низах свиты – известковистые песчаники, содержащие темно-серые, иногда битуминозные аргиллиты.
J ₃ bg	2605	2630	аргиллиты	100	Аргиллиты битуминозные, буровато-черные, плитчатые, сидеритизированные, иногда известковистые.
J ₃ gr	2630	2635	аргиллиты известняки алевролиты	80 10 10	Аргиллиты темно-серые, черные с незначительными линзочками известняков и алевролитов. Отмечены включения пирита, раковин белемнитов, пелеципод, растительного дендрита и глауконита.
J ₃ vs	2635	2710	песчаники аргиллиты алевролиты	80 10 10	Песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, участками известковистые с прослоями аргиллитов и алевролитов. Аргиллиты темно-серые, черные с незначительными линзочками.

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6
J ₁₋₂ tm	2710	3005	песчаники аргиллиты алевролиты угли	40 30 25 5	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей; песчаники светло-серые, полимиктовые, часто глинистые, известковистые; аргиллиты серые до черных, крепкие, плотные, часто углистые, сидеритизированные.
J ₁ tg	3005	3014	аргиллиты угли	95 5	Переслаивание аргиллитов и углей; аргиллиты серые до черных, плотные, крепкие, часто углистые.
J ₁ urm	3014	3030	аргиллиты угли	95 5	Переслаивание аргиллитов и углей; аргиллиты серые до черных, плотные, крепкие, часто углистые.
Pz	3030	3135	известняки аргиллиты алевролиты туфы, брекчии	50 10 10 30	В верхней части разреза преобладают известняки, известняки доломитизированные, реже доломиты, породы серого, светло-серого, кремового цвета, мелкокомковатые, мелкозернистые, органогенно-детритовые, имеются включения остатков раковинной фауны (брахиоподы, остракоды, фораминифер и др.). Ниже, отложения силурийской системы представлены известняками, доломитами известковистыми, с незначительными прослоями глинисто-кремнистых пород, аргиллитов и алевролитов. Также палеозой в некоторых местах, представлен туфогенно-осадочными породами и брекчиями, светло-серыми до серых с кремовым оттенком пористыми каолинизированными образованиями с оолитообразной структурой.

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

Индекс	Интервал, м		Краткое название породы	Плотность г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Твёрдость, кгс/мм ²	Абразивность	Категория породы (мягкая, средняя и т.д.)
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	20	глины	2,1	-	0	95	10	4	Мягкая
			суглинки	2,0	-	0	30	10	4	Мягкая
			пески	1,9	-	500	-	0	10	Мягкая
			супеси	2,0	-	0	-	15	10	Мягкая
Pg ₃ nk	20	140	пески	2,4	-	600	-	0	10	Мягкая
			глины	2,4	-	0	95	10	4	
Pg ₂₋₃ cg	140	190	пески	2,5	-	600	-	10	10	Мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	10	10	Мягкая
			глины	2,4	-	0	95	0	4	Мягкая
Pg ₂ ll	190	240	глины	2,1	-	0	95	10	4	Мягкая
Pg ² tl	240	280	глины	2,4	-	1	90	10	4	Мягкая
			песчаники	2,6	35	600	8	0	10	Мягкая
K ₂ gn	280	430	глины	2,4	-	0	95	10	4	Мягкая
K ₂ sl	430	490	глины	2,4	-	0	95	10	4	Мягкая
K ₂ ip	490	660	глины	2,4	-	0	90	15	4	Мягкая
			песчаники	2,6	32	450	8	25	10	Мягкая
K ₂ kz	660	680	глины	2,4	-	0	90	15	4	Мягкая

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K ₁₋₂ pk	680	1560	глины	2,4	-	0	95	25	4	Мягкая Средняя Средняя Средняя
			песчаники	2,6	31,5	1000	5	30	10	
			алевролиты	2,6	13,5	10	18	35	6	
			пески	2,5	38	1450-1500	7	20	10	
K ₁ al	1560	1600	глины	2,2	22	20-50	5	30	10	Средняя Мягкая
			песчаники	2,4	16	0	95	25	4	
K ₁ kls	1600	2265	песчаники	2,2	20	10	15	35	10	Средняя Средняя
			глины	2,4	20	0	95	30	4	
K ₁ tr	2265	2345	песчаники	2,3	19	20-50	20	40	10	Средняя
K ₁ klm	2345	2605	аргиллиты	2,4	5	0	95	50	4	Средняя Средняя Средняя Средняя
			песчаники	2,3	15	10-250	20	45	10	
			алевролиты	2,3	10	0	25	-	10	
			алевролиты	2,3	10	0	25	35	6	
J ₃ bg	2605	2630	аргиллиты	2,4	5	0	95	70	4	Средняя
J ₃ gr	2630	2635	аргиллиты	2,4	5	0	95	80	4	Средняя Средняя Средняя
			известняки	2,5	18	5-100	35	100	4	
			алевролиты	2,3	10	5	25	65	6	
J ₃ vs	2635	2710	аргиллиты	2,67	-	5	0	120	5	Средняя Твердая Средняя
			алевролиты	2,69	-	15	25	70	6	
			песчаники	2,3	15	5-100	20	65	10	
J ₁₋₂ tm	2710	3005	песчаники	2,4	15	10-250	20	120	10	Твердая Твердая Твердая Средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	90	130	4	
			алевролиты	2,3	10	5	25	120	6	
			угли	1,2	0	0	0	70	5	

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
J ₁ tg	3005	3014	аргиллиты	2,4	5	0	90	130	4	Твердая Средняя
			угли	1,2	0	0	0	70	5	
J ₁ urm	3014	3030	аргиллиты	2,4	5	0	90	130	4	Твердая Средняя
			угли	1,2	0	0	0	70	5	
Pz	3030	3135	известняки	2,65	0,1-16	2	20	170	4	Твердая Твердая Твердая Твердая
			аргиллиты	2,65	12,7	0	25	200	7	
			алевролиты	2,4	5	0	90	150	4	
			туфы,брекчии	2,4	10	5	25	150	6	

Таблица В.4 Давление и температура по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала, Градус
	От	До	Пластового Кгс/см ² на м		Порового Кгс/см ² на м		Гидроразрыва пород Кгс/см ² на м		Горного Кгс/см ² на м		
			От	До	От	До	От	До	От	До	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	20	0,000	0,100	0	0,100	0,000	0,200	0	0,22	3
Pg ₃ nk	20	140	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	10
Pg ₂₋₃ cg	140	190	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	15
Pg ₂ ll	190	240	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	18
Pg ² tl	240	280	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	19
K ₂ gn	280	430	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,23	0,23	20
K ₂ sl	430	490	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,23	0,23	21
K ₂ ip	490	660	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,23	0,23	22
K ₂ kz	660	680	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,23	0,23	26
K ₁₋₂ pk	680	1560	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,23	0,23	27
K ₁ al	1560	1600	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,23	0,23	58
K ₁ kls	1600	2265	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	77
K ₁ tr	2265	2345	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	79
K ₁ klm	2345	2605	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	86
J ₃ bg	2605	2630	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	87
J ₃ gr	2630	2635	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	88
J ₃ vs	2635	2710	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	89
J ₁₋₂ tm	2710	3005	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	99
J ₁ tg	3005	3014	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	100
J ₁ urm	3014	3030	0,100	0,105	0,100	0,105	0,160	0,155	0,24	0,25	101
Pz	3030	3135	0,105	0,105	0,105	0,105	0,155	0,155	0,25	0,25	105

Приложение Г. Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Таблица Г.1 Нефтегазоводоносность разреза скважины

Индекс	Прогнозируемый интервал залегания нефтеносных горизонтов по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J ₃ vs *	2650	2670	поровый	0,683	до 5	95	-
Pz	3050	3110	порово-трещиновато-каверновый	0,724	1,7-117,6	103,4	-
Газоносность							
Pz	3030	3050	порово-трещиновато-каверновый	0,655	0,48-503		
Водоносность							
1. Палеоген-четвертичный комплекс							
Q	0	20	Поровый	1,00	20-160	-	Нет. Минерализ. 0,1-0,2 г/л.
Pg ₃ nk	20	140	Поровый	1,00	до 300	-	Да. Минерализ. 0,11-0,87 г/л.
2. Апт-альб-сеноманский комплекс							
K ₁₋₂ pk	680	1560	Поровый	1,01	100	-	Нет. Минерализ. 17,8-20,0 г/л.

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8
3. Неокомский водоносный комплекс							
K ₁ kls - K ₁ klm	1600	2605	поровый	1,014	20	-	Нет. Минерализ. 0,8-29 г/л.
4. Юрско-палеозойский комплекс							
J ₃ vs	2635	2645	поровый	1,02	1-20	-	Нет. Минерализ. 30-40 г/л.
J ₁₋₂ tm	2710	3005	поровый	1,02	1-10	-	Нет. Минерализ. 30-40 г/л.
Pz	3112	3135	поровый	1,02-1,1	0,1-36,7	-	Нет. Минерализ. 24-146 г/л.

Примечание:

* - Данные характеристики нефти, в связи с отсутствием глубинных проб, приняты по Урманскому месторождению

Приложение Д. Зоны возможных осложнений

Таблица Д.1 Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощений по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q - Pg3 nk	0	140	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 м ³ /час до полного поглощения. Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной. Репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K ₁₋₂ pk	680	1560	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 м ³ /час до полного поглощения. Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной. Репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
J ₃ vs -J _{1ur}	2635	3030	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 м ³ /час до полного поглощения. Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной. Репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
PZ	3030	3135	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 м ³ /час до полного поглощения. Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной. Репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
Q - Pg3 nk	0	480	Осыпи и обвалы стенок скважины	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
K ₁₋₂ pk	680	1560	Осыпи и обвалы стенок скважины	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
K ₁ kls+tr	1600	2345	Осыпи и обвалы стенок скважины	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
PZ	3030	3135	Осыпи и обвалы стенок скважины	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5
Q - Pg3 nk	0	140	Нефтегазоводопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора.
K ₁₋₂ pk	680	1600	Нефтегазоводопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора.
K ₁ kls - K ₁ klm	1600	2605	Нефтегазоводопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора.
J ₃ vs	2635	2640	Нефтегазоводопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора.
J ₃ vs	2650	2670	Нефтегазоводопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора. Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Перелив бурового раствора, пленки нефти, пузырьки газа, снижение плотности. Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора. Полное поглощение.
J ₁₋₂ tm	2710	3005	Нефтегазоводопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора. Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Перелив бурового раствора, пленки нефти, пузырьки газа, снижение плотности. Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора. Полное поглощение.
PZ	3030	3050	Нефтегазоводопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора. Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Перелив бурового раствора, пленки нефти, пузырьки газа, снижение плотности. Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора. Полное поглощение.
	3050	3111		
	3112	3135		
Q - Pg ₂₋₃ cg	0	190	Прихват от перепада давления, от обвала неустойчивых пород.	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
Pg ₂ ll - K ₂ sl	190	490	Прихват от обвала неустойчивых пород.	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5
K ₁₋₂ pk	680	1560	Прихват от перепада давления	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.
K ₁ al	1560	1600	Прихват от заклинки, сальникообразования, разбухание глинистых горных пород, от перепада давления	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.
PZ	3030	3135	Прихват от перепада давления, от обвала пород, от заклинки и сальникообразования.	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной. Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки.
Pg _{2-3cg} +K _{2sl}	140	490	Кавернообразование	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора.
K ₁₋₂ kz	660	680	Кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора.
K ₁ al+kls	1560	2265	Незначительное кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора.

Приложение Е. Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости

Таблица Е.1 Запроектированные параметры бурового раствора

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	K	d, м	
от	до									
0	30	1,1	0,3	30	9,81	1121,3	2133	1,5	0,015	
30	1231,76	1,1	11	1100	9,81	1121,3	2290	1,5	0,008	
1234,76	3178,6	1,05	30,28	3028	9,81	1071,1	2300	1,5	0,003	
3178,6	3267,25	1,05	32,92	3135	9,81	1072,4	2320	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	30	1,121	7,5	23,6	23,55	8,35	8-10	2	25	10-20
30	1231,76	1,121	8,6	25,7	23,55	8,35	8-10	2	30	10-20
1234,76	3178,6	1,071	9,1	26,5	22,49	8,6	8-10	1	40	10-20
3178,6	3267,25	1,072	8,8	26,1	22,52	8,34	8-10	1	35	10-20

Таблица Е.2 Компонентный состав бурового раствора

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	30	Глинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, Na ₂ CO ₃
30	1231,76	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , НТФК, ПАА, КМЦ, KCl
1234,76	3178,6	Биополимерный Вода пресная, NaCl, ПАА, полиакрилат, NaOH, ксантановый биополимер, Na ₂ CO ₃ , DRIL-FREE, CaCO ₃
3178,6	3267,25	Биополимерный Вода пресная, NaCl, ПАА, полиакрилат, NaOH, ксантановый биополимер, Na ₂ CO ₃ , DRIL-FREE, CaCO ₃

Рисунок Е.1 – Схема очистки бурового раствора

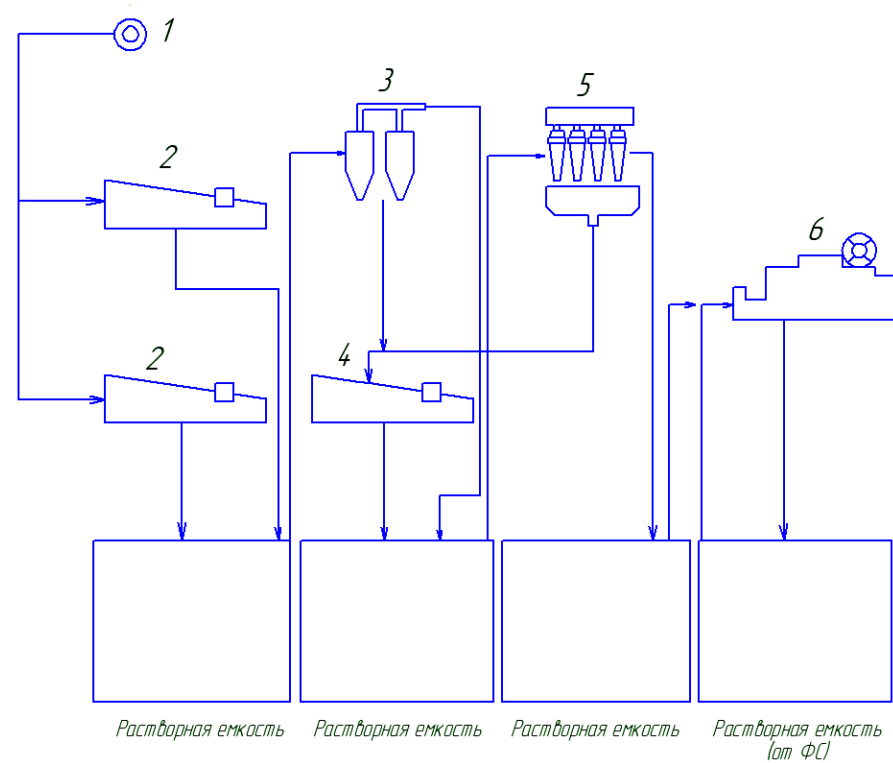


Рисунок Е.1 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Mongoose PT;
3 – пескоотделитель D-Sander 2-12; 4 – ситогидроциклонный сепаратор M-I SWACO;
5 – илоотделитель D-Silter 6T4; 6 – центрифуга M-I SWACO 518 HV.

Приложение Ж. Нормативная база для расчёта смет на строительство скважины в НГО

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Строительно-монтажные работы										1080
Подготовительные работы к бурению										96,00
Бурение и крепление ствола скважины										
Бурение под направление	393,7 GRD 115	0	30	500	0,027	30	1	0,81	0,04	0,90
Промывка (ЕНВ)										0,02
Наращивание (ЕНВ)										0,20
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,15
Установка и вывод УБТ за палец										0,70
Крепление (ЕНВ)										14,95
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,98
Смена вахт (ЕНВ)										0,16
Итого:										20,76
Бурение под кондуктор	295,3 FD619SMF	30	1100	1100	0,032	1070	1	23,24	2,6	41,68
Промывка (ЕНВ)										0,59
Наращивание (ЕНВ)										10,40
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,40

Продолжение Таблицы Ж1

Установка и вывод УБТ за палец										0,60
Крепление (ЕНВ)										45,84
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,32
Смена вахт (ЕНВ)										0,80
ПГИ (ЕНВ)										5,17
Итого:										112,50
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 222,3 В 613 УН	1100	3028	2700	0,054	1928	1	136,41	8,84	20,83
Промывка (ЕНВ)										0,88
Наращивание (ЕНВ)										0,60
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,22
Установка и вывод УБТ за палец										0,95
Крепление (ЕНВ)										55,93
ПГИ (ЕНВ)										11,23
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,67
Смена вахт (ЕНВ)										0,8
Итого:										98,81
Бурение под хвостовик	161 FD313S	3028	3135	1300	0,056	107	1	5,4	9,8	54,41
Промывка (ЕНВ)										0,99
Наращивание (ЕНВ)										6,20
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,80
Установка и вывод УБТ за палец										1,20
Крепление (ЕНВ)										53,00
ПГИ (ЕНВ)										15,52

Продолжение Таблицы Ж1

Ремонтные работы (ЕНВ)										6,74
Смена вахт (ЕНВ)										1,20
Итого:										142,76
Испытание скважины на продуктивность										240,0

Таблица Ж.2 Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4	856,64	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	256,99	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,94	-	-	0,04	9,20	1,32	304,10	7,24	1663,71	2,27	521,29
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,76	-	91,23	-	499,11	-	156,39
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	4	71,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	21,54	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	0,04	0,58	1,32	19,04	7,24	104,19	2,27	32,65
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,17	-	5,71	-	31,26	-	9,79
Содержание бурового оборудования	сут	236,71	4	946,84	0,04	9,47	1,32	313,05	7,24	1712,70	2,27	536,64
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	4	5268,00	0,04	52,68	1,32	1741,73	7,24	9529,04	2,27	2985,75
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	459,97	4	1839,88	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	482,97	-	-	-	-	1,32	638,73	7,24	3494,49	2,27	1094,93
Прокат ВЗД	сут	19,77	4	79,08	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	175,44	-	-	-	-	1,32	232,02	7,24	1269,38	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	2,27	546,25
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	10,90	4	43,60	0,24	2,62	2,78	30,27	11,2	122,22	3,74	40,77
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептов приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	22,86	4	91,44	0,24	5,49	2,78	63,49	11,2	256,32	3,74	85,50

Продолжение таблицы Ж.2

Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	-	0,24	25,90	2,78	299,78	11,2	1210,17	3,74	403,66
Эксплуатация трактора	сут	177,60	4	710,40	0,04	7,10	1,32	234,88	7,24	1285,01	2,27	402,63
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,32	132,78	7,24	726,44	2,27	227,62
Амортизация кухни-столовой	сут	19,41	4	77,64	0,24	4,66	2,78	53,91	11,2	217,63	3,74	72,59
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	4	776,48	0,24	46,59	2,78	539,17	11,2	2176,57	3,74	726,01
Порошок бентонитовый марки Б	т	339,8	-	-	-	-	-	-	22	7475,6	-	-
Порошок бентонитовый марки В	т	319,1	-	-	4	1276,4	9	2871,9	-	-	-	-
Сода каустическая	т	400,0	-	-	0,2	80	0,2	80	0,3	120	0,3	120
Сода кальцинированная марки	т	216	-	-	0,1	21,6	0,1	21,6	0,1	21,6	0,1	21,6
Ксантановая смола Duo-Vis	т	3000	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	1500
Polyrac R, Polyrac ELV	т	983	-	-	0,5	491,5	0,5	491,5	0,5	491,5	0,5	491,5
Realub, SAPP	т	1054,1	-	-	-	-	-	-	1	1054,1	1	1054,1
Мраморная крошка	т	315	-	-	-	-	-	-	-	-	15	4725
Барит	т	270	-	-	0,5	135	10	2700	22	5940	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	7,5	2,625	14	4,9
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	13,2	220,18	11,5	191,82	18,5	308,58
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	26,5	532,12	38,4	771,07	48,5	973,88	70,8	1421,66
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				11626,4		2745,1		12272,4		41950,5		18048,9
Затраты, зависящие от объема работ												
393,7 GRD 115	шт	2909,1	-	-	0,06	174,55	-	-	-	-	-	-
295,3 FD619SMF	шт	4910,6	-	-	-	-	0,77	3785,11	-	-	-	-
БИТ 222,3 В 613 УН	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,50	2617,20	-	-
161 FD313S	шт	8925,1	-	-	-	-	-	-	0,04	353,82	-	-
Калибратор 393,7	шт	471,2	-	-	-	-	0,39	183,6	-	-	-	-
Калибратор 295,3	шт	458,9	-	-	-	-	-	-	0,77	354,1	-	-
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,4	90,34	24,8	121,77	48,6	238,63	60,9	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	смена							1268				

Продолжение таблицы Ж.2

Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	0	455,06	4267,56	3216,26	1440,17
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	12126,41	3190,18	16270,00	44966,76	19199,73
Всего по сметному расчету, руб	95310,9						

Таблица Ж.3 Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	214,16	0,62	132,78	1,91	409,05	2,33	498,99	2,21	473,29
Социальные отчисления, 30%		-	-	39,83	-	122,71	-	149,70	-	141,99
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	0,62	11,13	1,91	34,28	2,33	41,82	2,21	39,67
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,34	-	10,29	-	12,55	-	11,90
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,86	0,62	14,17	1,91	43,66	2,33	53,26	2,21	50,52
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	236,71	0,62	146,76	1,91	452,12	2,33	551,53	2,21	523,13
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,62	888,46	1,91	2737,03	2,33	3338,89	2,21	3166,93
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,62	260,03	1,91	801,05	2,33	977,20	2,21	926,87
Плата за подключенную мощность	сут	149,48	0,62	92,68	1,91	285,51	2,33	348,29	2,21	330,35
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	107,93	0,62	66,92	1,91	206,15	2,33	251,48	2,21	238,53
Эксплуатация ДВС	сут	10,9	0,62	6,76	1,91	20,82	2,33	25,40	2,21	24,09

Продолжение таблицы Ж.3

Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,62	62,25	1,91	191,76	2,33	233,93	2,21	221,88
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	0,62	120,35	1,91	370,77	2,33	452,30	2,21	429,01
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,62	11,41	1,91	35,14	2,33	44,87	2,21	40,66
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,62	21,03	1,91	64,79	2,33	79,03	2,21	74,96
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6	49,26	21	172,41	16	131,36	5	41,05
Башмак колонный БК-339	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-311	шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БК-222	шт	47,5	-	-	-	-	1	47,5	-	-
Башмак колонный БК-146	шт	34	-	-	-	-	-	-	1	34
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,4	-	-	18	457,2	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,7	-	-	-	-	84	1570,8	-	-
ЦОКДМ-339	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-311	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОД-222	шт	105	-	-	-	-	1	105	-	-
ЦКОД-146	шт	95	-	-	-	-	-	-	1	95
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-222	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц -146	шт	29,5	-	-	-	-	-	-	1	29,5
ПХЦЗ1 127/178	шт	700	-	-	-	-	-	-	1	700
Головка цементирующая ГЦУ-339	шт	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-311	шт	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-222	шт	2980	-	-	-	-	1	2980	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-146	шт	2750	-	-	-	-	-	-	1	2750
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-		6178,76		9971,99		11920,03		10341,34
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 339x9,5	м	80,17	30	2405,1	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 311x7,9	м	54,92	-	-	1227	67386,84	-	-	-	-
Обсадные трубы 222x8,1 Л	м	42,53	-	-	-	-	712	30281,36	-	-
Обсадные трубы 146x8,1 Е	м	41,3	-	-	-	-	2441	100813,3	-	-
Хвостовик 127	м	23,34	-	-	-	-	-	-	800	18672

Продолжение таблицы Ж.3

Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-П-50	т	30,82	1,56	48,08	33,34	1027,54	19,2	591,74	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-Об (4-6)-50	т	32	-	-	-	-	38,8	1284,28	-	-
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	1,56	9,38	33,34	200,37	58	348,58	6,5	39,07
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,67	60,85	1,5	54,6
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	-	-
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2	8,5	312,8
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2	5	184
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	-	-
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,02	37,90	57,91	1086,39	124,9	2343,12	15,36	288,15
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,28	3	112,56
Транспортировка вахт, руб						1268				
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-		9193,06		79963,63		173111,05		31093,12
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб						28789,57				
Всего по сметному расчету, руб						327667,83				

Приложения К. Расчёт статей сметы на строительство скважины в НГО

Таблица К.1 Сводный сметный расчет с индексом удорожания для
Томской области на апрель 2017 года

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 131 187
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 524 729
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	468 639
	Итого по главе 1	92186	19 0794 365
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	36 346 375
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 317 874
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	2 839 401
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	341 831
	Итого по главе 2	212 977	41 698 397
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	97 290	19 866 618
3.2	Крепление скважины	332 962	67 990 840
	Итого по главе 3	441 358	88 153 455
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 0337	2 866 355
4.2	Консервация скважины	6 872	1 403 262
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 649 936
	Итого по главе 4	29312	5 985 594
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	50 517	10 315 471
	Итого по главе 5	50 775	10 159 254
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 381,9
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 94	243 880
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	Итого по главе 6	47 928	9 786 824
	ИТОГО прямых затрат	856 265	174 849 342
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	216 066	43 712 335
	Итого по главе 7	216 066	43 712 335
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат	85 627	17 484 934

Продолжение Таблицы К.1

	Итого по главе 8	85 627	17 484 934
	ИТОГО по главам 1-8	1 155 958	236 046 611
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	283 210	9 439 946
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	50 862	1 695 337
9.3	Северные надбавки 2,98%	34 448	1 148 206
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 150 000
9.6	Транспортировка керна в п. Каргасок	-	11 456
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	436 549	34 786 230
	ИТОГО по гл 1-9	1 592 507	270 832 841
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 312	472 093
	Итого по главе 10	2 312	472 093
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	79 741	13 366 482
	Итого по главе 12	79 741	13 366 482
	ИТОГО	1 674 560	284 671 416
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		278 892 478
	НДС		49 856 259
	ВСЕГО с учетом НДС		328 748 737

Приложение Л. Производственная безопасность

Таблица Л.1 Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Бурение, спускоподъемные операции, цементирование обсадной колонны, освоение и испытания скважины	<p>-Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>-Повышенный уровень шума на рабочем месте;</p> <p>-Повышенный уровень вибрации;</p> <p>-Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;</p> <p>-Недостаточное освещение рабочей зоны;</p> <p>-Повреждения в результате контакта с насекомыми.</p>	<p>-Пожаро-взрывоопасность</p> <p>-Повышенное значение напряжения в электрической цепи</p> <p>-Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</p>	<p>ГОСТ 12.1.005-88 [1]</p> <p>СанПиН 2.2.4.548–96 [2]</p> <p>ГОСТ 12.1.003-2014 [3]</p> <p>ГН 2.2.5.1313-03 [4]</p> <p>ГОСТ 12.2.003-91. [5]</p> <p>ГОСТ 12.2.062-81. [6]</p> <p>ГОСТ Р 12.1.019-2009 [7]</p> <p>ГОСТ 12.1.012–2004. [8]</p>