

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной наклонно-направленной скважины на целевой пласт ЮВ1 нефтяного месторождения

УДК 622.143:622.243.23:622.323(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Боровиков Денис Александрович		16.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		17.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		14.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	—		29.05.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.06.2020

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ОП

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

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 11.02.2020 Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Боровиков Денис Александрович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной наклонно-направленной скважины (пласт ЮВ1) на нефтяном месторождении (Тюменская область, Нефтеюганский район)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Интервал отбора керна: все продуктивные пласты 4. Объект испытания в процессе бурения: во всех продуктивных пластах 5. Тип профиля: наклонно-направленный 6. Данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,0 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 500 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 35 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м. 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

	8. Способ цементирования: по расчету 9. Способ перфорации: гидроструйная перфорация 10. Минимальный уровень жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения 11.Способ вызова притока: применение пенных систем
<p align="center">Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p align="center"><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 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 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 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. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1.Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчёт 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)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Актуальность буровых судов в современных реалиях	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2020
-------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Боровиков Денис Александрович		11.02.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
	2. Технологическая часть проекта	40
	3. Актуальность буровых судов в современных реалиях	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		11.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	—	11.02.2020	

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Боровиков Денис Александрович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Методические указания по разработке раздела;
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы;
	4. Налоговый кодекс РФ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП
2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП	1. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020
-------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Боровиков Денис Александрович		11.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Боровиков Денис Александрович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной наклонно-направленной скважины на целевой пласт ЮВ1 нефтяного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технический проект на строительство наклонно-направленной скважины Область применения: Нефтеюганский район Тюменской области
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – ТК РФ Статья 297; – ТК РФ Статья 298; – ТК РФ Статья 299; – ТК РФ Статья 302; – ГОСТ 12.2.049-80; – СанПиН 1964-79; – ГОСТ 12.2.032-78; – СП 2.2.2.1327-03.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень общей и локальной вибрации; – Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте; – Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; – Движущиеся части и механизмы.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: <ul style="list-style-type: none"> – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей, факельных

	установок; – Выбросы при ГНВП. Гидросфера: – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом. Литосфера: – Вырубка деревьев; – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: – ГНВП; – Пожары и взрывы на БУ; – Лесные пожары; – Взрывы ГСМ. Наиболее типичная ЧС: – ГНВП.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020
-------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	–		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Боровиков Денис Александрович		11.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 87 страниц, 49 таблиц, 21 рисунок, 34 литературных источников, 4 приложения.

Ключевые слова: бурение, проектирование, комбинированная эксплуатационная колонна, горизонтальный участок ствола, газ.

Объектом исследования является газовое месторождение Нефтеюганского района Тюменской области.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной.

Цель работы достигается путем выполнения ряда задач:

- 1) анализ технической документации, отраслевых нормам и правил при проектировании строительства скважины;
- 2) анализ геологических условий бурения;
- 3) проектирование профиля скважины согласно требованиям технического задания;
- 4) выбор и расчёт оптимальных параметров конструкции скважины;
- 5) проектирование бурильной колонны, компоновки низа бурильной колонны, обсадной колонны;
- б) проектирование процессов крепления и заканчивания скважины.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 2658 метров, мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважины и техническом сопровождении этих процессов.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

РУС – роторная управляемая система;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ТК – техническая колонна;

ЭК – эксплуатационная колонна;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

МСП – морская стационарная платформа;

СПБУ – самоподъемная буровая установка;

ППБУ – полупогружная буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая;

ГТН – геолого-технический наряд.

Оглавление

Введение	14
1 Общая и геологическая часть	15
1.1 Геологические условия бурения.....	15
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	17
1.3 Зоны возможных осложнений	17
2 Технологическая часть.....	18
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	18
2.2 Обоснование конструкции скважины	18
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	18
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	18
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	20
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	21
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	21
2.3 Проектирование процессов углубления.....	23
2.3.1 Выбор способа бурения.....	23
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	24
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	25
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	25
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	29
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	32
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	36
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	39
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	39
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	39
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	42
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	46
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	46
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	47
2.4.3.1 Обоснование способа цементирования	47
2.4.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	48
2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов	49
2.4.3.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	50
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	52
2.4.4.1 Выбор жидкости глушения	52
2.4.4.2 Вызов притока и перфорация.....	53
2.4.4.3 Выбор типа фонтанной арматуры	53
2.4.4.4 Испытание пласта	54

2.5 Выбор буровой установки	54
3 Актуальность буровых судов в современных реалиях	55
3.1 Освоение морских нефтяных и газовых месторождение	55
3.2 Буровые суда и их виды	56
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	63
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия.....	63
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия	63
4.1.2 Организационная структура	65
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	66
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	66
4.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.	67
4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ	67
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)	
68	
4.3.1. Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....	68
4.3.2. Расчет нормативного времени на геофизические работы	70
4.3.3. Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	70
4.3.4 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ.....	70
4.4. Сметная стоимость строительства скважины	71
4.4.1 Расчет технико-экономических показателей	71
5 Социальная ответственность	72
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	72
5.2 Производственная безопасность	73
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего	73
5.3 Экологическая безопасность	76
5.3.1 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности	76
5.3.2 Защита атмосферы.....	76
5.3.3 Защита гидросферы	77
5.3.4 Защита литосферы	78
Заключение	82
Список использованной литературы.....	83
Приложение А	86
Приложение Б.....	90
Приложение В	97
Приложение Г.....	105
Приложение Д	117

Введение

Наклонно-направленные скважины имеют ряд преимуществ перед вертикальными скважинами, основное из которых – это кратное увеличение дебита за счет повышенной области дренирования и увеличения площади контакта ствола скважины с природным резервуаром. В связи с этим такие скважины получили широкое распространение.

Вторичное вскрытие будет производиться путем проведения многостадийного гидроразрыва пласта.

Для данной скважины присуще высокие коэффициенты кавернозности, а в интервале 0-560 метров коэффициент достигает 1,3.

Разрез скважины представлен преимущественно глинами, алевролитами, аргиллитами и песчаником. Породы мягкой и средней твердости. Продуктивный пласт представлен аргиллитом и песчаником.

Пласты характеризуются нормальными пластовыми давлениями. Присутствуют 7 водоносных и 6 нефтеносных горизонта, в интервале продуктивного пласта водонапорные пласты отсутствуют.

В интервале продуктивного пласта ожидаются нефтеводопроявления и сужение ствола скважины, также возможна заклинка буровой компоновки. В связи с этим необходимо осуществить более жесткий контроль над репрессией на пласт, применять буровой раствор с ингибирующими свойствами, соблюдать высокую скорость проходки, не допускать статичного положения инструмента, прорабатывать ствол скважины.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства горизонтальной скважины глубиной 2658 м на нефтяном месторождении Тюменской области. Проект состоит из решений, которые включают в себе все основные сферы: технологической, обслуживающей, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

В специальной части раскрывается актуальность буровых судов в современных реалиях

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в таблице А.1 приложения А.

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

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

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице 1.

Разрез скважины сложен породами мягкой средней твердости, поэтому необходимо проектировать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить породы данной категории.

Продуктивный горизонт – представлен песчаниками, глинами с линзами известняков, алевролитами и аргиллитами. Продуктивный пласт в интервале 2615-2660 метров представлен песчаником, плотностью 2100 кг/м³.

Аномально высокие пластовые давления отсутствуют. На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва отсутствуют.

В интервале 0-935 метров наблюдается максимальный градиент давления гидроразрыва, который равняется 2,00 МПа/100 м.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент			Температура
			Пластового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	от (верх)	до (низ)	МПа/100 м	МПа/100 м	МПа/100 м	°С
Q+K ₂	0	700	0,100	0,2	0,22	2
K ₂ +K ₁	700	935	0,100	0,2	0,22	3
K)	935	1650	0,102	0,17	0,22	3
K1(AB1)	1650	1680	0,103	0,17	0,22	4
K[1680	1700	0,104	0,165	0,22	6
K1(AB ₂₋₃)	1700	1730	0,104	0,165	0,22	7
K1(AB ₄₋₇)	1732	1760	0,104	0,165	0,22	8
K1	1760	2080	0,104	0,165	0,22	9
K1(БВ8)	2080	2120	0,104	0,165	0,22	10
K1	2120	2190	0,104	0,165	0,22	17
K1(БВ10)	2190	2230	0,104	0,165	0,22	51
J3	2315	2350	0,105	0,165	0,22	60
J3	2350	2360	0,105	0,165	0,22	69
J3	2360	2595	0,104	0,165	0,22	78

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Газонефтеводоносность по разрезу скважины представлена в таблицах 2-3.

Таблица 2 – Водоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до		
0	125	поровый	2000-3000
560	660	поровый	—
935	1630	поровый	700-3500
1762	1765	поровый	до 100
2129	2135	поровый	до 100
2238	2340	поровый	до 100
2545	2555	поровый	до 100

Таблица 3 – Нефтеносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Свободный дебит, м ³ /сут	Относительная плотность по воздуху
от	до			
1650	1680	поровый	66	0,860
1700	1730	поровый	140	0,860
1732	1760	поровый	100	0,880
2080	2120	поровый	100-200	0,850
2197	2235	поровый	52-160	0,844
2530	2570	поровый	140-180	0,817

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.4 приложения А.

Самыми распространенными осложнениями являются осыпи и обвалы. Поэтому необходимо поддерживать оптимальную плотность раствора и низкую водоотдачу. Также возможна заклинка бурильной компоновки в проницаемых пластах.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

По техническому заданию данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,0 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 500 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 35 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м.

Результаты проектирования представлены в таблице Б.1 приложения Б. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 1.

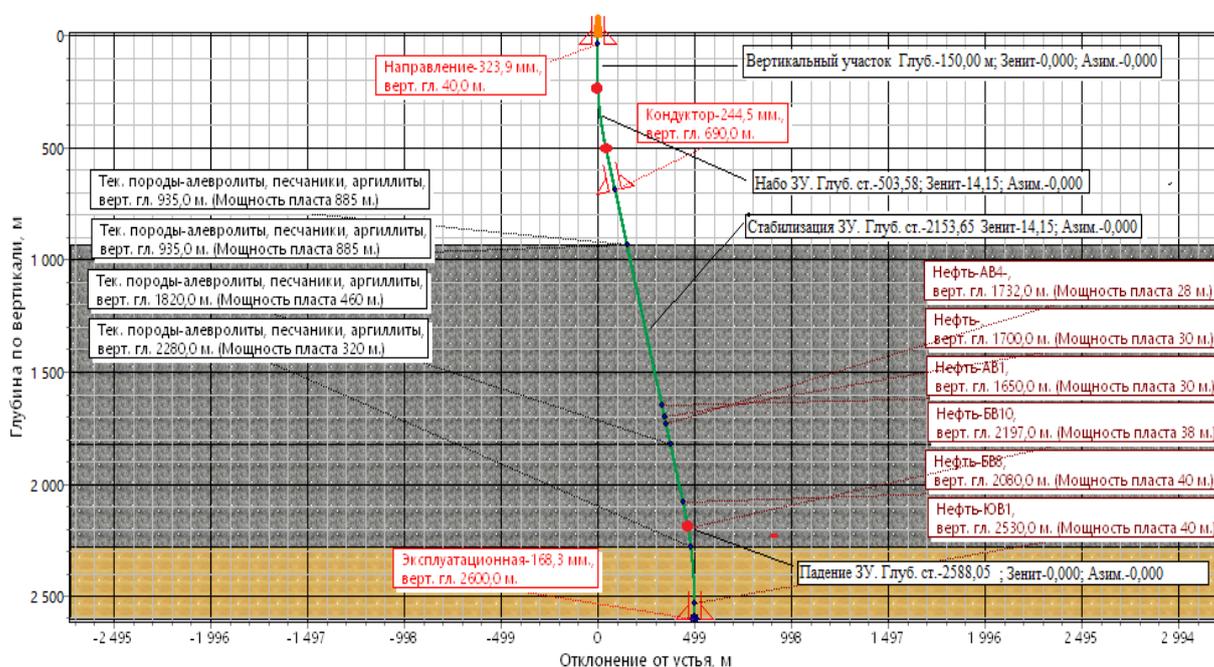


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

С учетом технического задания и, так как скважина разведочная, то выбираем закрытый тип забоя скважины.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

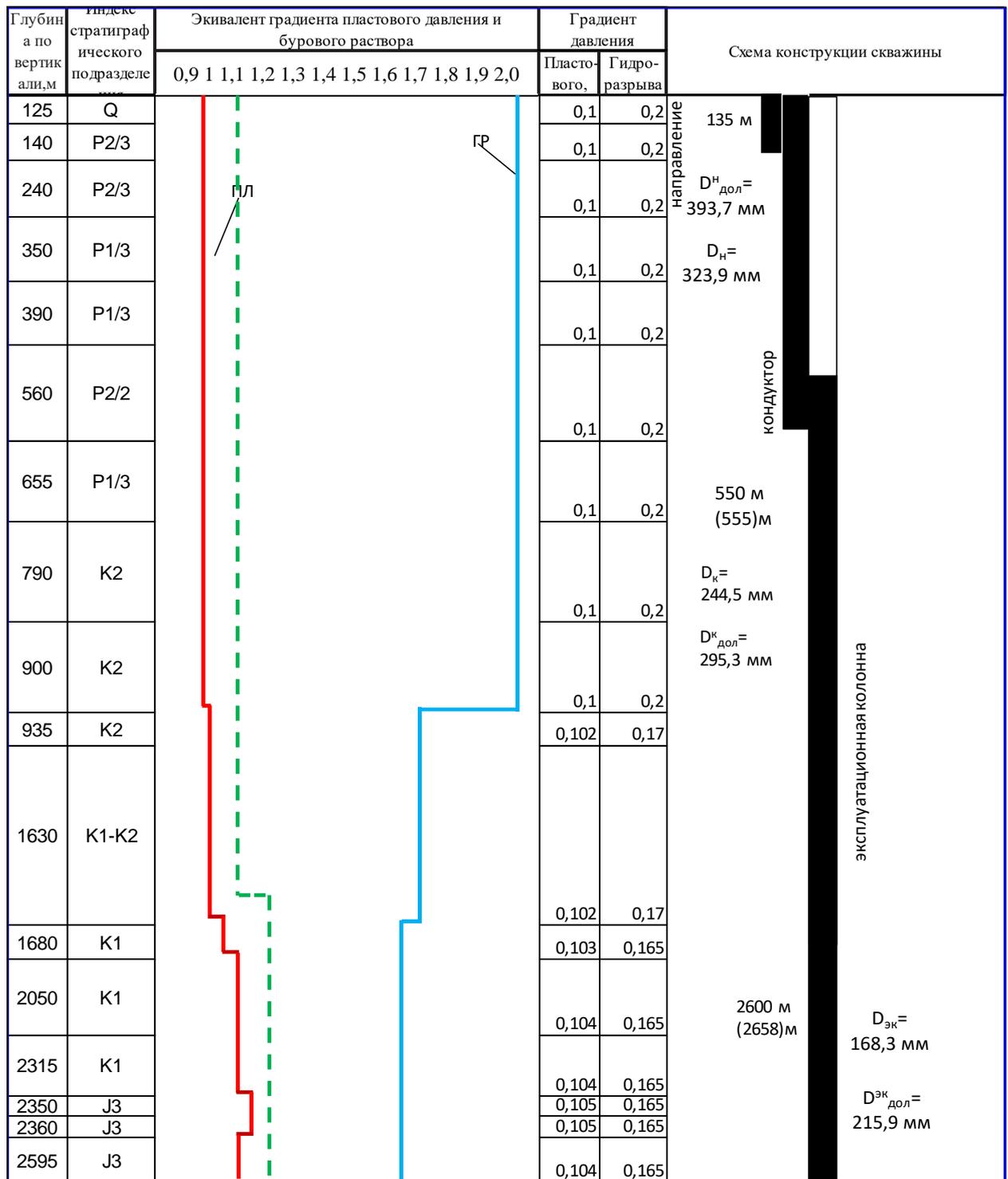


Рисунок 2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

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

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 125 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 135 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 1), было принято решение спускать кондуктор на глубину в 555 м. Исходные данные и результаты расчетов представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	АВ1		АВ4	БВ8	БВ10	ЮВ1
$L_{кр}$	1650	1700	1732	2080	2197	2530
$\Gamma_{пл}$	0,103	0,104	0,104	0,104	0,104	0,104
$\Gamma_{грп}$	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ρ_n	860	860	880	850	844	817
Расчетные значения						
Пластовое давление	169,95	176,8	180,128	216,32	228,488	263,12
$L_{конд\ min}$	290	315	290	400	430	550
Запас	1,09	1,09	1,08	1,09	1,08	1,09
Принимаемая глубина	550					

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2658 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»[2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0-135 м и 135-555 м соответственно;
- эксплуатационная колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 150 м – 405-2658 м .

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 5. Конструкция скважины представлена на рисунке Б.1 приложения Б.

Таблица 5 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	135	135	135	135	—	0-135	351	393,7
Кондуктор	550	550	555	555	—	0-740	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2600	2600	2658	2658	—	405-2658	187,7	215,9

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$, которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{on} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (1)$$

Где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2)$$

Где $P_{МУ}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

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

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (4)$$

Где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

$\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху.

Таблица 6 – Расчет давления опрессовки колонны для нефтеносных пластов

Параметр	Значение параметра					
	АВ ₁	—	АВ ₄	БВ ₈	БВ ₁₀	ЮВ ₁
Индекс пласта						
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	17,5	18,02	19,0	21,1	21,5	21,5
Глубина залегания кровли ПП, м	1680	1730	1760	2120	2235	2570
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	7,4	6,96	9,35	6,96	6,41	6,92
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	8,14	7,65	10,29	7,66	7,05	7,61
Давление опрессовки колонны, МПа	8,96	8,42	11,32	8,43	7,76	8,37

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки колонн: ОКК1-14-168x245 К1 ХЛ.

Примем схему ОП5-280/80x21 с рабочим давлением 21 Мпа, условным диаметром прохода 280 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

2.3 Проектирование процессов углубления

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, типов бурового раствора, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

2.3.1 Выбор способа бурения

Под направление выбирается роторный способ бурения, поскольку интервал мал и использовать ВЗД нерентабельно. Для бурения интервалов под кондуктор и техническую колонну используется ВЗД, который обеспечит создание необходимой частоты вращения и максимальной механической скорости. Под эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением РУС, чтобы предупредить возникновение осложнений и аварий ввиду тяжелой компоновки и сложной траектории скважины.

Таблица 7 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
От	до	
0	135	роторный
135	555	роторный
555	2658	ВЗД
2578	2628	Роторный (отбор керна)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Параметр		Значение параметра			
Интервал, м		0-135	135-555	555-2658	2578-2628
Шифр долота		393,7 НьюТек Сервисез	295,3 НьюТек Сервисез	215,9 FD 377MH- A170	215,9 FD 366SM- A132
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	Буровая головка
Диаметр долота, мм		3937	2953	2159	190,5
Тип горных пород		М	МС	МС+С	МС+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 117	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	–	–
Длина, м		0,4	0,3	0,3	0,3
Масса, кг		157	110	48	41
G, тс	Рекомендуемая	14–28	2–10	2-5	2-5
	Максимальная	40	10	5	5
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–400	40-600	40-600
	Максимальная	600	400	40	40

Где: G – осевая нагрузка, тс; n – частота вращения, об/мин.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Параметр	Значение параметра			
Интервал, м	0-135	135-555	555-2658	2578-2628
Исходные данные				
Порода	М	М	С	С
D_d , см	39,37	39,53	21,59	21,59
$G_{пред}$, тс	40	10	10	5
Результаты проектирования				
$G_{доп}$, тс	32	8	8	2
$G_{проект}$, тс	8	6	10	5

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот производится расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет ведется по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_\delta}, \quad (5)$$

Где V_l – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_δ – диаметр долота, м.

После получения расчетных значений частот вращения долота производится сопоставление с фактическими значениями частоты вращения, применяемыми на производстве. Результаты представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета частоты вращения долота

Параметр		Значение параметра			
Интервал, м		0-135	135-555	555-2658	2578-2628
Исходные данные					
V_l , м/с		3,4	2	1,8	1,8
Порода		М	М	С	С
D_δ	м	3,937	2,953	2,159	2,159
	мм	393,7	295,3	215,9	215,9
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		16	13	16	10
$n_{\text{стат}}$, об/мин		–	–	–	–
$n_{\text{проект}}$, об/мин		60	140	180	40

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины осуществляется по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_\delta}, \quad (6)$$

Где, K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя;

$S_{заб}$ – площадь забоя, м², определяется по формуле:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot D_0^2 \quad (7)$$

Расход раствора Q_2 при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность определяется по формуле:

$$Q_2 = (V_{кр} \cdot S_{max} + (V_M / 3600) \cdot S_{заб} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p}) \cdot 1000, \quad (8)$$

Где $V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

V_M – механическая скорость бурения, м/ч;

ρ_n – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³;

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м², рассчитывается по формуле:

$$S_{max} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{от}^2), \quad (9)$$

Где $d_{от}$ – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м.

D_c – диаметр скважины, м, определяется по формуле:

$$D_c = D_0 \cdot \sqrt{K_K}, \quad (10)$$

Где K_K – коэффициент каверзости.

Расчет минимального расхода бурового раствора Q_3 из условия предотвращения прихватов ведется по формуле:

$$Q_3 = S_{max} \cdot V_{КП min} \cdot 1000, \quad (11)$$

Где $V_{КП min}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с.

Значение S_{max} берется из расчетов Q_2 .

Минимальный расход раствора Q_4 , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, ведется по формуле:

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{n \max} \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (12)$$

Где n – число насадок (промывочных отверстий);

$d_{n \max}$ – максимальный внутренний диаметр насадки м.

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Параметр		Значение параметра		
Интервал, м		0-135	135-555	555-2658
Исходные данные				
V _л , м/с		3,4	2	1,8
Порода		М	М	С
D _д	м	3,937	2,953	2,159
	мм	3937	2953	2159
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин		16	13	16
n _{стат} , об/мин		–	–	–
n _{проект} , об/мин		60	140	180

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя $D_{зд}$ в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{зд} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{д}. \quad (13)$$

Выбираемый забойный двигатель должен развивать мощность, которая будет тратиться на работу долота под действием осевой нагрузки и на преодоление трения в опорах. Требуемый крутящий момент M_p определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{уд} \cdot G_{ос}, \quad (14)$$

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

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

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

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_o \quad (15)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 \cdot D_o, \quad (16)$$

Где Q – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

В таблице 12 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 12 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Параметр		Значение параметра		
Интервал, м		0-135	135-555	555-2658
Исходные данные				
D _д	М	0,3919	0,2953	0,2159
	Мм	393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		78	59	98
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	-	173
M _р , Н*м		-	-	2797
M _о , Н*м		-	-	108
M _{уд} , Н*м/кН		-	-	27

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель D675, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики запроектированных ВЗД и РУС

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
D675	555-2658	172	6,25	830	12-41	55-185	8,1	70-85

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах Б.2 приложения Б.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение Q_{TK} с применением коэффициента обхвата $C=0,9$.

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (17)$$

Где $Q_{КНБК}$ и $Q_{Б.Т.}$ – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

В таблице Б.3 приложения Б представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Результаты расчета бурильных колонн на прочность приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета бурильных колонн на прочность

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
Направление													
0-135 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,157	0,157	–	–	–
	Калибратор	393,7	80,0	–	–	–	1,3	–	0,473	0,630	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	12	0,1930	2,316	2,946	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-	121,3	0,0312	3,787	6,733	>10	>10	>10
Кондуктор													
135-555 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,3	–	0,110	0,110	–	–	–
	Калибратор	295,3	80,0	–	–	–	1,3	–	0,315	0,425	–	–	–
	ЗТС	172,0	120,0	–	–	–	9,6	–	0,700	1,125	–	–	–
	УБТ	172,0	83,0	–	–	–	9,45	1,6000	15,12	16,24	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	12	0,1930	2,316	18,56	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-	522,35	0,0312	16,31	34,87	1,16	6,85	4,82
Эксплуатационная													
555-2658 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,048	0,048	–	–	–
	Калибратор	215,9	78,0	–	–	–	0,44	–	0,049	0,097	–	–	–
	Обратный	162,0	72,0	–	–	–	0,51	–	0,066	0,163	–	–	–
	Двигатель	172,0	–	–	–	–	6,25	–	0,830	0,993	–	–	–
	ЗТС	172,0	120,0	–	–	–	9,6	–	0,700	1,693	–	–	–
	УБТ	172,0	83,0	–	–	–	9,45	1,6000	15,12	16,81	–	–	–
	Яс гидрав.	172,0	71,4	–	–	–	4,3	–	–	16,81	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	18,69	–	–	–
БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-	2615	0,0312	81,64	100,33	1,07	2,38	1,71	

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Направление. При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыва пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

В условиях Западной Сибири технология бурения направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 100–120 с.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях

неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурываемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. В качестве утяжелителя применяют барит.

Кондуктор. Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбурываемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности - утяжелителем - барит.

Эксплуатационная колонна. При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, так же вскрытие продуктивных пластов. Данные проблемы решаются с использованием Биополимерного/KCL бурового раствора.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в таблице

Плотность бурового раствора считается по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \text{ кг} / \text{м}^3, \quad (18)$$

Где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым[2].

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па;

L – глубина скважины по вертикали, м.

В таблице 15 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 15 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Интервал по вертикали, м	Пластовое давление, МПа	Глубина по вертикали, м	g, м/с ²	Плотность, г/см ³
0-135	0,5	135	9,81	1,16
135-555	7,4	555		1,16
555-2658	15,0	2658		1,09

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблицах 12 – 19

Таблица 16 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала 0-135 м.

Состав раствора	Содержание, кг/м ³	Торговая марка реагента
Глинопорошок	60	M-I GEL† SUPREME
Каустическая сода	1,1	SODA ASH
Барит	164,9	M-I WATE

Таблица 17 – Технологические показатели бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,2
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

Таблица 18 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 135-555 м.

Состав раствора	Содержание, кг/м ³	Торговая марка реагента
Глинопорошок	40	M-I GEL† SUPREME
Каустическая сода	0,5	SODA ASH
ПАВ ВВ	0,5	POLYPAC- R
ПАВ НВ	5	POLYPAC† SUPREME UL
Ингибитор набухания глин	–	K-52†
Смазывающая добавка	5	ULTRAFREE-L

Таблица 19 – Технологические показатели полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,15
Условная вязкость, с	35
Пластическая вязкость, сПз	18
ДНС, дПа	60
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица 20 – Компонентный состав KLC/Биополимерного раствора для бурения интервала 555-2658 м.

Состав раствора	Содержание, кг/м ³	Торговая марка реагента
Глинопорошок	40	M-I GEL† SUPREME
Каустическая сода	0,5	SODA ASH
ПАВ ВВ	0,5	POLYPAC- R
ПАВ НВ	5	POLYPAC† SUPREME UL
Ингибитор набухания глин	–	K-52†
Смазывающая добавка	5	ULTRAFREE-L

Таблица 21 – Технологические показатели KLC/Биополимерного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,09
Условная вязкость, с	40
Пластическая вязкость, сПз	2
ДНС, дПа	8
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20/40
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

В таблице Б.4 приложения Б представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора.

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 22 – 24 соответственно.

Таблица 22 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	135	Бурение	0,516	0,062	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	1	28,6	116,9	714,6
Под кондуктор									
135	555	Бурение	0,755	0,08	КОМБИНИРОВАННАЯ	3/1	10/20,6	96,8	350,2
Под эксплуатационную колонну									
555	265 8	Бурение	0,968	0,088	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	83,9	149,4
Отбор керна									
2578	262 8	Отбор керна	0,703	0,052	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	5	96,9	104,2

Таблица 23 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	135	Бурение	УНБ-950	2	90	180	174,6	85	120	37,5	75
135	555	Бурение	УНБ-950	2	90	180	174,6	85	88	37,5	55
555	2658	Бурение	УНБ-950	1	90	160	220,5	89	125	16	32
2578	2568	Отбор керна	УНБ-950	1	90	140	264,1	0,85	125	32	32

Таблица 24 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)		насадках долота	забойном двигателе				
0	135	Бурение	119,0	95,2	0,0	13,5	0,3	10,0
135	555	Бурение	152,9	63,6	0,0	75,2	4,1	10,0
555	2658	Бурение	208,0	46,6	65,0	59,8	26,6	10,0
2578	2628	Отбор керна	248,9	49,8	69,6	73,4	54,7	10,0

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся результаты расчетов технологической оснастки обсадных колонн.

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

В качестве продавочной жидкости применяется техническая вода ($\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$).

Согласно РД 39-00147001-767-2000[3], при данных геологических условиях и возможных осложнениях необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению вода ($\rho_{буф.} = 1030 \text{ кг/м}^3$).

Облегченный тампонажный раствор: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – $\rho_{тр обл} = 1400 \text{ кг/м}^3$.

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – $\rho_{н тр} = 1820 \text{ кг/м}^3$.

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 135 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 555 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины

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.

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

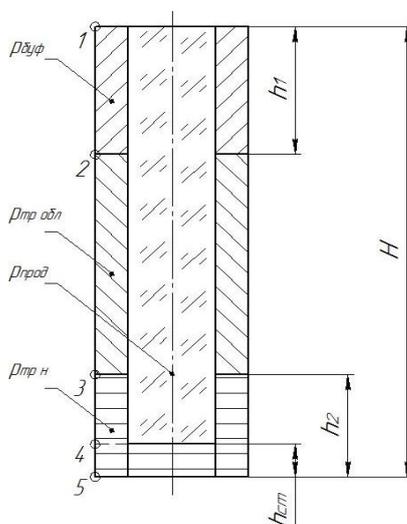


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в эксплуатационной колонне в конце эксплуатации газовой скважины.

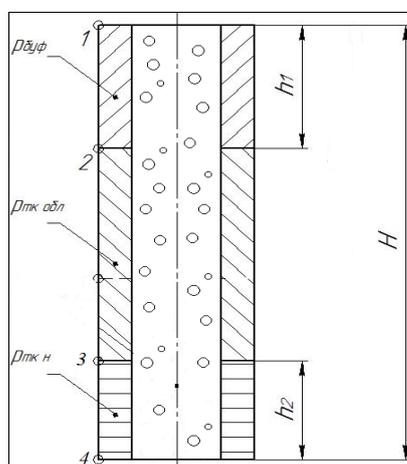


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в эксплуатационной колонне в конце эксплуатации газовой скважины

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 5.

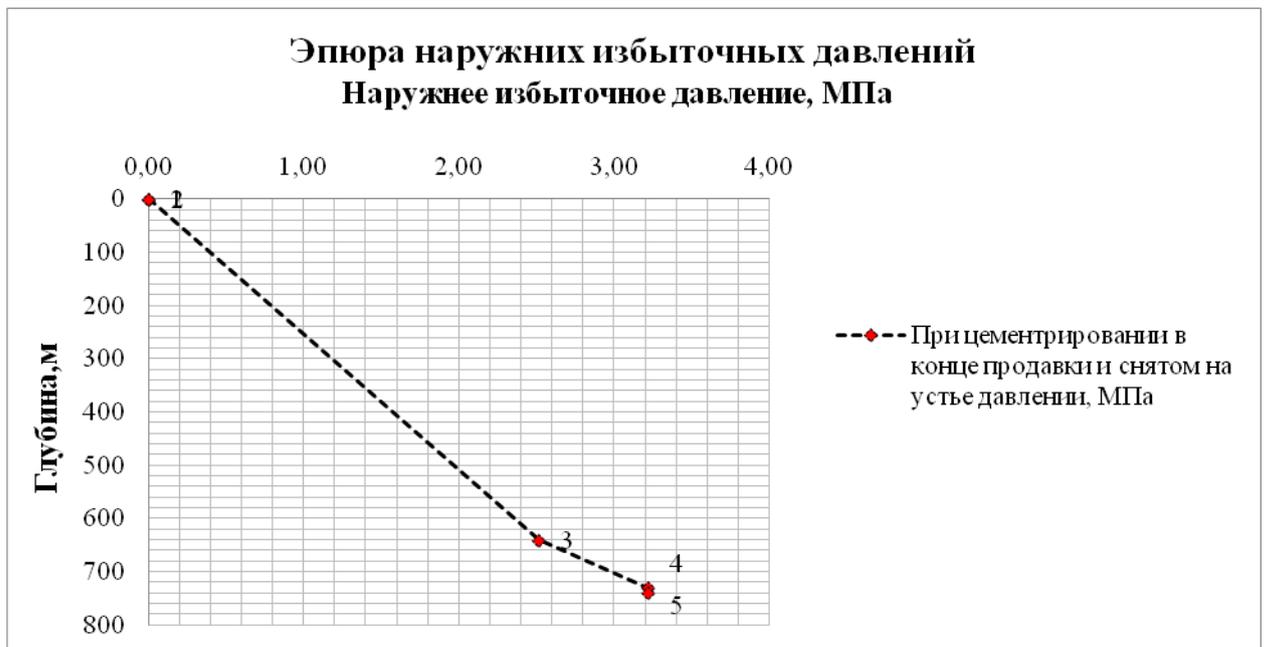


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при центрировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 6.

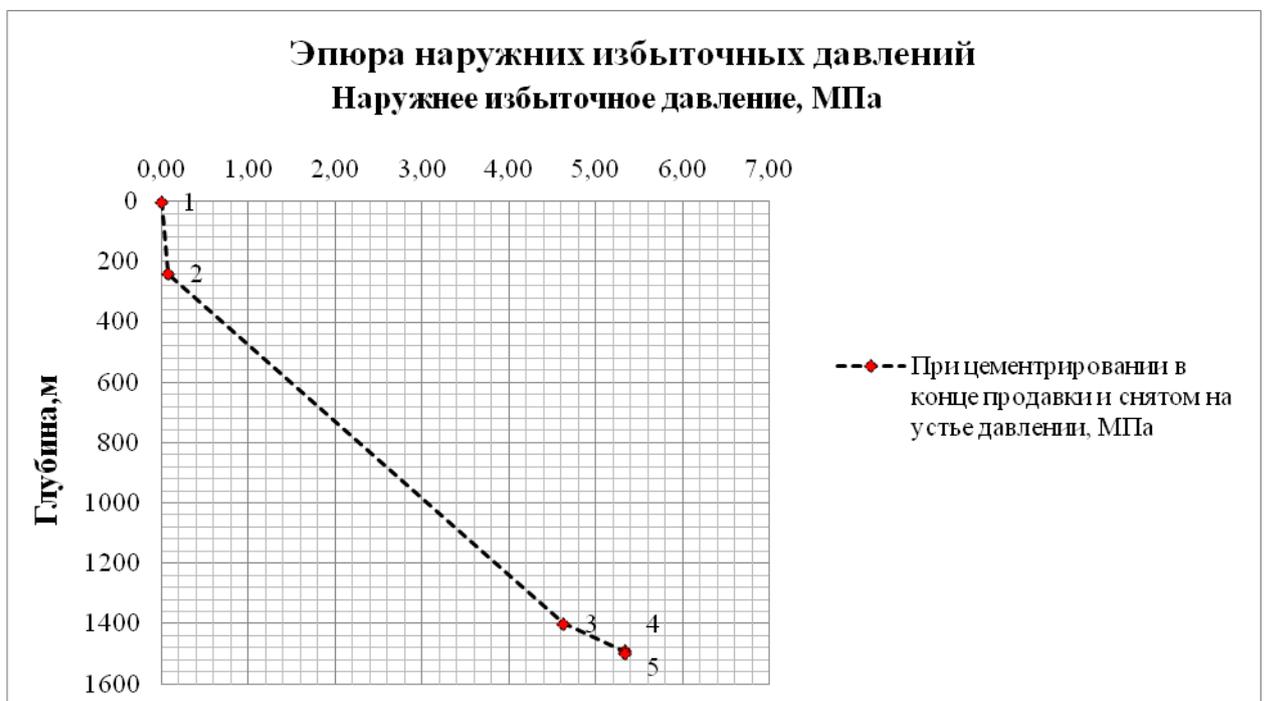


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений для технической колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении и в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 7. Для не цементируемой части комбинированной эксплуатационной колонны производится расчет наружных избыточных давлений при испытании на герметичность методом снижения уровня, которому подвергается вся колонна, результат которого также представлен на рисунке 7.

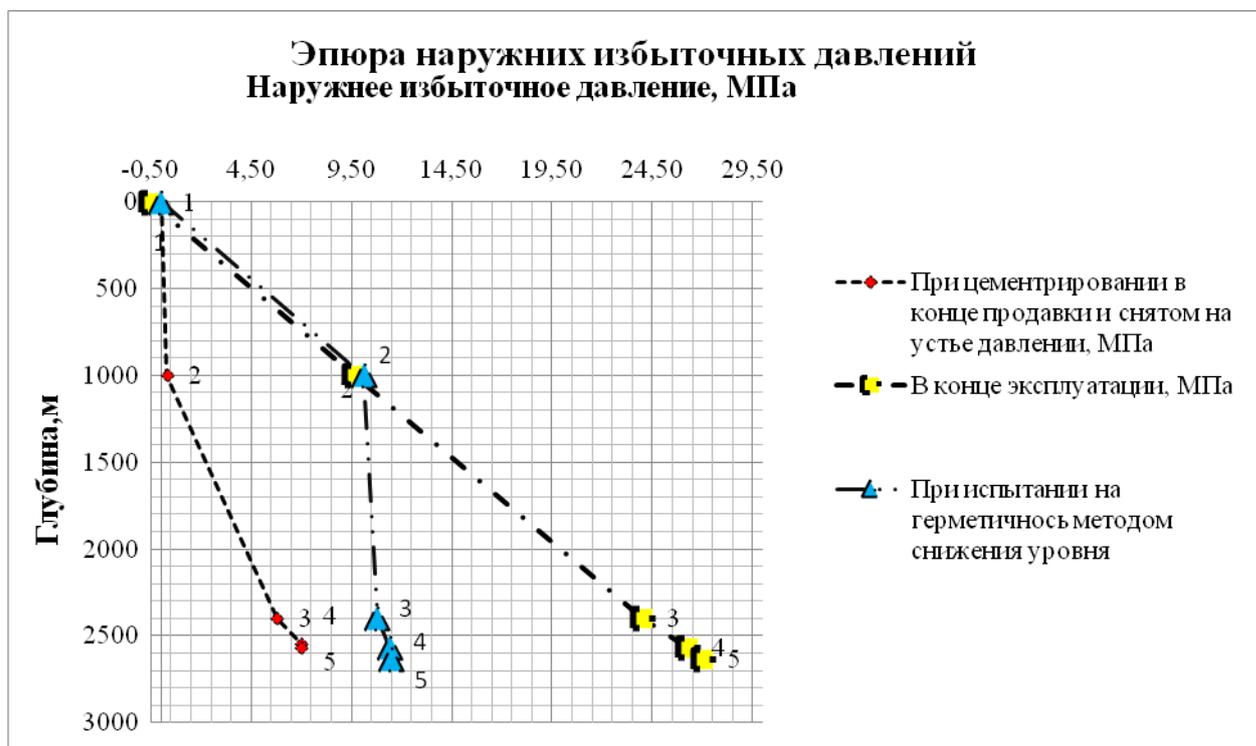


Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке

достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

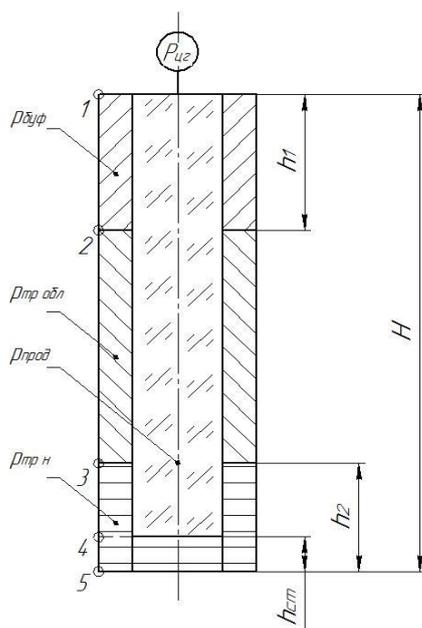


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

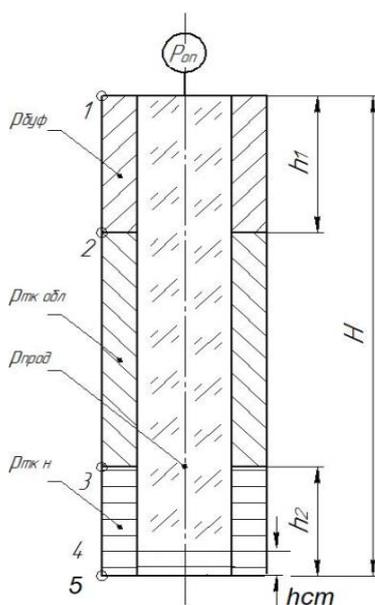


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 10.

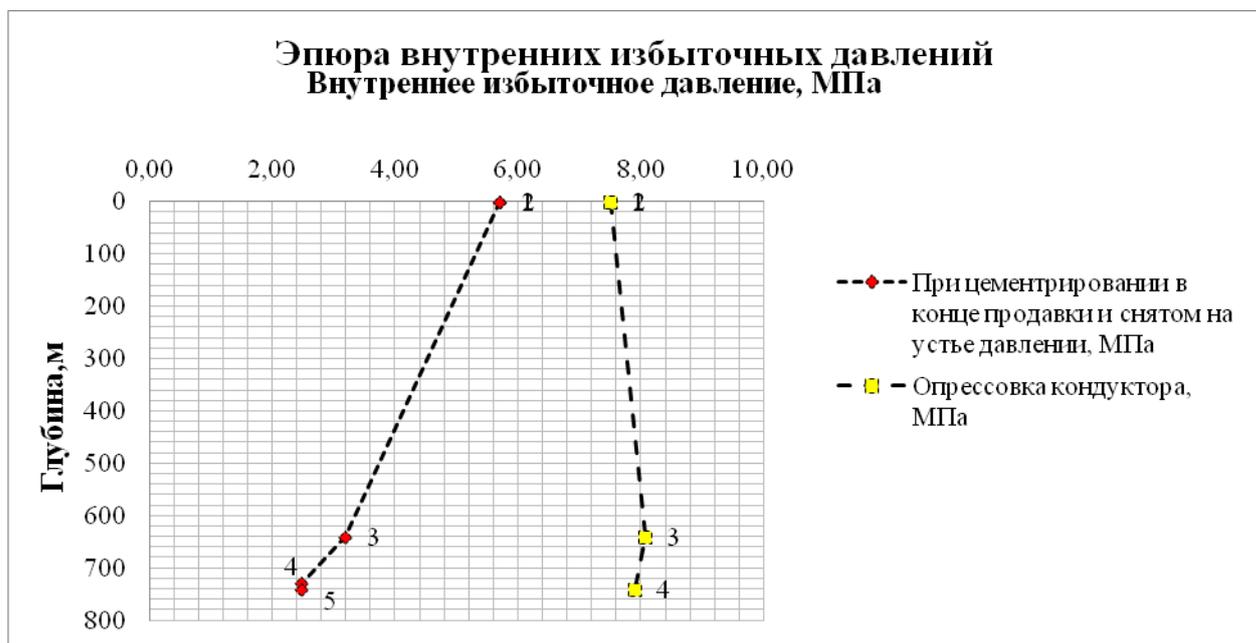


Рисунок 10 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 11.

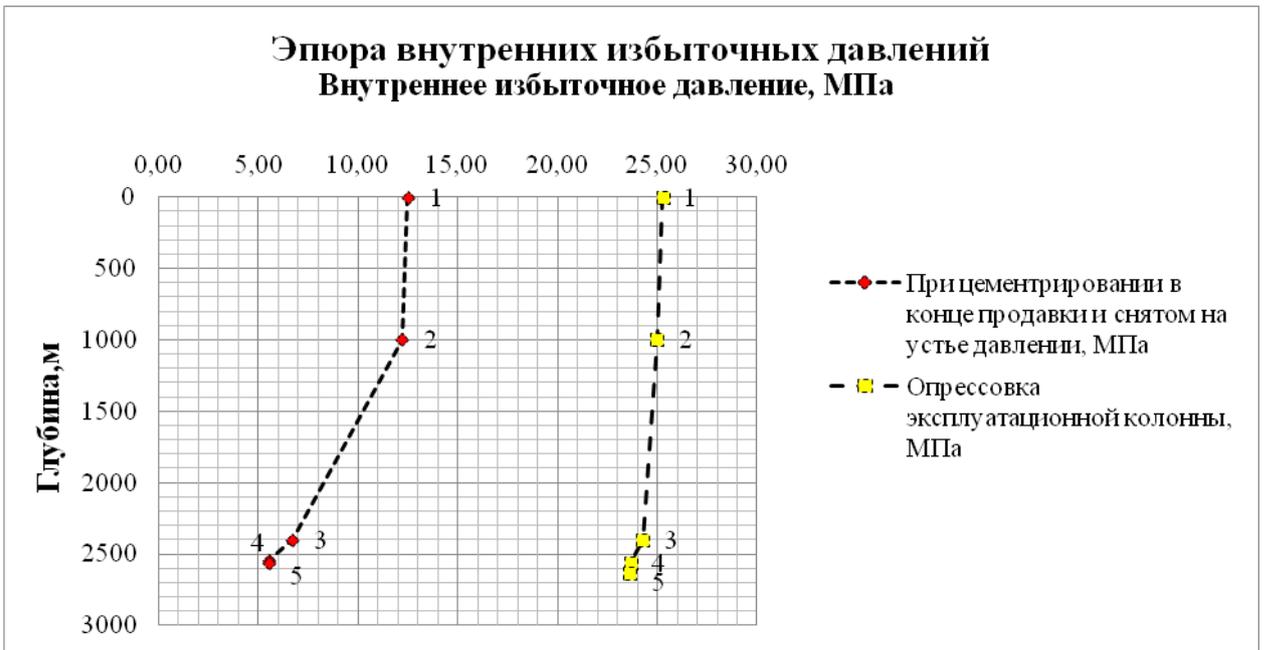


Рисунок 11 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Для не цементируемой части производится расчет внутренних избыточных давлений при проверке колонны на ГРП, результат которого представлен на рисунке 12.



Рисунок 12 – Эпюра внутреннего избыточного давления для не цементируемой части эксплуатационной колонны

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	135	68,52	9250	9250	0-135
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	555	48,13	26712	26712	0-555
Эксплуатационная колонна								
2	ОТТМ	Д	8,0	2658	32,3	52908	100338	0-2658

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 26.

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, Дусл	Наименование, Шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		3	4		
1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 168	БКМ-168 (РосНефтеГазИнструмент)	2658	2658	1	1
	ЦКОДМ-168 (нефтемаш)	2648	2648	1	1
	ЦПЦ 168/220 (УДОЛ)	0	555	12	85
		555	2658	73	
	ЦТ 168/220 (УДОЛ)	555	2658	66	66
	ПРП-Ц-В-168 (УДОЛ)	2648	2648	1	1
ПРП-Ц-Н-168 (УДОЛ)	2648	2648	1	1	

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6
Кондуктор 244,5	БКМ-244 (РосНефтеГазИнструмент)	555	555	1	1
	ЦКОДМ-245 (нефтемаш)	545	545	1	1
	ЦПЦ 245/295 (УДОЛ)	0	135	4	18
		135	555	14	
	ПРП-Ц-В-245 (УДОЛ)	545	545	1	1
Направление 324	БКМ-324 (РосНефтеГазИнструмент)	135	135	1	1
	ЦКОД-324 (нефтемаш)	135	135	1	1
	ЦПЦ 324/394 (УДОЛ)	0	135	4	4
	ПРП-Ц-В-324 (УДОЛ)	135	135	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

2.4.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

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

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

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

$P_{\text{Гр}} = 20,08$ МПа – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{\text{Гд кп}}$ определяются по формуле:

$$P_{\text{Гд кп}} = 3,45 \text{ МПа}$$

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

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

$$\rho_{буф} = 1100 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{н\text{тр}} = 1820 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{обл} = 1400 \text{ кг/м}^3$$

$$h_1 = 400 \text{ м}; h_2 = 595 \text{ м}$$

$$P_{гс\text{кп}} = 9,81 \cdot (1100 \cdot 400 + 1400 \cdot (2600 - 400 - 595) + 1820 \cdot 595) = 36,98 \text{ МПа}$$

Проверка условий:

$$3,45 + 36,98 \leq 0,95 \cdot 43,00$$

$$40,43 \leq 40,85$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется одноступенчатое цементирование

2.4.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж} = S_{кп.ос} \cdot V_{в.п} \cdot t$$

где $S_{кп.ос} = 0,0236 \text{ м}^2$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

$$V_{кп} = 0,5 \text{ м/с} – \text{ скорость восходящего потока (0,5–0,8 м/с);}$$

$t = 480 \text{ с}$ – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным $480 \div 600 \text{ с}$ при турбулентном течении).

$$V_{б.ж.} = 0,0236 \cdot 0,5 \cdot 600 = 22,22 \text{ м}^3$$

Объем тампонажного раствора $V_{тр}$ (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор –

эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{\text{тр}} = \pi \cdot [(D_{\text{ЭК Д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{ЭК Н}}^2) \cdot (L - L_{\text{К}}) + (D_{\text{К ВН}}^2 - D_{\text{ЭК Н}}^2) \cdot (L_{\text{К}} - L_1) + d_{\text{ЭК ВН 1}}^2 \cdot l_{\text{СТ}}] / 4$$

$$V_{\text{т.р.}} = 52,28$$

В данном разделе необходимо рассчитать как общий объем тампонажного раствора, так и объемы раствора нормальной плотности и облегченного.

$$V_{\text{тр н}} = 14,60 (\text{м}^3)$$

$$V_{\text{тр обл}} = 37,67 (\text{м}^3)$$

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{\text{прод}}$ (м^3) выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(d_{\text{ЭК ВН}}^2 \cdot L - d_{\text{ЭК ВН 1}}^2 \cdot h_{\text{СТ}}] / 4$$

$$V_{\text{прод}} = 1,05 \cdot 3,14 \cdot (0,1453^2 \cdot 2658 - 0,1439^2 \cdot 20) / 4 = 45,03 (\text{м}^3)$$

2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m)$$

Для цемента нормальной плотности

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) = (1,03 \cdot 1850 \cdot 14,60 \cdot 10^{-3}) / (1 + 0,5) = 12,04 \text{ т}$$

Для облегченного

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) = (1,03 \cdot 1400 \cdot 37,67 \cdot 10^{-3}) / (1 + 1) = 31,04 \text{ т}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м^3) определяется по формуле: $V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m$

Для цемента нормальной плотности

$$V_{\text{в}} = 1,1 \cdot 12,04 \cdot 0,5 = 6,50 \text{ м}^3$$

Для облегченного

$$V_b = 1,1 \cdot 31,04 \cdot 0,75 = 31,73 \text{ м}^3$$

Таблица 27 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	7	1,4	1100	1,4	МБП-СМ	1540
		5,6	1100	2,8	МБП-МВ	6160
Продавочная жидкость	45,03		1000	45,03	-	-
Облегченный тампонажный раствор	37,67		1400	28,25	ПЦТ–III–Об(4-6)-100	52738
					НТФ	15,44
Нормальной плотности тампонажный раствор	14,61		1850	10,96	ПЦТ - II - 100	27029
					НТФ	5,99

2.4.3.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества

цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8,$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 20,49$$

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115мм.

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

$$m = G_{сух} / G_б$$

– Для цемента нормальной плотности

$$m = 12,04 / 15 = 0,93 \text{ (требуется 1 цементосмесительная машина)}$$

– Для облегченного

$m = 31,04 / 15 = 3,92$ (требуется 4 цементосмесительных машины)

Таким образом для проведения операций по цементированию скважины понадобится три цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора и одна для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 13.

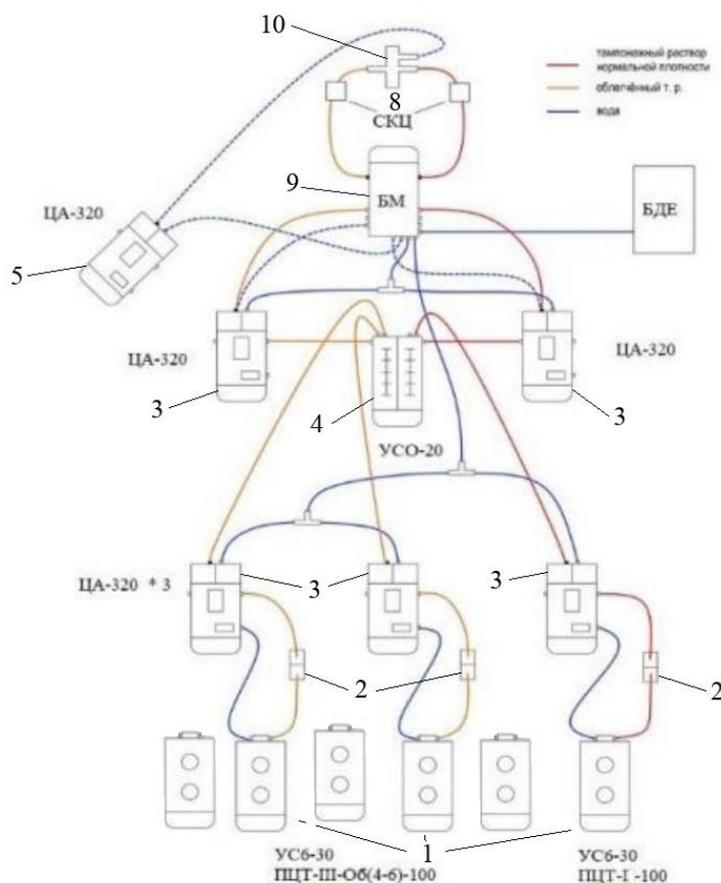


Рисунок 13 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – цементерочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;
- 5 – цементерочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;
- 10 – устье скважины

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.7.1.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1343 \text{ кг/м}^3, \quad (2.7.1)$$

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 2.7.2.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(62,15) = 124,3 \text{ м}^3 \quad (2.7.2)$$

$V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м³,

$V_{внэк}$ – внутренний объем ЭК, м³,

2.4.4.2 Вызов притока и перфорация

Вызов притока будет осуществляться пенными системами. Освоение скважин пеной с полным удалением проникшего в пласт промывочного раствора состоит в том, что до вызова притока в скважину закачивается многокомпонентная пена до достижения давления на забое выше гидростатического. Рекомендуется следующий состав многокомпонентной пены (массовая доля, %):

Таблица 28 – компонентный состав пены

ПАВ	от 1,0 до 2,0
Гидроокись натрия	от 3,0 до 5,0
Гидрофобизатор	от 1,0 до 3,0
Метанол	от 20 до 40
Вода	остальное

Способ перфорации гидropескоструйная перфорация

Таблица 29 – характеристики перфорационного оборудования

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
40	Кабель	гидropескоструйная	ПР-007	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

2.4.4.3 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если

коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х21.

2.4.4.4 Испытание пласта

Испытание пласта проводится для каждого продуктивного пласта для данной скважины, шифр пластоиспытателя: КИИ-168

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 300 ЭУК-1М.

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

Выбор буровой установки			
БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	92,09	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 91,35
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	100,87	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	180 > 100,87
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	119,7	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	200/119,7 = 1,67 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		

3 Актуальность буровых судов в современных реалиях

3.1 Освоение морских нефтяных и газовых месторождений

Разведка и разработка морских нефтяных и газовых месторождений отличается от аналогичных работ на суше. Большая сложность и специфические особенности проведения этих работ в море обуславливаются окружающей средой, инженерно-геологическими изысканиями, высокой стоимостью и уникальностью технических средств, проблемами, вызванными необходимостью производства работ под водой, технологией и организацией строительства и эксплуатации объектов в море и т. п.

С увеличением глубин моря резко возрастает стоимость разработки месторождений. На глубине 30 м стоимость разработки в 3 раза выше, чем на суше, на глубине 60 м - в 6 раз и на глубине 300 м - в 12 раз. В нашей стране освоение морских богатств было начато засыпкой Бибиэбатской бухты и последующим бурением с засыпанной территории. С 40-х гг. началось освоение моря с использованием металлических свай и оснований при глубине моря от 4 до 10 м. Вместо устаревшего и малоэффективного бурения со сварных оснований введены в работу стационарные платформы для бурения при глубине воды более 100 м. Широко используются плавучие буровые установки и специальные буровые суда различного водоизмещения. Несмотря на все это следует признать, что наша страна в освоении шельфа, бурении на акваториях окружающих океанов и морей серьезно отстает от ряда зарубежных стран.

Особенно большой скачок в освоении морских нефтяных и газовых месторождений произошел в области решения ряда технологических и технических задач в Северном море. Ускоренными темпами развиваются техника и технология глубоководного бурения и добычи нефти и газа. Если в 1965 г. рекордная глубина вод, на которой велось бурение, составляла 193 м, то в 1979 г.-1487 м, а последующие 10 лет-2086 м и более. Рекордная глубина установки платформы составляет 313 м. В 1970-1980 гг. в Северном море установлены железобетонные платформы гравитационного типа, удерживаемые на дне моря за счет большой собственной массы.

Комплекс технических средств для освоения морских нефтяных и газовых месторождений состоит из большого числа типов и видов уникальных и дорогостоящих гидротехнических сооружений, геологоразведочного, бурового и нефтепромыслового оборудования, систем связи, навигации и охраны окружающей среды.

3.2 Буровые суда и их виды

Буровое судно – плавучее сооружение для осуществления морского бурения скважин, оборудованное специальной прорезью в днище корпуса, над которой установлена буровая вышка, а также системой для удержания судна над устьем скважины. Таким образом, буровое судно представляет собой торговое судно, сконструированное с целью использования для проведения геологоразведки в научных целях и бурения новых нефтяных и газовых скважин на шельфе. Современные суда для бурения глубоководных и сверхглубоководных скважин оснащены новейшими и наиболее передовыми системами динамического позиционирования, автоматически контролирующими положение судна исключительно посредством активного использования судовых двигателей.

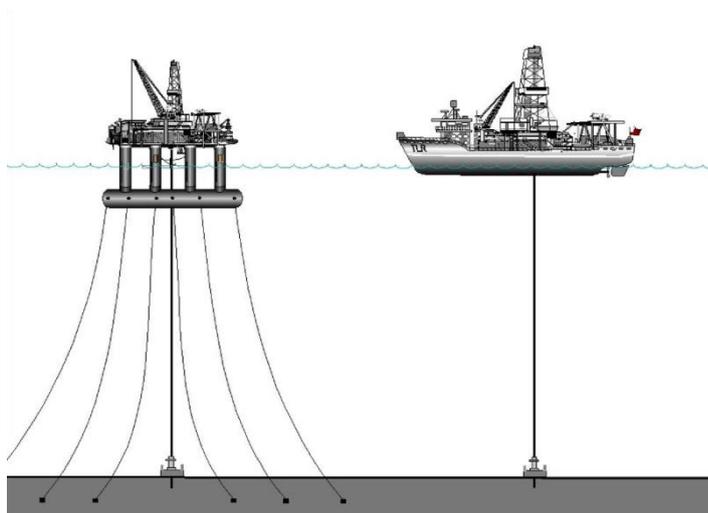


Рис. 14 – Полупогружная платформа(слева) и глубоководное буровое судно

Удаление районов буровых работ от береговых баз, сложность и малая скорость буксировки, а также небольшая автономность снижают эффективность использования полупогружных буровых установок. Поэтому для поискового и разведочного бурения в отдаленных районах применяют буровые суда.(рис.15).



Рис. 15 – Заякоренное буровое судно.

Глубоководное бурение очень дорого. Так, по некоторым данным, только работа буровой платформы может стоить до \$ 1 млн в день. Новые ультра-глубоководные буровые суда обходятся также дорого, их стоимость около \$ 630 млн, тем не менее, энергетические компании и буровые подрядчики идут на затраты, в надежде в скором будущем их окупить.

Основным режимом эксплуатации буровых судов является бурение скважины (85—90% от всего времени эксплуатации судна). Поэтому форма корпуса и соотношение главных размеров определяются требованиями устойчивости и обеспечения стоянки с возможно малыми перемещениями. Вместе с тем форма корпуса должна соответствовать скорости передвижения судна 10—14 узлов и более. Характерная особенность для буровых судов — малое отношение ширины к осадке, равное 3—4.

Причем наблюдается тенденция уменьшения этого отношения, что можно объяснить расширением районов работы и требованиями повышения мореходности. Выбор главных размеров судна зависит от требуемой грузоподъемности, которая определяется расчетной глубиной бурения скважин и автономностью судна.

С середины 50-х до конца 70-х годов для бурения использовались только суда с якорной и закорной системами стабилизации, их удельный вес в парке плавучих буровых установок составлял 20—24 %. Область применения для бурения судов с якорной системой стабилизации ограничена глубинами моря до 300 м.

Новые перспективы в освоении морских месторождений открылись в 1970 г. благодаря созданию системы динамического позиционирования, использование которой позволило установить ряд рекордов по глубине разведываемых акваторий. С этого времени произошел относительно быстрый рост мирового парка судов для бурения на больших глубинах моря.

Примерами зарубежных судов с динамической системой стабилизации являются "Пеликан" (до глубины моря 350 м), "Седко-445" (до 1070 м), "Дисковерер Севен Сиз" (до 2440 м), "Пелерин" (до 1000 м первое и до 3000 м второе поколения), "ГломарЧеленджер" (до 6000 м, фактически покорена глубина моря 7044 м), "Седко-471" (до 8235 м).

В практике бурения разведочных скважин на море широко применяют однокорпусные и многокорпусные (катамараны), самоходные и несамоходные суда.

Самоходные буровые суда бывают однокорпусными и двухкорпусными (катамараны). В отечественных производственных организациях используются преимущественно однокорпусные. Обусловлено это меньшими капитальными затратами на их изготовление, так как они создавались на базе готовых проектов корпусов рыболовецких судов.

Опыт бурения с этих судов выявил ряд их конструктивных недостатков, основными из которых являются ненадежная система стабилизации на скважине, малые размеры буровой площадки и ограниченное число посадочных мест из-за использования серийных корпусов рыболовецких судов, невозможность передачи на забой необходимой осевой нагрузки при бурении станками шпиндельного типа без компенсаторов вертикальных перемещений бурового снаряда, невозможность проведения комплекса скважинных геотехни-

ческих исследований и отбора монолитов вдавливанием из-за использования бурильной колонны геолого-разведочного сортамента диаметром 0,050 — 0,064 м. Единственный вид скважинных исследований, которые можно производить с этих судов, — это прессиометрия.

Более перспективным типом судов для бурения разведочных скважин являются катамараны. По сравнению с однокорпусными судами такого же водоизмещения они имеют ряд преимуществ: более высокую остойчивость (амплитуда бортовой качки катамарана в 2—3 раза меньше, чем у однокорпусных судов), что позволяет работать в лучших условиях при сильном волнении моря (коэффициент рабочего времени двухкорпусных судов больше, чем однокорпусных); более удобную для работы по форме и значительно больше полезную площадь палубы (поскольку используется межкорпусное пространство), что дает возможность разместить на палубе необходимое количество тяжелого бурового оборудования; малую осадку и высокую маневренность (каждый корпус снабжен ходовым винтом), что способствует использованию их в условиях мелководного шельфа. Стоимость постройки однокорпусного судна со сравнимой площадью рабочей палубы выше стоимости судна-катамарана.

Примеры однокорпусных судов:

Буровое судно Валентин Шашин - первое в мире буровое судно ном ледового класса, которое может бурить поисковые скважины на континентальном шельфе арктических морей.



Рис.16 – Буровое судно «Валентин Шашин»

Примеры судна «катамарана»:

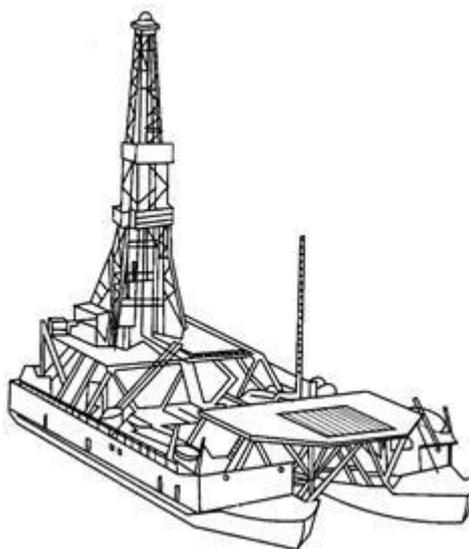


Рис. 17 – Буровое судно "Катамаран"

Американская фирма "Ридинг энд Бэтес" построила буровое судно "Катамаран", состоящее из двух барж, скрепленных девятью балочными фермами. Длина судна 79,25 м, ширина 38,1 м. С него можно бурить скважины глубиной до 6000 м при любой глубине моря.

Несамостоятельные плавучие буровые установки создают, используя в качестве основания, не предназначенные для бурения несамостоятельные суда

(баржи, плашкоуты, шаланды), деревянные плоты или специально изготовленные для бурения металлические понтоны, катамараны и тримараны.

Из несамоходных судов чаще всего используют баржи. Из всего многообразия типов барж не все пригодны для производства буровых работ на море. Наиболее удобна сухогрузная баржа с открывающимися в днище люками, благодаря чему буровой станок можно установить в центре баржи. Перед производством работ баржу загружают балластом для придания ей большей устойчивости.

Иногда для бурения применяют две однотипные баржи, спаренные поперечными брусками. Образуется катамаран с зазором между баржами, в котором размещается устье скважины. Спаривание барж позволяет применять тяжелые буровые установки и вести бурение в неблагоприятных гидродинамических условиях моря.

Буровые плоты наиболее доступны в изготовлении. Тяжелые плоты глубоко погружены в воду. Это повышает их устойчивость, но увеличивает осадку и не исключает захлестывание оборудования даже небольшой волной. Со временем плоты теряют свою плавучесть, и срок службы их сравнительно небольшой.

Буровые металлические понтоны по водоизмещению делят на легкие площадью 30—40 м² и тяжелые площадью 60—70 м². Устойчивость понтонов невысокая, и используют их преимущественно на закрытых акваториях при волнении моря до 2 баллов.

В России при бурении на шельфе дальневосточных морей широкое применение получили катамараны типа "Амур" и тримараны типа "Приморец", представляющие собой суда маломерного флота с ограничением плавания по волновому состоянию моря до 5 баллов. Первые несамоходные. Вторые могут передвигаться самостоятельно со скоростью до 4 узлов в тихую погоду на небольшие расстояния в пределах разведываемой бухты. Однако их тоже относят к несамоходным, так как условия работы в подавляющем большинстве случаев вынуждают использовать для их буксировки вспомогательные суда.

Указанные катамараны и тримараны разработаны СКВ АО "Дальморгеология" для бурения ударно-забивным и вращательным способами разведочных скважин конкретных параметров

В практике бурения скважин на море широко применяются комплексы подводного устьевого оборудования, устанавливаемые на морском дне. Такое расположение позволяет наибольшие смещения плавсредства от центра скважины, а установленное на морском дне оборудование меньше подвержено механическим повреждениям.

Комплекс подводного устьевого оборудования (ПУО) предназначен для следующего:

направления в скважину бурильного инструмента, обеспечения замкнутой циркуляции бурового раствора, управления скважиной при бурении и др.;

наземного закрытия бурящейся скважины с целью предупреждения возможного выброса из скважины при аварийных ситуациях или при отсоединении буровой установки в случае больших волнений моря.

Существует несколько конструкций ПУО, обеспечивающих бурение скважин на различных глубинах моря, начиная с 50 до 1800 м и более.

Большая глубина установки ПУО предъявляет высокие требования к его свойствам: оборудование должно быть прочным, вибростойким, способным выдерживать большие внешние давления, быть герметичным и надежно управляемым на расстоянии. Конструкция узлов комплекса должна обеспечивать точность стыковки должно быть высоким, обеспечивающим нормальную работу и управление ПУО.

Особое внимание уделяют расположению механизмов связи – надежным устройствам, установленным на БС или ППБУ, которые подвергаются действию волн, течения и ветра.

Недостатки размещения ПУО на дне моря – сложность управления, эксплуатации и ремонта.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

Одна из крупнейших частных вертикально интегрированных нефтяных компаний России, объединяющая научнопроектные, геологоразведочные, буровые, добывающие подразделения, нефтегазоперерабатывающие и сбытовые предприятия. Для Компании характерны масштабная география присутствия, передовые позиции в различных сегментах отрасли, инновационный характер производственной деятельности, высококвалифицированный коллектив, прочная репутация социально ответственного предприятия

Основные направления деятельности - ОАО «Сургутнефтегаз»:

- разведка и добыча углеводородов: поиск, разведка, эксплуатация месторождений нефти и газа;
- производство, оптовая и розничная продажа широкой номенклатуры нефтепродуктов, сопутствующих товаров и услуг;
- выработка продуктов нефтехимии: переработка углеводородного сырья в материалы для различных видов химических продуктов;
- переработка газа и производство электроэнергии: переработка попутного нефтяного газа, продажа товарного газа и жидких углеводородов, строительство и эксплуатация газотурбинных электростанций, работающих на попутном газе.
- Организационная структура управления предприятием:
- общее собрание акционеров;
- совет директоров (наблюдательный совет);
- единоличный исполнительный орган (генеральный директор, правление);

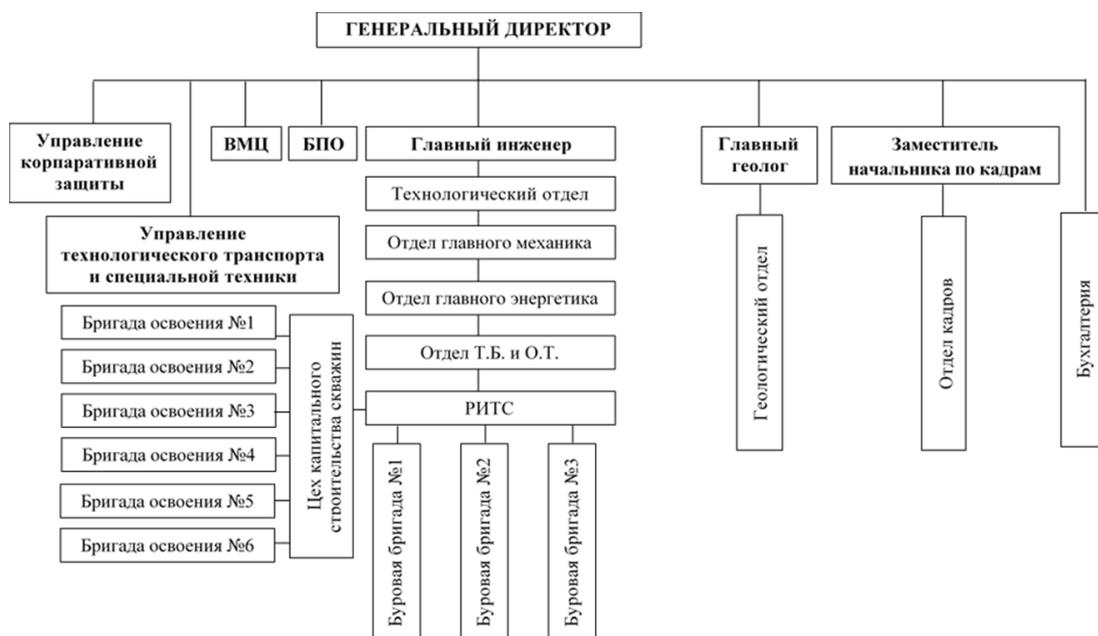
- коллегиальный исполнительный орган (исполнительная дирекция, исполнительный директор);
- ликвидационная комиссия;
- ревизионная комиссия (орган внутреннего контроля за финансово-хозяйственной и правовой деятельностью общества);
- счетная комиссия (постоянно действующий орган общего собрания).

Высшим органом управления Общества является общее собрание акционеров. Общее руководство деятельностью Общества осуществляет Совет директоров, который вправе принимать решения по любым вопросам деятельности Общества, кроме тех, которые отнесены в соответствии с Уставом Общества к компетенции общего собрания акционеров. Члены Совета директоров Общества избираются годовым собранием акционеров, в порядке, предусмотренном Уставом Общества, сроком до следующего годового общего собрания акционеров. Лица, избранные в состав Совета директоров, могут переизбираться неограниченное число раз.

Генеральный директор является единоличным исполнительным органом Общества и руководит текущей деятельностью Общества в порядке и в пределах компетенции, определенной Уставом Общества, а также в соответствии с решениями Совета директоров и общего собрания акционеров. Генеральный директор Общества назначается Советом директоров Общества на срок 5 лет.

По истечении срока полномочий Генерального директора он может быть назначен Советом директоров на тот же срок неограниченное число раз. Генеральный директор подотчетен Совету директоров и общему собранию акционеров Общества. Полномочия органов управления Общества определены Уставом.

Рисунок 18 – организационная структура предприятия



4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства

скважины

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в Г.1(приложения).

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству

скважины

Сведения о действующем на буровом предприятии нормам времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в Таблице Г.2(приложения).

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

$$N = T \cdot H, \quad (19)$$

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

Расчет нормативного времени на механическое бурение представлен в таблицы Г.3(приложения).

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

$$n = H, \quad (20)$$

Где H – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице Г.3

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

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

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

ключами.

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

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{СПО}, \quad (21)$$

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

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные в Таблице Г.4

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

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

составляет 1 мин. Нормативное время составит: кондуктор: $24 \cdot 1 = 24$ мин,

эксплуатационная колонна: $53 \cdot 1 = 53$ мин.

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

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

4.3.1. Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

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

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

– Отвертывание долота - 7 минут.

– Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (22)$$

Где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n - длина цементной пробки, м.

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

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (23)$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (24)$$

где l_c - длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секции.}} = N \cdot 2 + 5 \quad (25)$$

Норма времени для разбуривания цементной пробки по результатам расчета:

Для направления: $T_{\text{напр.}} = 0,87 \cdot 2 + 5 = 6,74$ мин;

Для кондуктора: $T_{\text{конд.}} = 48 \cdot 2 + 5 = 101$ мин.

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

– Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

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

$$\Sigma=6,74 + 101+2 \cdot (7 + 17 + 42) = 239,74 \text{ мин} = 3,99 \text{ ч.}$$

4.3.2. Расчет нормативного времени на геофизические работы

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

4.3.3. Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

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

4.3.4 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

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

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 257,25 часов или 10,71 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 3,3%.

Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2570 метров на месторождении представлена в таблице Г.5

4.4. Сметная стоимость строительства скважины

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

$$T_{пр} = T_n \times k, \quad (26)$$

Где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент.

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины представлена в таблице Г.6.

Сводный сметный расчёт в таблице Г.7

4.4.1 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч:

$$V_M = H/T_M, \quad (27)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч. б) рейсовая скорость V_p , м/ч:

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (28)$$

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

в) коммерческая скорость V_K , м/ч:

$$V_K = (H \cdot 720)/T_n, \quad (29)$$

где T_n - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м:

$$h_d = H/n, \quad (30)$$

где n - количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (31)$$

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

$П_n$ - плановые накопления, руб.

Расчет нормативных технико-экономических показателей бурения скважины представлен в Г.8.

5 Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [19].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [20].

Кроме того работникам предоставляется проезд до места ведения работ за счет организации ведущей работы, время в пути отдельно оплачивается. Также оплачивается: компенсационные выплаты, связанные с режимом и условиями труда (районные коэффициенты сложных климатических условий), стимулирующие выплаты за профессиональное мастерство и выполнение работ в сроки, премирование и т.д.

5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов

безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования»

при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;

– органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;

– редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Возможные опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе	–	+	+	МР 2.2.7.212906 [4]
2. Превышение уровня шума	–	+	+	ГОСТ Р ИСО 9612-2013 [5]
3. Повышенные уровни вибрации	–	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [6]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 СНиП 23-05-95[2]
5. Повреждения в результате контакта с живыми организмами	–	+	+	Р 3.5.2.2487-09 [10]
6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ[12]
7. Работы на высоте	–	+	+	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, п.9

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего

Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (Тюменская область, Нефтеюганский район), в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты - комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При

температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей (маска респиратор-кондиционер для защиты верхних дыхательных путей и лица).

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [4]. Нормы приведены в таблице Д.1

Повышенные уровни шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2013 [5] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

Повышенные уровни вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении бурильной колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [6]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты

(амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных

норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [9] и приведены в таблице Д.2

Следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

Повреждения в результате контакта с живыми организмами Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят

использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [10].

Поражение электрическим током

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствию защитного заземления, при обслуживании силовых электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует несколько виды электрооборудования: распределительное устройство, силовые трансформаторы, электродвигатели (лебедки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство. Снабжение электрической энергией приёмников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего (электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внешнем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество

приёмников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую подстанцию нефтепромысла (ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6 (10) кВ.

Проведение ремонтно-строительных работ на значительной высоте

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [35] и включают в себя:

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

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

5.3.2 Защита атмосферы

Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основными источниками выбросов являются двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок.

При испытании скважины происходит загрязнение атмосферного воздуха продуктами сжигания получаемого природного газа, возможно загрязнение почвы нефтью.

Несомненно, наиболее разрушительное воздействие на окружающую среду происходит в период аварийных выбросов пластовых флюидов, а, следовательно, компонентов бурового раствора при неуправляемом фонтанировании.

Однако, уже до начала вскрытия продуктивных горизонтов скважина оборудуется специализированным противовыбросовым оборудованием, способным воспрепятствовать спонтанному фонтанированию скважины.

Прямой контроль загрязнения атмосферного воздуха включает в себя периодические измерения загрязнения воздушной среды на стройплощадке

Нормативы приведены в таблице Д.3

При разработке мероприятий по сокращению выбросов целесообразно учитывать следующие мероприятия общего характера: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, регулярный контроль во времени за работой спецтехники и агрегатов, использование высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ, проектной документацией предусматривается контроль за герметичностью циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов водопароснабжения и другого технологического оборудования.

5.3.3 Защита гидросферы

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории.

Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86[24] сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения обваловки, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

Мероприятиями, обеспечивающими рациональное использование и охрану подземных и поверхностных вод от загрязнения, являются:

- размещение площадки за пределами водоохраных зон водных объектов
- устройство обваловки площадки по периметру
- сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание
- конструкция и обвязка бурового оборудования, исключающая утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении
- предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в окружающую среду, за счёт надёжного разобщения водонефтегазосодержащих горизонтов;
- использование экологически малоопасных проектных рецептур буровых растворов по всем интервалам бурения;
- ведение мониторинга поверхностных и подземных вод

5.3.4 Защита литосферы

Наибольшее воздействие на литосферу оказывается во время следующих этапов производства:

1. Подготовка кустовой площадки (производится вырубка деревьев, отчуждение земли под площадку, снимается плодородный слой почвы, движение автотранспорта по естественным покровам)

2. Во время ведения буровых работ возможны следующие незапланированные ситуации: непредвиденные утечки растворов, а также его необратимая фильтрация в пласты горных пород, выбросы флюидов, пожары в результате аварий, о засорение производственными отходами и мусором, утечки ГСМ в случае поломки или не исправности автотранспорта и прочего оборудования, таяние подземных льдов, многолетнемерзлых пород

Все производственные, бытовые отходы собираются в технологические емкости и транспортируются к месту утилизации.

Нормативы приведены в таблице Д.4

Меры предотвращения загрязнения: хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов в металлических емкостях, на специально оборудованной обвалованной территории, все химические реагенты транспортируются в герметичных емкостях и специализированной техникой, все система циркуляции бурового раствора должна быть замкнута, применение безамбарного способа бурения, при ликвидации скважины установлен цементный мост не менее 50 метров

По окончании бурения и освоения скважины необходимо: проведение очистки территории буровой от металлолома, строительного мусора, снятие загрязненного грунта, восстановление ландшафтов на площадке скважины и прилегающей территории, спланировать площадку и покрыть плодородным слоем почвы, убранным до начала строительства.

Рекультивация земель временного отвода проводится в соответствии с проектом рекультивации нарушенных земель.

На основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена четырехступенчатая система очистки от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [16].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ППРФ от 23.02.1994 №140 [17].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

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

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю. Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с РД 39-1.13-057-2002 [18].

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

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р - 402;
- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице Д.5.

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при

несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [35]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [9]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98[19]

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины глубиной 2658 метров на нефтяном месторождении.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил определить возможные осложнения, которые могут встретиться в процессе строительства скважины, анализ пластовых давления и давлений гидроразрыва позволил выявить, что условий несовместимых по условию бурения не наблюдается, и чего следует, что спуск промежуточной колонны не требуется. Кондуктор спускается на глубину, позволяющую перекрыть интервал интенсивного поглощения бурового раствора. Для предотвращения осыпания стенок скважины в интервале эксплуатационного пласта проектируется забой закрытого типа.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальное количество, тип буровых насосов и режимы их работы. В связи с наличием глин по всему разрезу скважины для бурения интервала под кондуктор запроектирован полимерный буровой раствор, который предотвратит набухание глин. Для бурения под ЭК выбран биополимерный раствор, в состав которого входит ингибитор (соль) KCL, который предупредит набухание глинистых минералов в призабойной зоне и обеспечит сохранение коллекторских свойств пласта.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству нефтяной скважины.

Раздел социальная ответственность содержит технику безопасности на буровой установке, также в данном разделе была рассмотрена охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях

Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. 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. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы);
3. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин;
4. Ахмеджанов Т.К., Ыскак А.С. Освоение шельфовых месторождений: Учеб.пособие. – Алматы: КазНТУ, 2008 – 259 с.
5. Кузнецов В.Г. Особенности бурения скважин на арктическом шельфе: учебное пособие / В. Г. Кузнецов, Н. Е. Щербич, А. И. Сазонов, С. Е. Кузьменко. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 53 с
6. Малюков В.П., Федин В.Д. Защита окружающей среды при разработке приразломного нефтяного месторождения на шельфе печерского моря. Горны информационно-технический бюллетень. 2018 №5 с. 95-101
7. Ощинин В.П. Комплекс технических средств для изыскательских работ на шельфе арктических морей. Записки Горного института Тм 197. С-Пб – 2012. С. 46-49
8. Пронкин А.П., Хворостовский И.С., Хворостовский С.С: Морские буровые моноопорные основания. Теоретические основы проектирования и эксплуатации: М. Недра-Бизнесцентр: 2002 312 с.
9. Скрыпник С.Г. Техника для бурения нефтяных и газовых скважин на море. М. Недра, 1982.
10. Тасмуханова А.Е., Шигапова Р.Р. Особенности разработки шельфовых месторождений нефти // Вестник Евразийской науки, 2018 №2, URL: <https://esj.today/PDF/53NZVN218.pdf> (доступ свободный).

11. Шелковников И.Г., Кабанов О.В., Коровин С.К., Русаков Е.А. Перспективы применения подводных буровых станков разведочного бурения. Записки горного института Том 157, – С-пб, 2004 С. 201-204.
12. Промышленный портал PROMZN.RU [Электронный ресурс]/Как производится бурение подводных скважин в море, 2017. URL: <https://promzn.ru>, свободный. – Загл. с экрана. — Яз. рус., англ. Дата обращения: 12.03.2020 г.
13. Научно-технический вестник ОАО «НК» Роснефть» https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_publication/177133/v04_2007.pdf
14. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
15. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
16. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х
17. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом.
18. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом.
19. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты.
20. ТК РФ Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом.
21. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
22. СанПиН 1964-79. Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых.
23. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
24. СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту.

25. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
26. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
27. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
28. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
29. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
30. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94.
31. ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.
32. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.
33. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
34. ГОСТ 22263-76 Щебень и песок из пористых горных пород. Технические условия.

Приложение А

Геологическая характеристика скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве			Коэффициент кавернозности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	Угол		азимут	
				град.	мин.		
0	125	четвертичные отл.	Q	–	–	–	1,3
125	140	туртасская свита	P _{2/3}	–	–	–	1,3
140	195	новомихайловская свита	P _{2/3}	–	–	–	1,3
195	255	атлымская свита	P _{1/3}	–	–	–	1,3
255	470	тавдинская свита	P _{1/3} – P _{3/2}	–	–	–	1,3
470	690	люлинворская свита	P _{3/2} – P _{1/2}	–	–	–	1,3
690	820	талицкая свита	P ₁	–	–	–	1,25
820	990	ганькинская свита	K ₂	–	–	–	1,25
990	1100	берёзовская свита	K ₂	–	–	–	1,25
1100	1130	кузнецовская свита	K ₂	–	–	–	1,25
1130	1550	уватская свита	K ₂	–	до 30	–	1,25
1550	1740	ханты-мансийская свита	K ₁	–	до 30	–	1,25
1740	2015	викуловская свита	K ₁	–	до 30	–	1,25
2015	2200	алымская свита	K ₁	–	до 30	–	1,25
2200	2595	сангопайская свита	K ₁	–	до 30	–	1,25

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического разреза	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	
Q	0	40	Суглинки, супеси	Торфяники, суглинки, супеси
P _{2/3}	40	90	Пески, глины	Глины зеленовато-серые с прослоями песков и бурых углей
P _{2/3}	90	195	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые мелко-зернистые с прослоями бурых углей
P _{1/3}	195	255	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P _{1/3} – P _{3/2}	255	470	Глины	Глины светло-зелёные, алевролитистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P _{3/2} - P _{1/2}	470	690	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опокovidные, в середине диатомовые, опоки серые
P ₁	690	820	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевролитистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита
K ₂	820	990	Глины	Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные
K ₂	990	1100	Глины, алевролиты	Глины серые, тёмно-серые опокovidные, алевролитистые с прослоями алевролита и растительными остатками
K ₂	1100	1130	Глины	Глины тёмно-серые плотные, алевролитистые
K ₂ – K ₁	1130	1550	Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов с глинами. Песчаники и алевролиты серые мелко-зернистые, глины тёмно-серые.
K ₁	1550	1740	Песчаники, алевролиты, глины	Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.
K ₁	1740	2015	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Песчаники и алевролиты серые мало-зернистые с прослоями аргиллитов темно-серых
K ₁	2015	2200	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками
K ₁	2200	2700	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, $\frac{кгс}{мм^2}$	Твёрдость, $\frac{кгс}{мм^2}$	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
К ₂ - К ₁	1130	2015	песок, песчаник	2,1	30	0,5	12	10	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	МС, С
К ₁ (АС ₁₀)	2400	2450	песчаник	2,1	19	6,5	11	3,6	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С
К ₁ (АС ₁₁)	2460	2510	песчаник	2,1	19	9,4	10	2,5	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С
К ₁ (АС ₁₂)	2515	2700	песчаник	2,1	18	3,3	11	3,6	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	690	Осыпи и обвалы стенок скважины	интенсивные
690	2015		слабые
2015	2200		интенсивные
1110	2015	Нефтеводопроявления	вода, $\rho = 1,01 \text{ г/см}^3$
2400	2450		нефть, $\rho = 0,796 \text{ г/см}^3$
2460	2510		нефть, $\rho = 0,775 \text{ г/см}^3$
2515	2700		нефть, $\rho = 0,788 \text{ г/см}^3$
0	690	Прихватоопасные зоны	–
1110	1550		
1550	2700		
0	690	Поглощение бурового раствора	Максимальная интенсивность поглощения до $5,0 \text{ м}^3 / \text{час}$
1110	2015	Разжижение бурового раствора	–
2015	2700	Сужение ствола скважины	–

Приложение Б

Проектирование профиля и конструкции скважины, процессов углубления и заканчивания скважин

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

Тип профиля	S-образный; с вертикальным участком на конце										
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м	2600,00			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м					0,400		
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м	2530,00			Зенитный угол в конце участка набора угла, град					14,15		
Отход скважины, м	500,19			Зенитный угол в конце участка падения угла, град					0		
Длина первого участка стабилизации, м	150,00			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					0		
Длина третьего участка стабилизации, м	1650,06										
Длина интервала бурения по пласту (мощность пласта), м	70,00										
Длина участка под зумпф, м	30,00										
Расчётные данные											
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	150,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	150,00	150,00
2	150,00	500,00	500,00	0,00	43,44	43,44	0,00	14,15	150,00	503,58	503,58
3	500,00	2100,00	2100,00	43,44	446,82	446,82	14,15	14,15	503,58	2153,65	2153,65
4	2100,00	2530,00	2530,00	446,82	500,19	500,19	14,15	0,00	2153,65	2588,05	2588,08
5	2530,00	2600,00	2600,00	500,19	500,19	500,19	0,00	0,00	2588,05	2658,05	2658,05

Таблица Б.2.1 – КНБК для бурения секции под направление

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–135 м)							
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез	0,65	393,7	-	3-152	Ниппель	0,250
2	Переводник М152хМ171	0,52	225	100	3-152	Муфта	0,093
					3-171	Муфта	
					3-171	Муфта	
3	КЛС-393,7 МС	1,64	393,7	80	3-171	Ниппель	0,515
					3-171	Муфта	
4	Переводник М171хН161	0,54	225	73	3-171	Ниппель	0,061
					3-161	Муфта	
5	УБТС-203х100 Д	36	203	100	3-161	Ниппель	6948
					3-161	Муфта	
6	Переводник М161хН163	0,53	225	76	3-161	Ниппель	0,090
					3-163	Муфта	
7	ТБПК-127*9,119 Е	95	127	-	3-162	Ниппель	2970
					3-162	Муфта	

Таблица Б 2.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (135–555 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (135-555 м)							
1	295,3 НьюТек Сервисез	0,3	295,3	-	3-152	Ниппель	0,110
2	Переводник M152xM152	0,52	240	-	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	
3	К 295,3 МС	1,30	295,3	185	3-152	Ниппель	0,110
					3-171	Муфта	
4	Переводник M171xH163	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,087
					3-163	Муфта	
5	Телесистема ЗИС-4	9,60	172	124	3-163	Ниппель	0,700
					3-163	Муфта	
6	Переводник M163xH161	0,521	225	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
7	НУБТ-172	9,45	178	100	3-161	Ниппель	1,600
					3-161	Муфта	
8	Переводник M163xH161	0,521	225	101	3-161	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
9	УБТС2-203x100 Д	63	203	100	3-161	Ниппель	4,632
					3-161	Муфта	
10	Переводник M163xH162	0,521	225	101	3-161	Ниппель	0,087
					3-162	Муфта	
11	ТБПК-127*9,119 Е	508	127	-	3-162	Ниппель	15,85
					3-162	Муфта	

Таблицы Б.2.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (555–2658 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (555-2658 м)							
1	215,9 FD 377MH-A170	0,3	215,9	-	3-117	Ниппель	0,048
2	Переводник M117xM133	0,47	172	-	3-117	Муфта	0,037
					3-133	Муфта	
3	Калибратор К 215,9 СТ-1	0,44	215,9	70	3-133	Ниппель	0,049
					3-133	Муфта	
4	Переводник M133xH117	0,46	172	80	3-133	Ниппель	0,030
					3-117	Муфта	
5	D675	6,25	178	-	3-117	Муфта	0,830
					3-133	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-172РС	0,93	172	55	3-133	Ниппель	0,098
					3-133	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	172	66	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	
8	Переводник M147xH133	0,51	172	78	3-133	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	
9	Телесистема ЗИС-4	9,60	172	124	3-163	Ниппель	0,700
					3-163	Муфта	
10	Переводник M163xH161	0,521	225	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
11	НУБТ-172	9,45	178	100	3-161	Ниппель	1,600
					3-161	Муфта	
12	Переводник M163xH161	0,521	225	101	3-161	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
13	УБТ-178	48	178	100	3-161	Ниппель	7,488
					3-161	Муфта	
14	ТБПК-127*9,119 Е	2574	127	-	3-162	Ниппель	80,372
					3-162	Муфта	

Таблицы Б.2.4 – КНБК для отбора керна (2578–2628 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (135-555 м)							
1	215,9 FD 366SM-A132	0,15	215,9	-	3-152	Ниппель	0,110
2	Переводник M152xM152	0,52	190,5	-	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	
3	К 215,3 МС	0,59	215,9	185	3-152	Ниппель	0,110
					3-171	Муфта	
4	Переводник M171xH163	0,521	190,5	101	3-171	Ниппель	0,087
					3-163	Муфта	
5	Телесистема ЗИС-4	9,60	172	124	3-163	Ниппель	0,700
					3-163	Муфта	
6	Переводник M163xH161	0,521	190,5	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
7	НУБТ-172	9,45	178	100	3-161	Ниппель	1,600
					3-161	Муфта	
8	Переводник M163xH161	0,521	190,5	101	3-161	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
9	УБТС2-203x100 Д	63	203	100	3-161	Ниппель	4,632
					3-161	Муфта	
10	Переводник M163xH162	0,521	190,5	101	3-161	Ниппель	0,087
					3-162	Муфта	
11	ТБПК-127*9,119 Е	508	127	-	3-162	Ниппель	105,6
					3-162	Муфта	

Таблица Б.3 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
Бурение	0	2658	ТБПК 127.0 X 9,19	127	Е	9,19	3-162	2574	80,37	92,09	1,45	1,51

Таблица Б.4 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
От	до					
0	135	135	393,7	-	1,30	21,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 4,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 14,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,5
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 19,0
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 85,4
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
От	до					
135	555	420	295,3	306,9	1,2	47,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 8,9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 30,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 2,0
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 41,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 133,7
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ = 100,5
V _{перев} , м3						V _п = 33,2
Экс. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
От	до					
555	2658	2103	215,9	228,7	1,23	119,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 52,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 81,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 10,6
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 144,6
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 389,0
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ = 389,0

Приложение В

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица В.1 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
Бурение	393,7 НьюТек Сервисез	0	135	400	0,02	50	1	1	1
Промывка (ЕНВ)					–				0,055
СПО и наращивание (ЕНВ)					–				0,7
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)					–				1,2
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)					–				0,17
Крепление (ЕНВ)					–				12,1
Смена вахт					–				0,1
Ремонтные работы					–				0,6
Итого					–				15,92
Кондуктор									
Бурение	295,3 НьюТек Сервисез	135	555	500	0,027	600	2	18,63	18,63
Промывка (ЕНВ)					–				0,47
СПО и наращивание (ЕНВ)					–				4,84
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)					–				4,3

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)	–								0,4
Крепление (ЕНВ)	–								25,2
Смена вахт	–								0,5
Ремонтные работы	–								2,15
Итого	–								56,49
Эксплуатационная колонна									
Бурение	215,9 FD 377МН- А170	555	2658	3200	0,08	1863	1	149,04	149,04
Промывка (ЕНВ)	–								0,88
СПО и наращивание (ЕНВ)	–								20,9
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)	–								5,7
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)	–								0,5
Крепление (ЕНВ)	–								45,4
Смена вахт	–								1,9
Ремонтные работы	–								8,9
ГТИ	–								12,1
Итого	–								245,32
Итоговое время на бурение									422,69
Подготовительные работы									96
Вышкомонтажные работы									1327

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,00	516,60	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	–	–	0,67	92,59	2,40	33,166	4,40	608,04	10,22	1412,30
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	27,78	–	99,5	–	182,41	–	423,69
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	–	–	0,67	9,65	2,40	34,56	4,40	63,56	10,22	147,17
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	2,89	–	10,37	–	19,01	–	44,15
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	4,00	71,80	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,00	1011,44	0,67	169,42	2,40	606,86	4,40	1112,58	10,22	2584,23

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	1443,00	4,00	5772,00	0,67	966,81	2,40	3463,30	4,40	6349,20	10,22	14747,46
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,60	–	–	–	–	–	–	–	–	10,22	2499,81
Прокат ВЗД	сут	175,44	–	–	–	–	2,4	421,06	4,40	771,94	–	–
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,90	–	–	–	–	2,4	578,28	4,40	1060,18	–	–
Прокат РУС	сут	426,27	–	–	–	–	–	–	–	–	10,22	4356,38
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептов приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	15,7	–	–	0,67	10,52	2,40	37,68	4,40	69,09	10,22	160,45
Эксплуатация ДВС,	сут	10,90	–	–	0,67	7,30	2,40	26,16	4,40	47,96	10,22	111,40
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	149,48	–	–	0,67	100,15	2,40	358,75	4,40	657,71	10,22	1527,69
Эксплуатация спецтранспорта	сут	177,60	4,00	710,40	0,67	118,99	2,40	426,24	4,40	781,44	10,22	1815,07
Зависящие от объема работ												
Сода каустик	т	138,18	–	–	0,065	8,98	0,1164	16,08	0,0313	4,33	0,177	24,46
Сода бикарбонат	т	229,31	–	–	0,065	14,91	0,233	53,43	0,0625	14,33	0,354	81,18
Бентонит марки ПБМБ	т	91,52	–	–	3,91	357,84	–	–	–	–	–	–
Osno-Desco SA	т	366,98	–	–	0,065	23,85	–	–	–	–	–	–

Окончание таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Барит	т	348	–	–	11,73	4082,0 4	9,312	3240,58	2,41	838,68	–	–
Сульфанол	т	504,59	–	–	–	–	0,233	117,57	0,0625	31,54	–	–
Гаммаксан	т	642,2	–	–	–	–	0,09312	59,80	0,0241	15,48	1,238	795,04
Оснопак HV-О	т	779,8	–	–	–	–	0,2794	217,88	0,0723	56,38	–	–
Оснопак LV-О	т	756,88	–	–	–	–	0,9312	704,81	0,241	182,41	–	–
Atren Thermo A	т	275,2	–	–	–	–	0,1862	51,24	0,0482	13,26	6,012	1654,5
Atren-FK D	т	412,84	–	–	–	–	2,328	961,09	0,6025	248,74	7,07	2920
Хлористый калий	т	160,54	–	–	–	–	–	–	–	–	28,3	4543,28
Atren -Ores	т	114,68	–	–	–	–	–	–	–	–	26,5	3039,02
Atren-Bio A	т	275,23	–	–	–	–	–	–	–	–	0,177	48,72
Atren Antifoam B	т	1605,5	–	–	–	–	–	–	–	–	0,177	284,17
Долото 393,7 НьюТек Сервисез	шт	1661,7	–	–	1	1661,7	–	–	–	–	–	–
Долото 295,3 НьюТек Сервисез	шт	1422	–	–	–	–	2	2844	–	–	–	–
Долото 215,9 FD 377МН-А170	шт	4983,6	–	–	–	–	–	–	1	4983,6	–	–
Калибратор К 393,7 МС	шт	550,46	–	–	–	–	2	1100,92	–	–	–	–
Калибратор К 295,3 МС	шт	412,84	–	–	–	–	–	–	1	412,84	–	–
Калибратор К 215,9 МС	шт	275,23	–	–	–	–	–	–	–	–	1	275,23
Итого затрат на бурение по этапам	–	–	–	8082,24	–	8531,7 8	–	15778,89	–	18363,2 6	–	43373,00
Итого затрат на бурение	96973,2											

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	0,50	69,10	1,05	145,10	1,25	172,74	1,89	261,18
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	20,73	–	43,53	–	51,82	–	78,35
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	0,50	7,20	1,05	15,12	1,25	18,00	1,89	27,22
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	2,16	–	4,54	–	5,40	–	8,16
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,50	126,43	1,05	265,50	1,25	316,08	1,89	477,91
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	1443,00	0,50	11,43	1,05	24,00	1,25	28,58	1,89	43,21
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки тампонажного раствора	сут	22,86	0,50	11,43	1,05	24,00	1,25	28,58	1,89	43,21
Эксплуатация ДВС,	сут	10,90	0,50	5,45	1,05	11,45	1,25	13,63	1,89	20,60
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	149,48	0,50	74,74	1,05	156,95	1,25	186,85	1,89	282,52
Эксплуатация спецтранспорта	сут	177,60	0,50	88,80	1,05	186,48	1,25	222,00	1,89	335,66

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, рублей
1	2	3
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	59 123	12 888 920
Рекультивация перед планировкой	13 348	2 909 867
Итого		15 798 787
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	140 112	30 544 416
Разборка и демонтаж	12 084	2 634 312
Итого		33 178 728
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	96 973,2	20 520 159
Крепление скважины	125 151,6	27 283 049
Итого		47 803 208
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	35 333	7 702 562
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	28 008	6 105 635
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	12 132	2 644 786
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	898,67	195 910
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 610	6 672 980
Итого		9 513 676
Итого прямых затрат		120 102 596
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)	137 732,3	30 025 649
8. Плановые накопления;		

Продолжение таблицы В.4

1	2	3
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)	48 260,3	10 508 977
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	73 556,57	16 035 333
Транспортировка буровых бригад	5 341	1 164 338
Сооружение водяной скважины	4 636,3	1 010 709
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)	1 473,7	321 274
Итого		18 531 654
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)	41 093,78	8 958 444
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		188 127 320
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		225 752 784

Приложение Г

Таблица Г.1 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	135	50	0,025	550
2	135	555	1130	0,035	1550
3	555	2658	1540	0,075	1750

Таблица Г.2 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
135	0,025	1,25
555	0,035	39,55
2658	0,075	115,50
Итого		156,3

Таблица Г.3 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
135	550	0,1
555	1550	0,73
2658	1750	0,88
Итого на скважину		1,71

Таблица Г.4 – Результаты расчета времени на СПО и исходные данные

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направления	0-135	273,1	550	11	24	0-50	0,0116	0,58
	Итого:							0,58
Кондуктор	135-555	177,8	1550	12	32	50-100	0,0117	1,17
						100-200	0,0130	1,30
						200-300	0,0136	1,36
						300-400	0,0141	1,41
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0151	1,51
						600-700	0,0156	1,56
						700-800	0,0161	1,61
						800-900	0,0165	1,65
						900-1000	0,0171	1,71
						1000-1100	0,0176	1,76
						1100-1180	0,0177	1,77
Итого:							18,85	
Эксплуатационная колонна	555-2658	114,3	1750	12	32	1180-1200	0,0178	1,78
						1200-1300	0,0183	1,83
						1300-1400	0,0188	1,88
						1400-1500	0,0193	1,93
						1500-1600	0,0198	1,98
						1600-1700	0,0203	2,03
						1700-1800	0,0208	2,08
						1800-1900	0,0213	2,13
						1900-2000	0,0218	2,18
						2000-2100	0,0223	2,23
						2100-2200	0,0228	2,28
						2200-2300	0,0233	2,33
						2300-2400	0,0238	2,38
						2400-2500	0,0243	2,43
2500-2600	0,0248	2,48						
Итого:							34,48	
Итого:							53,33	

Таблица Г.5 – Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2570 метров на месторождении

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	БИТ349,3 STD221	550	0,1	0-135	135	0,025	1,25	0,58	1,83
Итого:			0,10		135		1,25	0,58	1,83
Бурение под кондуктор	PDC 220,7 FD419S	1550	0,73	135-555	555	0,035	39,55	18,85	58,4
Итого:			0,73		555		39,55	18,85	58,4
Бурение под эксплуатационную колонну	PDC 152,4 FD513SMF	1750	0,88	555-2658	2658	0,075	115,5	34,48	149,98
Итого:			0,93		1540		115,5	34,48	149,98
Всего:			1,71		2570		156,3	53,33	210,21

Таблица Г.6 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	26372,4	3	79117,2	–	–	–	–	–	–
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,3	-	-	0,07	1975,2	2,53	71392,5	6,49	183137,4
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,5	3	12190,7	0,07	284,4	2,53	10280,8	6,49	26372,6
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,2	–	–	0,07	395,5	2,53	14295,0	6,49	36669,8
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	1539,6	–	–	0,07	107,7	2,53	3895,3	6,49	9992,4
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	51634,0	3	154902	0,07	3614,3	2,53	130634,0	6,49	335104,7
Износ бурового инструмента к-т,сут	5821,7	3	17465,2	0,07	407,5	2,53	14729,0	6,49	37783,1
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,1	-	-	0,07	99,3	2,53	3590,5	6,49	9210,5

Продолжение таблицы Г.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	268931,4	1,2	322717,0	0,07	18825,2	2,53	680396,4	6,49	1745364,7
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	174241,8	–	–	–	–	2,53	440831,8	6,49	1130829,4
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	3291,7	–	–	0,07	230,42	–	–	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	50359,8	–	–	–	–	–	–	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	75625,4	3	226876,4	-	-	2,53	191332,4	6,49	490809,3
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	4741,5	–	–	0,07	331,9	2,53	11996,0	6,49	30772,4
Плата за подключенную мощность, сут	28361,3	3	85084,0	0,07	1985,2	2,53	71754,1	6,49	184065,0
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	8453,8	3	25361,6	–	–	–	–	–	–
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	20591,5	–	–	0,07	1441,4	2,53	52096,5	6,49	133639,0
Эксплуатация ДВС, сут	1817,3	–	–	0,07	127,2	2,53	4597,9	6,49	11794,80

Продолжение таблицы Г.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Эксплуатация трактора, сут	6926,4	3	20779,3	0,07	484,8	2,53	17523,9	6,49	44952,7
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,6	3	61505,0	0,07	1435,1	2,53	51869,2	6,49	133055,9
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	2795,4	147	410938,2	–	–	–	–	–	–
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34569,0	3	103707,0	0,07	2419,8	2,53	87459,6	6,49	224352,9
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	3046,6	–	–	0,07	213,2	2,53	7708,0	6,49	19772,8
Порошок бентонитовый марки А, т	15396,6	–	–	14,2	218632,8	25,40	391075,6	–	–
КМЦ-700 высший сорт, т	407174,8	–	–	0,17	69219,7	0,38	154726,4	–	–
Биолуп LVL, т	66311,9	–	–	–	–	–	–	0,74	49070,8
NaCl, т	44025,5	–	–	–	–	–	–	–	–
Сода кальцинированная марки А, т	3742,9	–	–	0,09	318,1	0,06	224,5	–	–
НТФ, т	187047,2	–	–	–	–	–	–	0,42	78559,8
POLY KEM D, т	66977,6	–	–	–	–	–	–	0,63	42195,8
Барит, т	65344	–	–	–	–	–	–	–	–
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	6628,3	0,35	2319,9	14,51	96177,1	40,3	267254,3	1,40	9279,6
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	4804,8	–	–	0,80	3843,8	3,5	16816,8	1,0	4948,9
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	5607,3	–	–	6,39	35830,8	63,3	354944,1	-	-
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	5605,2	0,82	4596,34	0,34	1905,80	0,86	4820,55	-	-

Окончание таблицы Г.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	—	1527560,9		460307,1		3056246,3		4971735,2	
Затраты зависящие от объема работ									
БИТ 349,3 STD221	140162,8	—	—	0,1	14016,29	—	—	—	—
PDC 220,7 FD419S	281734,7	—	—	—	—	0,73	205666,3	-	-
PDC 152,4 FD513SMF	209999,2	—	—	—	—	—	—	0,88	184799
Транспортировка труб, т	1002,62	—	—	3,40	3408,91	22,20	22258,21	42,70	209,66
Транспортировка долот, т	1349,76	—	—	1,00	1349,76	1,00	1349,76	1,00	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0			34702,5		443341,2		188773,6	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	1527560,9			495009,6		3499587,6		5160508,8	
Всего по сметному расчету, руб	20871474,2								

Приложение Г.8 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,4	0,15	4232,7	0,72	20317,2	1,59	44867,2
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,5	0,15	609,5	0,72	2925,7	1,59	6461,0
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,2	0,15	847,5	0,72	4068,1	1,59	8983,8
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	1539,6	0,15	230,9	0,72	1108,5	1,59	2448,0
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	51634,0	0,15	7745,1	0,72	37176,4	1,59	82098,0
Износ бурового инструмента к-т,сут	5821,7	0,15	873,2	0,72	4191,6	1,59	9256,5
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,1	0,15	212,8	0,72	1021,8	1,59	2256,5
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	268931,4	0,15	40339,7	0,72	193630,6	1,59	427600,9
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	279345,6	0,15	41901,8	0,72	201128,8	1,59	444159,5
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	85641,4	0,15	12846,2	0,72	61661,8	1,59	136169,9
Плата за подключенную мощность,сут	28361,3	0,15	4254,2	0,72	20420,1	1,59	45094,5
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	20591,5	0,15	3088,7	0,72	14825,9	1,59	32740,5
Эксплуатация ДВС, сут	1817,3	0,15	272,61	0,72	1308,51	1,59	2889,6

Продолжение таблицы Г.8

1	2	3	4	5	6	7	8
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,6	0,15	41901,8	0,72	201128,8	1,59	136169,9
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34569,0	0,15	12846,2	0,72	61661,8	1,59	45094,5
Эксплуатация бульдозера, сут	3757,2	0,15	4254,2	0,72	20420,1	1,59	32740,5
Эксплуатация трактора, сут	6926,4	0,15	3088,7	0,72	14825,9	1,59	2889,6
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	1676,4	1,70	272,6	25	1308,5	1,21	32597,6
Башмак колонный БК-273, шт	17459,1	1	3075,2	–	–	–	–
Башмак колонный БК-178, шт	13273,0	–	–	1	13273,0	–	–
Башмак колонный БК-114, шт	9291,1	–	–	–	–	1	9291,1
Центратор ЦЦ-178/216, шт	5186,6	–	–	24	124480,3	–	–
Центратор ЦЦ-114/151, шт	3818,5	–	–	–	–	54	206201,1
ЦКОДМ-178, шт	25647,5	–	–	1	113,10	–	–
ЦКОД-114, шт	23095,0	–	–	–	–	1	105,0
Продавочная пробка ПП-273 , шт	21441,0	–	–	1	59,15	–	–
Продавочная пробка ПРП-178 , шт	16438,1	–	–	–	–	1	30,12
Продавочная пробка ППЦ-114, шт	12078,4	–	–	1	3320	–	–
Головка цементировочная ГЦУ-273	6150,5	–	–	–	–	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			998345,2		794286,4		1570111,9
Затрат зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 273,1x9,5, м	7598,2	50	379914,1	–	–	–	–
Обсадные трубы 177,8x7,9, м	5825,8	–	–	1180	6874474,6	–	–
Обсадные трубы 114,3x7, м	4075,8	–	–	–	–	2670	10882471,4

Окончание таблицы Г.8

1	2	3	4	5	6	7	8
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	5480,7	3,1	17373,9	25,8	449462,9	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100, т	6115,7	-	-	-	-	3,50	21405,2
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4)-100, т	6534,4	-	-	-	-	16,60	108471,0
Хлористый кальций, т	15850,0	0,11	1743,5	1,03	1795,8	0,19	3059,0
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	29811,1	2,00	59622,3	3,00	178866,9	5,00	149055,7
Затворение цемента, тампонажный цех, т	1227,2	2,79	3424,0	25,87	88579,0	54,80	67252,8
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	7432,8	1,00	7432,8	1,10	8176,1	1,38	10257,3
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	17885,8	1,00	17885,8	2,00	35771,7	2,00	35771,7
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	16458,5	-	-	-	-	1,00	16458,5
Пробег ЦА-320М, км	7514,5	3,00	22543,6	8,50	191621,2	13,00	97689,2
Пробег ЦСМ, км	7514,5	1,00	7514,5	3,80	28555,3	4,00	30058,2
Пробег СКЦ-2М, км	8331,3	-	-	-	-	1,00	8331,3
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	3163,0	-	-	16,00	50608,9	24,00	75913,3
Транспортировка обсадных труб, т	3830,7	2,23	8542,6	21,15	180677,3	73,40	281180,1
Транспортировка обсадных труб запаса, т	7661,5	0,07	512,5	0,63	325,2	2,20	16870,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема крепления, без учета транспортировки вахт, руб	526510,0			8088915,5		11804246,3	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	23782415,4						
Всего по сметному расчету, руб	23955372,8						

Таблица Г.9 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	1250112,4
Разработка трубопроводов линий передач и др.	48803,8
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	220740,2
Итого:	1519656,4
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	3017463,4
Разборка и демонтаж	247082
Монтаж установки для освоения скважины	89643,8
Демонтаж установки для освоения скважины	32059,4
Итого:	3386248,6
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	20871474,2
Крепление скважины	23955372,8
Итого:	44826847,1
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	2395723,4
Итого:	2395723,4
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования	4816702,1
Итого:	4816702,1
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины	217397,1
Эксплуатация котельной	600756,4
Итого:	818153,5
Итого по главам 1-6	57763331,2

Продолжение таблицы Г.9

1	2
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ	9473186,3
Итого:	9473186,3
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7	5378921,4
Итого:	5378921,4
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий	3340310,1
Выплаты за работу в районах крайнего севера	2105847,7
Выплаты за подвижной характер работы	1307077,9
Лабораторные работы	70833,8
Топографо-геодезические работы	27158,6
Скважины на воду	976280,2
Итого:	7827508,4
Итого по главам 1-9	80442947,4
Глава 10	
Авторский надзор	160885,8
Итого:	160885,8
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	162339,0
Проектные работы	3850,0
Итого:	166189
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	40385011,1
Итого:	40385011,1
Итого по сводному сметному расчету	121155033,5
НДС 20%	21807906,0
Итого:	142962939,6

Таблица Г.9 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2570
Продолжительность бурения, сут.	11,5
Механическая скорость, м/ч	17,0
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7252
Проходка на долото, м	1561
Стоимость одного метра	51529,5

Приложение Д

Таблица Д.1 Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Таблица Д.2 Требования к освещению производственного объекта

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

Таблица Д.3 Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ

Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2019 г.		ПДВ	
	г/с	т/год	г/с	т/год
Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,0007120	0,002062	0,0007120	0,002062
диНатрий карбонат	0,0000001	0,000008	0,0000001	0,000008
Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	5,2702947	12,748897	5,2702947	12,748897
Азот (II) оксид (Азота оксид)	4,5373702	10,971262	4,5373702	10,971262
Углерод (Сажа)	0,9741292	2,230151	0,9741292	2,230151
Сера диоксид-Ангидрид сернистый	1,8478658	4,178052	1,8478658	4,178052
Дигидросульфид (Сероводород)	0,0001901	0,000142	0,0001901	0,000142
Углерод оксид	11,3476870	25,923429	11,3476870	25,923429
Метан	0,6261631	0,036454	0,6261631	0,036454
Бенз/а/пирен(3, 4-Бензпирен)	0,0000191	0,000047	0,0000191	0,000047
Ацетальдегид	0,0006600	0,057410	0,0006600	0,057410
Формальдегид	0,1913742	0,522241	0,1913742	0,522241
Керосин	4,8385052	11,244201	4,8385052	11,244201
Углеводороды предельные C12-C19	0,0370761	0,026619	0,0370761	0,026619
Пыль неорганическая: 70-20% SiO2	0,0249122	0,054976	0,0249122	0,054976

Таблица Д.4 Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве согласно ГН 2.1.7.2041-06 [23]

Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)	Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)
Бенз(а)пирен	0,02	Серная кислота	160,0
Бензин	0,1	Стирол	0,1
Бензол	0,3	Формальдегид	7,0
Марганец	1500,0	Фурфурол	3,0
Ванадий	150,0	Хлористый калий	560,0
Ванадий + марганец	100 + 1000	Хром	0,05
Малолетучие эфиры группы 2,4-д	0,15	Никель	4,0
Нитраты	130,0	Свинец	6,0
Ртуть	2,1	Цинк	23,0
Свинец + ртуть	20,0 + 1,0	Хром	6,0
Сера элементарная	160,0	Марганец - чернозем (рН = 4,8)	140,0

Таблица Д.5 Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

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

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение эксплуатационной скважины глубиной 2658 м

Предприятие: ПАО "Сургутнефтегаз"

Оборудование:

Буровая установка: БУ 3000/200 - ЭУГ 1М

Лесенка: ЛБ - 1200 К

Трассовая система: 4x5

Ротор: 3 - 560

Насосы: УНБТ - 950

Геологическая часть							Техническая часть												
Глубина, м	Стратиграфия		Литологическое описание пород	Температура	Отбор керна	Интервалы возможных осложнений	Конструкция скважины			Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т	Частота вращения, об/мин	Производительность насосов, л/с	Параметры промывочной жидкости	Примечание			
	по вертикали	Свита					324 мм	245 мм	168 мм										
1	2	3	4	5	6	7	393 мм	295 мм	215 мм	8	9	10	11	12	13	14	15		
100	Палеолит	Чег.		2	-	-	135 м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
200		Журавская		2															
300		Новомихайловская		3															
400		Атымская		3															
450		Чеганская		4															
500		Люлинворская		6															
600		Таницкая		7															
700		Ганькинская		8															
800		Березовская		9															
900		Кузнецовская		10															
1000	Меловая	Покурская		17	-	-	555 м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1500																		Алымская	51
1800																		Вартовская	60
2100																		Мегнионская	69
2300	Юрская	Васюганская		78	-	-	2600 м (2658 м)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
2400																		Баженовская	70
2450																		Георгиевская	72

отбор керна не производится

Возможны сужения ствола скважины, нефтепроявления

Заклинка буровой колонны

- песок	- алевролиты	- нефтеносность	- известняки
- глина	- аргиллиты	- песчаники	

1. Подъем инструмента производить после промывки скважины в течение не менее двух циклов с постоянным доливом, и записью в буровом журнале объема доливаемого раствора.
 2. Скорость СПО ограничить до 0,5-0,7м/с, за 100метров до продуктивного горизонта до 0,4м/с.
 3. Не допускать нахождения бурового инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут.
 4. При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочее(при нахождении бурового инструмента в открытом стволе), подтянуть буровый инструмент в башмак обсадной колонны, навернуть обратный клапан, устье загерметизировать. Инструмент оставить на таллах.
 5. При проведении каротажных работ, шаблонировку скважины производить: при глубине до 1500м. - через 18часов, до 2500м. - через 24часа, свыше 2500м. - через 36часов. На забое произвести промывку не менее двух циклов циркуляции.
 6. Межконтурное пространство опрессовать неагрессивной жидкостью: ф=324x245 - 5 МПа, ф=245 x 178 - 5,0МПа.
 7. Проверку ПВО производить буровишником - каждую смену, мастеру - еженедельно. Дефектирование всех болтовых соединений производить 1 раз в дежурку.
 8. При бурении в интервалах набора параметров кривизны и стабилизации ствола скважины, компоновка буровой колонны определяется ответственным представителем организации втулчей теплотехническое сопровождение, с обязательным согласованием с начальником службы, сувервайзинг.

Плотность=1,09 г/см3, УВ=40сек, Ф=8, СНС=20 дПа, П=менее 1 %, рН=8

Плотность=1,16 г/см3, УВ=40 сек, Ф=8, СНС=60 дПа, П=менее 1 %, рН=8

Плотность=1,16 г/см3, УВ=35 сек, Ф=8, СНС=40 дПа, П=менее 1 %, рН=8