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

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения на строительство эксплуатационной вертикальной скважины глубиной 2640 метров на Соболином нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 662.323: 622.243.22(24:181m2640)(571.16)

Студент

Группа	**ФИО**	**Подпись**	**Дата**
З-2Б32Т	Дудко Павел Михайлович		

Руководитель

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Доцент	Вазим А.А.	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Доцент	Гуляев М.В.	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
И.о. зав. кафедрой	Ковалев А.В.	к.т.н		

Томск – 2017 г.

Запланированные результаты обучения по основной образовательной программе

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	**Результат обучения (выпускник должен быть готов)**
Р1	Приобретение *профессиональной эрудиции* и *широкого кругозора* в области *математических, естественных и социально-экономических* наук и использование их в профессиональной деятельности
Р2	Уметь анализировать *экологические последствия* профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение *безопасных условий труда*
Р3	Уметь *самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности
Р4	Грамотно решать *профессиональные инженерные задачи* с использованием современных *образовательных и информационных технологий*
Р5	Управлять *технологическими процессами*, эксплуатировать и обслуживать *оборудование нефтегазовых* объектов
Р6	Внедрять в практическую деятельность *инновационные подходы* для достижения конкретных результатов
Р7	Эффективно работать *индивидуально и в коллективе* по *междисциплинарной* тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
Р8	Осуществлять *маркетинговые исследования* и участвовать в создании проектов, повышающих *эффективность использования ресурсов*
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые *данные для экспериментально-исследовательской деятельности* в нефтегазовой отрасли
Р10	*Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать* экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием *современных методов моделирования* и *компьютерных технологий*
Р11	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 образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
И.о. зав. кафедрой
_____ _____ Ковалев А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
З-2Б32Т	Дудко П.М

Тема работы:

Техническое решение для строительства эксплуатационной вертикальной скважины глубиной 2640 метров на Соболином нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(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.).*	*Пакет экспериментальной и промышленной информации по Соболиному месторождению, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.*
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования;*	1. *Общая и геологическая часть* 2. *Технологическая часть* 3. *Специальная часть* 4. *Финансовый менеджмент,*

содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	*ресурсоэффективность и ресурсосбережение* 5. *Социальная ответственность*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	1. ГТН (геолого-технический наряд); 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны).

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент,ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н.,Вазим А.А.
Социальная ответственность	Доцент, к.х.н., Гуляев М.В.

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

Отсутствуют

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б32Т	Дудко П.М.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б32Т	Дудко Павел Михайлович

Институт	**Природных ресурсов**	**Кафедра**	**Бурение скважин**
Уровень образования	**Бакалавр**	**Направление/специальность**	**«Нефтегазовое дело»**

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Данные по строительству скважин на Соболином месторождении*	*Расчет техник-экономических показателей*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	*Построение плана мероприятий по повышению эффективности буровых работ*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности*	*Расчет экономической эффективности проекта.*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)***:**	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б32Т	Дудко П.М.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б32Т	Дудко П.М.

Институт	Природных ресурсов	**Кафедра**	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	**Направление**	23.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	*Бурение эксплуатационной вертикальной скважины на Соболином месторождении (Томская область).*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Соболином месторождении (Томская область). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Соболином месторождении (Томская область).	*Вредные факторы* *1.Неудовлетворительные погодные условия* *2.Неудовлетворительная освещённость* *3.Повышенный шум и вибрации,* *4. Насекомые, животные.* *Опасные факторы* *1.Механический травматизм* *2. Ядовитые вещества.* *3. Электрический травматизм.* *4. Пожаро-взрывоопасность.*
2. Экологическая безопасность:	*Бурении скважины сопровождается:* - *загрязнением атмосферного воздуха;* - *нарушением гидрогеологического режима;* - *загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;* - *повреждением почвенно-растительного покрова.*
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- *Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары* - *Анализ возможных чрезвычайных ситуаций*
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	- *Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;* - *Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.* - *нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М. В.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б32Т	Дудко П.М.		

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технологические решения на строительство эксплуатационной вертикальной скважины глубиной 2640 метров на Соболином нефтяном месторождении (Томская область)»

Объем работы: … страниц

Количество рисунков: 14

Количество таблиц: 55

Количество литературных источников: 23

Количество приложений: 2

Ключевые слова: бурильная колонна, конструкция скважины, буровой раствор, газонефтеводоностность, долото, технология бурения, эксплуатационная колонна, цементирование, обсадная колонна, фрезерование «окна», комбинированный труборез.

Объектом работы является эксплуатационная вертикальная скважина на нефть.

Цель исследования: разработка проекта на строительство эксплуатационной вертикальной скважины глубиной 2640 метров на Соболином нефтяном месторождении.

В работе проведены следующие исследования: расчёт профиля скважины, расчёт диаметров скважины и обсадных колон, расчет требуемого расхода бурового раствора, расчёт процессов цементирования и заканчивания скважины, расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам бурения, построение графика пластовых давлений, выбор буровой установки.

Степень внедрения: обширное применение рассмотренных технологий и оборудования в области строительства скважин.

Область применения: разработка и бурение нефтяных и газовых скважин.

В результате исследования был составлен проект на строительство скважины глубиной 2640 метров.

Определения, сокращения, нормативные ссылки, определения

Обозначения и сокращения

СНС - статическое напряжение сдвига

ДНС – динамическое напряжение сдвига

СПО – спуско-подъемные операции;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЗП – призабойная зона пласта;

КНБК – компановка низа бурильной колонны;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
2. СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совместному освещению жилых и общественных зданий.
3. ПБ НГП Правила нефтяной и газовой промышленности
4. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
5. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
6. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
7. ГОСТ 12.2.009-80 Станки металлообрабатывающие общие требования безопасности.
8. ГОСТ 12.2.003-74 Оборудование производственное.
9. ГОСТ 12.4.026-76 ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
10. (ГОСТ 12.1.009-82. ССБТ. Электробезопасность.
11. ПУЭ Правила устройства электроустановок.
12. Технический регламент № 123 от 22.07.2008 г. с изменениями от 10.07.2012 г.
13. Федеральный закон «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа»
14. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. «Безопасность жизнедеятельности»: Учебное пособие – Томск: Издательство ТПУ, 2003-144с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение 12
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 13
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ ... 13
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 23
1.4 Зоны возможных осложнений 25
1.5 Исследовательские работы 26
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 27
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины 27
2.2 Обоснование конструкции скважины 28
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 28
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений 29
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 30
2.2.4 Выбор интервалов цементирования 30
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 31
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины 31
2.3 Углубление скважины 32
2.3.1 Выбор способа бурения 32
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента 32
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 33
2.3.4 Расчет частоты вращения долота 33
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя 35
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора 35
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 37
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 40
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины 42
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна 44
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин 44
2.4.1 Расчет обсадных колонн 44
2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений 45
2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений 48
2.5 Расчет процессов цементирования скважины 51

2.5.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн 51
2.5.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 52
2.5.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 52
2.6 Гидравлический расчет цементирования скважины 52
2.6.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 52
2.6.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 53
2.6.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн 54
2.6.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин 55
2.7 Выбор буровой установки 55
3 Специальная часть 57
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 61
4.1 Проектные данные на строительство скважины 61
4.2 Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих. 64
4.3. Организация производства работ 65
4.4. Разработка календарного план-графика строительства скважины 67
4.5. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности 68
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ. 70
5.1 Производственная безопасность 70
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 71
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 75
5.2 Экологическая безопасность 79
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 80
5.4 Законодательное регулирование проектных решений 81
Заключение 83
Список использованных источников 84
ПРИЛОЖЕНИЕ А
ПРИЛОЖЕНИЕ Б
ДИСК С ЭЛЕКТРОННОЙ ВЕРСИЕЙ ВКР

Введение

На мировом энергетическом рынке Россия занимает сегодня одно из ведущих мест по добыче нефти и газа, а также является крупнейшим поставщиком нефти и нефтепродуктов за рубеж. Всё это обеспечивает высокие доходы компаний, занимающихся добычей и переработкой нефти.

Спрос на нефтепродукты крайне высок. Однако нефте- и газодобыча и, в частности, бурение – это технологически сложный и высокозатратный процесс, требующий постоянных инвестиций. С помощью высвобождения финансовых ресурсов (использования внутрипроизводственных выявленных резервов) возможно повысить эффективность разработки и эксплуатации скважин, а также сократить срок разведки новых нефтяных и газовых месторождений, что приведёт к снижению себестоимости нефте- и газодобычи.

С целью минимизации финансовых и временных затрат в области бурения разрабатываются и внедряются всё новые технологии, что ведёт соответственно к минимизации затрат в нефтегазовой отрасли в целом.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Соболиное месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	 РФ Томская Каргасокский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	 -2,0 +35 -53
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-

Продолжение таблицы 1

Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	 по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	Томск (425 км) Парабель (53 км) Колпашево (147 км)

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

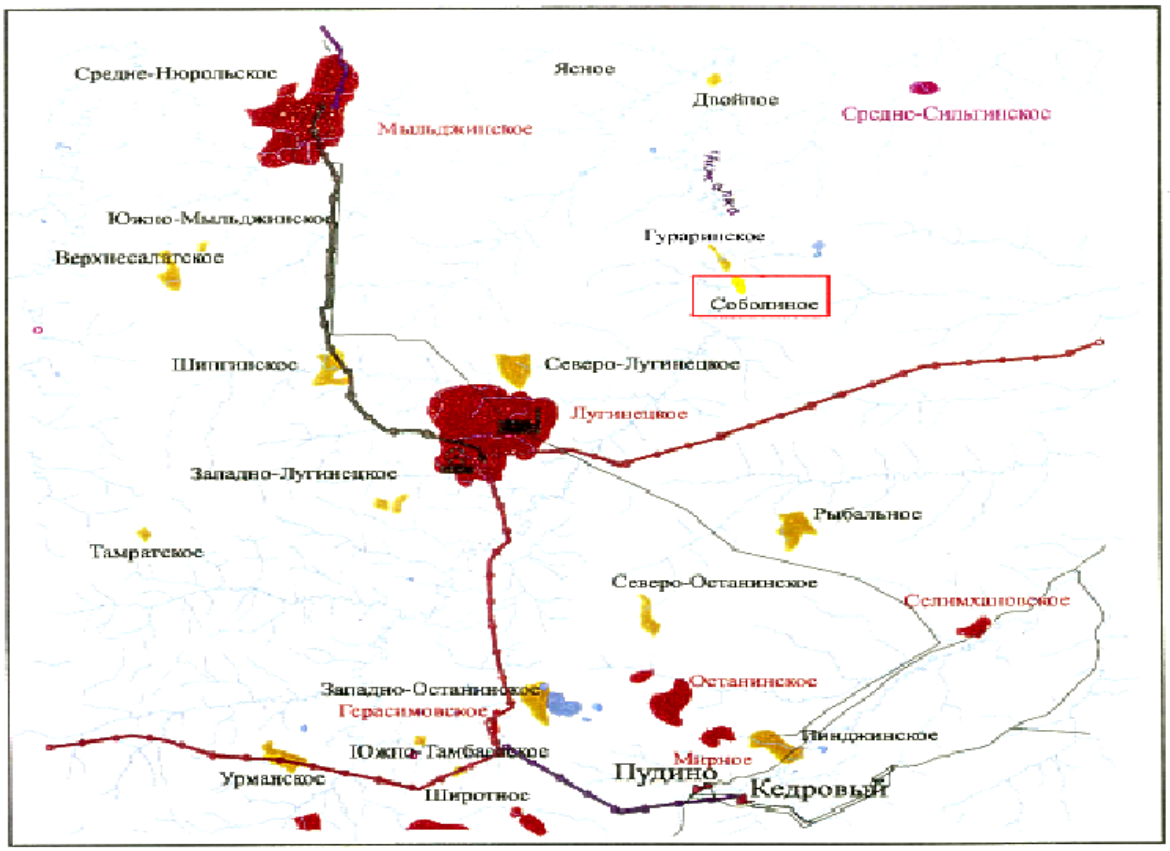

Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешенная величина)
от	до					
(кровля)	(подошва)	название	индекс	угол		
				град	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	Четвертичные отложения	Q	-	-	-“-
20	120	Неогеновая	N	-	-	-“-
120	160	Некрасовская свита	P_3	-	-	-“-

160	200	Чеганская свита	$P_3 – P_2$	-	-	-“-
200	285	Люлинворская свита	P_2	-	-	-“-
285	320	Талицкая свита	P_1	-	-	-“-
320	370	Ганькинская свита	K_2	-	-	-“-
370	490	Славгородская свита	-“-	-	-	-“-
490	715	Ипатовская свита	-“-	-	-	-“-
715	730	Кузнецовская свита	-“-	-	-	-“-
730	1480	Покурская свита	K_2 – K_1	-	50	-“-
1480	2060	Киялинская свита	K_1	-	50	-“-
2060	2200	Тарская свита	-“-	1	20	1.10
2200	2385	Куломзинская свита	-“-	1	20	-“-
2385	2415	Баженовская свита	-“-	1	20	-“-
2415	2425	Георгиевская свита	J_3	2	40	-“-
2425	2650	Васюганская свита	J_3	2	-	1.25

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От верх)	До (низ)	
1	2	3	4
Q	0	20	Почвенно-растительный слой, пески аллювиальные, озерные, болотные пески, глины, суглинки.
P_3	20	160	Супеси с прослоями песков и глин, линзами бурового угля.
$P_3 – P_2$	160	200	З/серые алевритистые глины с редкими прослоями песков и линзами бурового угля.
P_2	200	285	Глины диатомовые серые, з/серые.
P_1	285	320	Глины темно-серые, алевритистые с прослоями супесей, местами опоковидные.
K_2	320	370	Серо-цветные глины с прослоями мергелей, известковистых алевролитов.
-“-	370	490	Серо-цветные глины с прослоями алевролитов, песчаников и песков.
-“-	490	730	Переслаивание серо-цветных песчаников, алевролитов и глин.
-“-	1480	2060	Неравномерное переслаивание глин, песчаников и алевролитов. Глинистыми породами представлена верхняя часть свиты, нижняя - опесчанена.
K_1	2060	2200	Песчаники серые, светло-серые, среднезернистые, с прослоями аргиллитов и алевролитов серых с зеленоватым оттенком.
K_1	2200	2385	Мощная толща глинистых пород, прослои и пласты песчаных пород. алевритистыми, с частыми включениями тонкого углисто-слюдистого материала
-“-	2385	2415	Баженовская свита сложена битуминозными аргиллитами темно-серыми до черных с коричневатым оттенком, черными с массивной

			текстурой.

Продолжение таблицы 4

-“-	2415	2425	Аргиллиты темно-серые до черного, плотные, грубоплитчатые с примесью песчано-алевритового материала и глауконита
J_3	2425	2650	Аргиллиты темно-серые до бурых, слюдистые, с примесью углистого детрита. Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Физико-механические свойства горных пород

Индекс стратиг-рафического подразделения	Интервал, м		Краткое назва-ние горной породы	Плотность, г/см^3	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм^2	Твердость, кгс/мм^2	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
P_3-P_1	0	320	глины	2.3	20	0	70	0	20	1	4	мягкие
P_1	320	730	глины, алевролиты	2.3 2.4	20 18	0 10	75 0-20	0 0	20 25	1 1	4 6	мягкие средние
K_2	730	1480	песчаники, алевролиты	2.5 2.4	18 18	500 0	75 0-20	0 2	20 25	1 1	8 6	средние средние
-“-	1480	2060	глины, алевролиты, песчаники	2.4 2.5 2.6	20 18 20	0 0 500	75 0-20 20	0 0 0	20 25 20	2 1 1	4 6 10	средняя средняя средняя

Продолжение таблицы 5

K_1	2200	2385	песчаники, аргилиты, алевролиты, глины	2.6 2.7 2.7 2.4	22 15 20 22	10-20 0 0-10 0	5 80 15 90	1.2 2.1 2.3 0	25 25 35 25	1 3 2 8	10 4 6 4	средняя средняя средняя средняя
-“-	2385	2415	аргилиты	2.67	0	0	80	1.2	45	1	4	твёрдые
-“-	2415	2425	аргилиты, алевролиты	2.7 2.7	15 15	0 0	80 80	1.2 1.2	45 45	1 1	4 6	твёрдые твёрдые
J3	2425	2650	аесчаники, алевролиты, аргилиты	2.6 2.7 2.7	15 10 15	10-20 0-10 0	20 25 100	0-5 0-5 0-5	70 120 70	3 1 2	10 6 4	твёрдые твёрдые твёрдые

Давление и температура по разрезу скважины представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент						Температура в конце интервала, град. ºС	Источник получения
	от (верх)	до (низ)	пластового давления		гидроразрыва пород		горного давления			
			величина кгс/см^2 на м	источник получения	величина кгс/см^2 на м	источник получения	величина кгс/см^2 на м	источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
P_3– P_1	0	730	0,100	РФЗ	0,180	РФЗ	0,220	РФЗ	14	РГФ
K_2	730	1480	0,100	-“-	0,180	-“-	0,230	-“-	31	-“-
K_2	1480	2060	0,101	-“-	0,177	-“-	0,232	-“-	70	-“-
K_2	2060	2200	0,101	-“-	0,177	-“-	0,233	-“-	72	-“-
K_1	2200	2385	0,101	-“-	0,170	-“-	0,233	-“-	75	-“-
K_1	2385	2415	0,102	-“-	0,160	-“-	0,233	-“-	76	-“-
J_3	2415	2425	0,102	-“-	0,160	-“-	0,234	-“-	78	-“-
J_3	2425	2650	0,103	-“-	0,160	-“-	0,234	-“-	80	-“-

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Газонефтеводоностность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м^3	Свободный дебит, м^3/сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м^3/м^3	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K_1	2470	2090	Поровый	772	–	–	–
K_1	2590	2650	Поровый	766	40	–	–
Газоносность							
J_3	2595	2600	Поровый	721	5	–	–
Водоносность							
K_1	2060	2120	Поровый	1013	5.0	–	Нет. Минерализация – 15 г/л. Химический состав: Cl^- - 50 мг/л, Na^+ - 49 мг/л
J_3	2425	2485	Поровый	1017	10	–	Нет. Минерализация – 30 г/л. Химический

							состав: Cl^- - 48мг/л, Na^+ - 41 мг/л

1.4 Зоны возможных осложнений

В таблице 8 представлены возможные осложнения по разрезу скважины.

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
$К_1$	0	900	Обвалы стенок скважины	Превышение плотности бурового раствора, плохая очистка раствора, превышение скорости спуска инструмента
$К_1$	900	1300	Осыпи и обвалы горных пород	Снижение плотности и противодавления бурового раствора на стенки скважин. Повышенная водоотдача, пониженная вязкость, недолив скважины при подъёме инструмента
$К_1$	1300	2300	Прихваты бурильного инструмента, разжижение бурового раствора	Сальникообразование и заклинка КНБК, дифференциальный прихват от перепада давления
$К_1$	2300	2650	Возможны сужения скважины, нефтегазоводопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъёма инструмента

1.5 Исследовательские работы

Таблица 9 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
2000	2650	Стандартный каротаж	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	A2.0M0.5N, ПС, ИК.
1950	2650	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»
0	2200	Термометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ТЭГ-36

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице 10. Запроектирован вертикальный профиль скважины.

Таблица 10 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля	Вертикальный		
Исходные данные для расчета			
Глубина скважины по вертикали, м	2640	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м	-
Глубина вертикального участка скважины, м	2640	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град	-
Отход скважины, м	-	Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м	-
Длина интервала бурения по пласту, м	-	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м	-
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град	-
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	-	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град	-

№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	2640	2640	0	0	0	0	0	0	2640	2640
Итого	Σ		2640	Σ		0	-	-	Σ		2640

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа обсадной колонны в интервале продуктивного пласта. По геологическим данным определяем тип коллектора, согласно данным, коллектор – поровый.

Определяем по геологическим данным однородность пласта. Согласно данным, пласт является литологически неоднородным (песчаники с прослоями аргиллитов и алевролитов).

Границы изменения проницаемости пород в пропластках: $К_1$=1 мкм^2, $К_2$=0.01 мкм^2 ,$К_3$=0 мкм^2 .

Средняя проницаемость – $К_{ср}$ = 0.336 мкм^2 . Таким образом коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

Продуктивный пласт является неоднородным по типу флюида, так как существуют близко расположенные к продуктивному горизонту водоносные пласты.

Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл}$ = 0,1 МПа/10 м (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

Расчёт коллектора на устойчивость производим исходя из оценки устойчивости пород в призабойной зоне сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \qquad (1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для песчаника составляет 30 МПа), МПа; $\sigma_{сж}^{расч}$ – расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа.

30 < 59.7 МПа.

Условие (1) не выполняется, следовательно, коллектор неустойчив.

Определяем конструкцию забоя. Так как коллектор порового типа, неоднородный, неустойчивый и имеются близко расположенные водоносные пласты, то выбираем конструкцию забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием.

Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

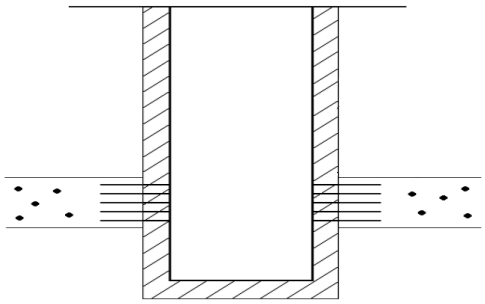

Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

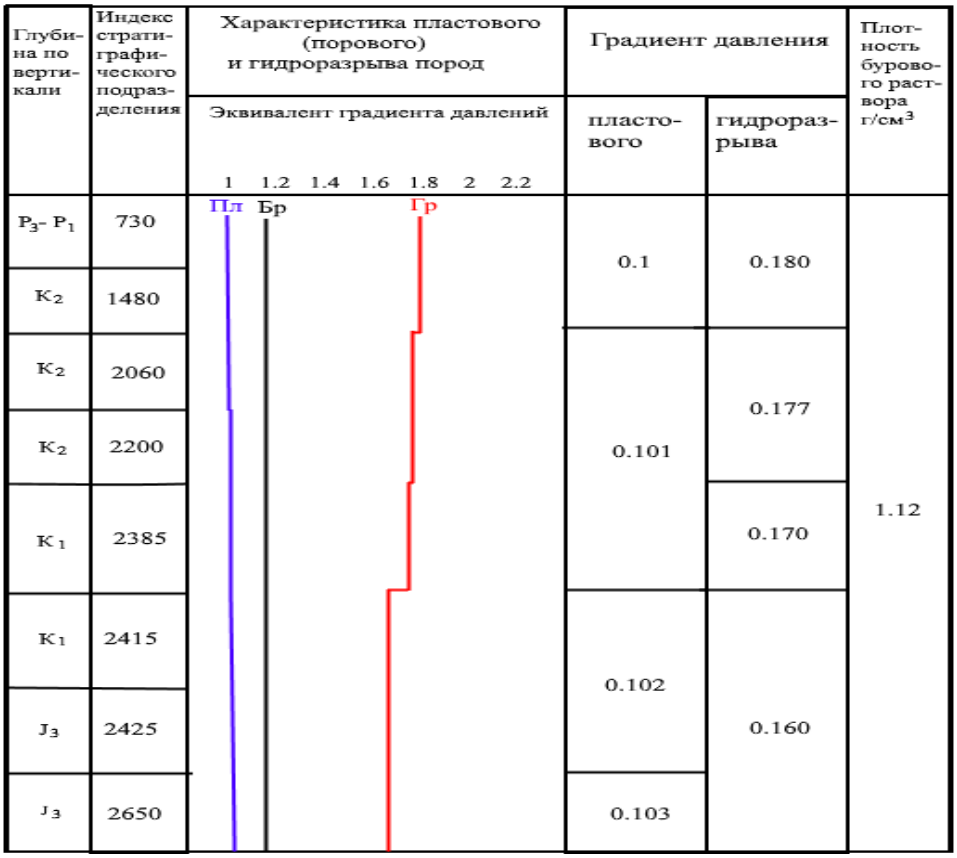

Рисунок 3 – Совмещённый график пластовых давлений

Проанализировав совмещённый график пластовых давлений можно сделать заключение о том, что зон не совместимых при бурении нету. Поэтому выбираем одноколонную конструкцию скважины.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 20 метров, поэтому бурение происходит без направления с использованием шахты для циркуляции бурового раствора. Бурение под кондуктор производится до глубины 1090 метров для обеспечения посадки башмака колонны в устойчивые породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2640 метров, перекрыв нефтяные пласты.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 1090 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 940 – 2640 м, (так как скважина нефтяная, цементируем выше башмака кондуктора на 150 метров).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи (40 м^3/сут нефти) – 193,7 мм. Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 1.

Таблица 11 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Кондуктор	298,5	349,2
Эксплуатационная колонна	193,7	244,5

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 4.

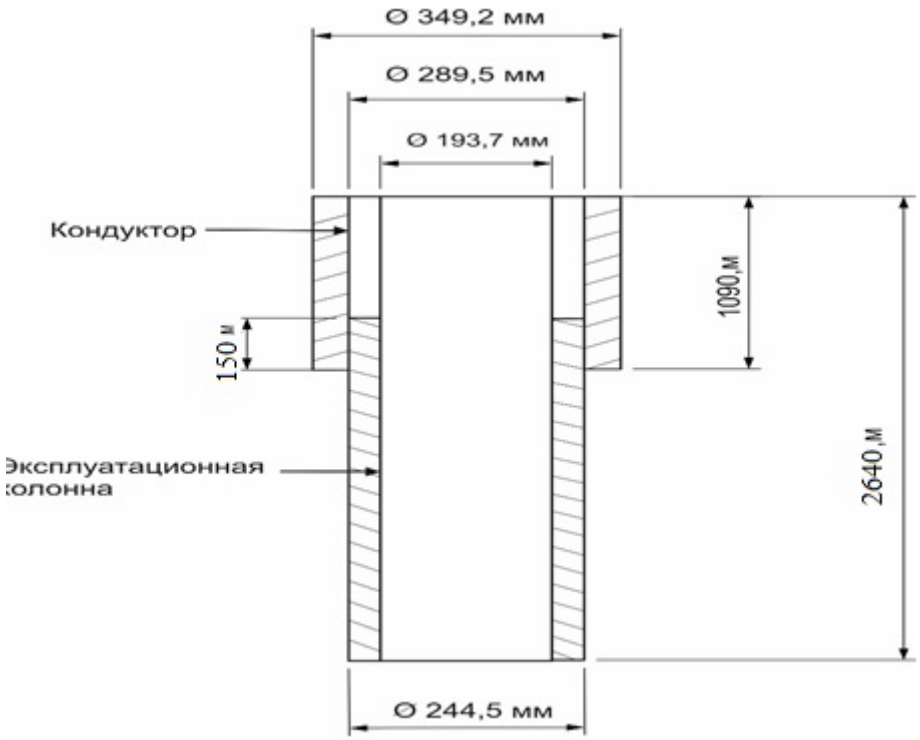

Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 29,08 Мпа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5-180/80х35 (180 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр уловный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа), состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОУС1 – 35 – 245х168 (обвязывается кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Бурение будем осуществлять турбобурами. Так как бурение турбобурами рационально использовать в тех случаях, когда производится: бурение наклонно направленных скважин и бурение вертикальных скважин глубинной до 3000 м., бурение скважин в условиях низких забойных температур, менее 140℃., использование буровых растворов, плотностью, менее 1,7 г/см³.Проектируемая скважина полностью соответствует этим условиям.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-1090	Кондуктор	С применением ГЗД (турбобур)
1090-2640	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (турбобур)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины выбираем долота шарошечного типа. Применение долот с опорами типа В позволяет производить бурение турбинным способом из-за возможности выдерживать высокие скорости вращения и гидромониторные насадки Г позволяют использовать гидромониторный эффект для очистки поверхности забоя и

частичного разрушения горной породы. Характеристики шарошечных долот представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-1090	1090-2640
Шифр долота		III 349,2 М-ЦВ	III 244,5 МС – ГВ
Тип долота		шарошечные	
Диаметр долота, мм		349,2	244,5
Тип горных пород		М	МС
Присоединительная резьба	ГОСТ	з-152	з-117
	API	-	-
Длина, м		0,6	0,3
Масса, кг		55,2	46,3
G, тс	Рекомендуемая	2,6-4,5	3,4-6
	Предельная	7,4	15,1
n, об/мин	Рекомендуемая	60-150	100-110
	Предельная	186	218

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-1090	1090-2640
Исходные данные		
α	1	1
$P_ш$, кг/см^2	1000	1250
$D_д$, см	34,92	24,45
$k_т$	33	29
$D_с$,мм	13	12
q, кН/мм	0,1	0,3
$G_{пред}$, кН	100	120
Результаты проектирования		
G_1, кН	65	82
G_2, кН	120	144
G_3, кН	80	96
$G_{проект}$, кН	18	96

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Частота вращения шарошечных долот рассчитывается для всех типоразмеров долот по следующим трём показателям: рекомендуемой линейной скорости на периферии долота, продолжительности контакта зубьев долота с горной породой, стойкости опор долота. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-1090	1090-2640
Исходные данные			
$V_л$, м/с		3	2,5
$D_д$	м	0, 3492	0, 2445
	мм	349,2	244,5
τ, мс		6	7
z		22	18
α		0,8	0,6
Результаты проектирования			
n_1, об/мин		186	218
n_2, об/мин		295	309
n_3, об/мин		583	439
$n_{проект}$, об/мин		186	218

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

В разделе 2.3.1 мы выбрали турбинный способ бурения. Выбор забойного двигателя производим исходя из глубины и геологических условий проводки скважины, а также от конструкции скважины.

В таблице 16 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 16 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-1090	1090-2640
Исходные данные			
$D_д$	м	0,3492	0,2445
	мм	349,2	244,5
$G_{ос}$, кН		171	171
Q, Н*м/кН		5,5	5,5
Результаты проектирования			
$D_{зд}$, мм		240	240
$M_р$, Н*м		2550	2550
$M_о$, Н*м		5099	5099
$M_{уд}$, Н*м/кН		41,90	29,34

В таблице 17 приведены технические характеристик запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 17 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ТБ-240	0-1090	240	8,2	2017	55	186	2,2	2,2
ТШ-172	1090-2640	172	25,5	3530	25	218	1,7	3,1

2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 18 и 19.

Таблица 18 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-1090	1090-2640
Исходные данные		
$D_д$, м	0,3492	0, 2445
K	1,15	1,15
$K_к$	1,0	1,0
$V_{кр}$, м/с	0,5	0,5
$V_м$, м/с	0,05	0,05
$d_{бт}$, м	0,298	0,244
$d_{мах}$, м	0,240	0,170
$d_{нмах}$, м	0,015	0,01
n	6	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_р$, г/см^3	0,02	0,02
$\rho_р$, г/см^3	1,12	1,12
$\rho_п$, г/см^3	2,3	2,3
Результаты проектирования		
Q_1, л/с	38	18
Q_2, л/с	30	20
Q_3, л/с	38	38
Q_4, л/с	27	19
Q_5, л/с	38	26
Q_6, л/с	16	11
Дополнительные проверочные расчеты		
$Q_{табл}$, л/с	55	25

Продолжение таблицы 18

$\rho_{табл}$, кг/м^3	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м^3	1120	1120
M, Н*м	20500	3000
$M_{табл}$, Н*м	15260	7050
m	2	11
n	0,9	0,9
$Q_н$, л/с	31	25
$Q_{пров1}$, л/с	45	23
$Q_{пров2}$, л/с	36	25

Таблица 19 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-1090	1090-2640
Исходные данные		
Q_1, л/с	32	18
Q_2, л/с	30	20
Q_3, л/с	38	38
Q_4, л/с	27	19
Q_5, л/с	38	26
Q_6, л/с	16	11
Области допустимого расхода бурового раствора		
ΔQ, л/с	30-45	10-40
Запроектированные значения расхода бурового раствора		
Q, л/с	16-32	11-38
$Q_{тн}$, л/с	55	25
ρ_1, кг/м^3	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м^3	1120	1120
$M_{тм}$, Н*м	14480	10500
$M_{тб}$, Н*м	15260	7050

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 20-

21. В таблице 22 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 20 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1 ступень	УБТ-178х90	178	91	13231,4
2 ступень	УБТ-146х74	146	8	781
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1 секция	ПК-127х9	127	2513	70643

Таблица 21 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление			
$P_н$, кгс/мм^2	1,202	Выполняется условие запаса прочности (n>1,15)	
$P_{кр}$, кгс/мм^2	3,08		
$P_{кр}$/ $P_н$	0,390	Да	

Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см^3	$\gamma_{ст}$, гс/см^3	$Q_Б$, кгс
I	19,98	2302	1120	7850	46193
II	14,37	236,6	1120	7850	3365
III	19,98	101,4	1120	7850	1937
Σ					51495

$Q_{КНБК}$, кгс	14012,4	Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)	
K	1,15		
ΔP, кгс	61182	Да	
F_k, мм^2	560,7		
$\sigma_т$, кгс/мм^2	8,09		

Продолжение таблицы 21

<table>
<tr><th colspan="6">Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб</th></tr>
<tr><td>№секции</td><td>q, кгс/м</td><td>l, м</td><td>$\gamma_{бр}$, гс/см^3</td><td>$\gamma_{ст}$, гс/см^3</td><td>$Q_Б$, кгс</td></tr>
<tr><td></td><td>19,98</td><td>2323</td><td>1,12</td><td>7,8</td><td>46601</td></tr>
<tr><td colspan="5">Σ</td><td></td></tr>
<tr><td>$Q'_{тк}$, кгс</td><td>130700</td><td rowspan="5">Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м</td><td colspan="2" rowspan="5">4400</td></tr>
<tr><td>$Q_{КНБК}$, кгс</td><td>14012,4</td></tr>
<tr><td>n</td><td>1,15</td></tr>
<tr><td>q_m, кгс/м</td><td>19,98</td></tr>
<tr><td>$K_т$</td><td>1,0</td></tr>
<tr><td>K</td><td>1,15</td><td rowspan="4">Максимальная длина секции бурильных труб, м</td><td colspan="2" rowspan="4">9890</td></tr>
<tr><td>n</td><td>1,45</td></tr>
<tr><td>F_k, мм^2</td><td>560,7</td></tr>
<tr><td>$\sigma_т$, кгс/мм^2</td><td>48</td></tr>
</table>

Таблица 22 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	1100	III 349,2 М-ЦВ	55,2	0,6	Бурение под кондуктор в вертикальном участке и начале набора угла
			Калибратор КСИ 295,3 С	458	1,3	
			Переводник Н-152/152	60	0,5	
			ТБ-240	2017	8,2	
			УБТ – 178х90	13231,4	91	
			ПК 127х9	26158	998,4	
			∑	41979,68	1100	
2	1100	2650	III 244,5 МС – ГВ	46,3	0,3	Бурение под эксплуатационную колонну и во входе в продуктивный пласт
			ТШ-172	3530	25,5	
			КОБ 178	45	0,5	
			СИБ 1 – 3	520	10,9	
			УБТ – 178 х90	13231,4	91	
			Переводник П-147/152	60	0,5	
			УБТ – 146 х74	781	8	
			ТБПК 127х9	65847	2513	
			Переводник П-147/133	60	0,5	
			Шаровый кран (ШК)	30	0,7	
			∑	84075,7	2640	

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под кондуктор – биополимерный, для бурения интервала под эксплуатационную

колонну и хвостовик, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – полимерглинистый.

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

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 23. В таблице 24 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 23 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные									
Интервал бурения (по стволу), м		k	$P_{пл}$, МПа	H, м	g, м/с^2	$\rho_{бр}$, кг/м^3	$\rho_{гп}$, кг/м^3	K	d, м
от	до								
0	1090	1,10	12,1	1090	9,81	1140	2150	1,5	0,005
1090	2640	1,25	28,5	2640	9,81	1100	2400	1,5	0,005

Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см^3	СНС$_1$, дПа	СНС$_{10}$, дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см^3/30 мин	pH	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	1090	1,12	29	35	23,52	7	9,5-10,5	1	20	9
1090	2640	1,12	30	35	23,52	3	8-9	1	10	7

Таблица 24 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м	Название (тип) бурового раствора и его компонентов

от (верх)	до (низ)	
0	1090	Биополимерный Вода, Модифицированный крахмал, ингибитор глин, $CaCo_2$,KCl
1090	2640	Полимерглинистый Вода, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, ПАЦ-НВ, РАК-R, , КМЦ-600, Сульфанол

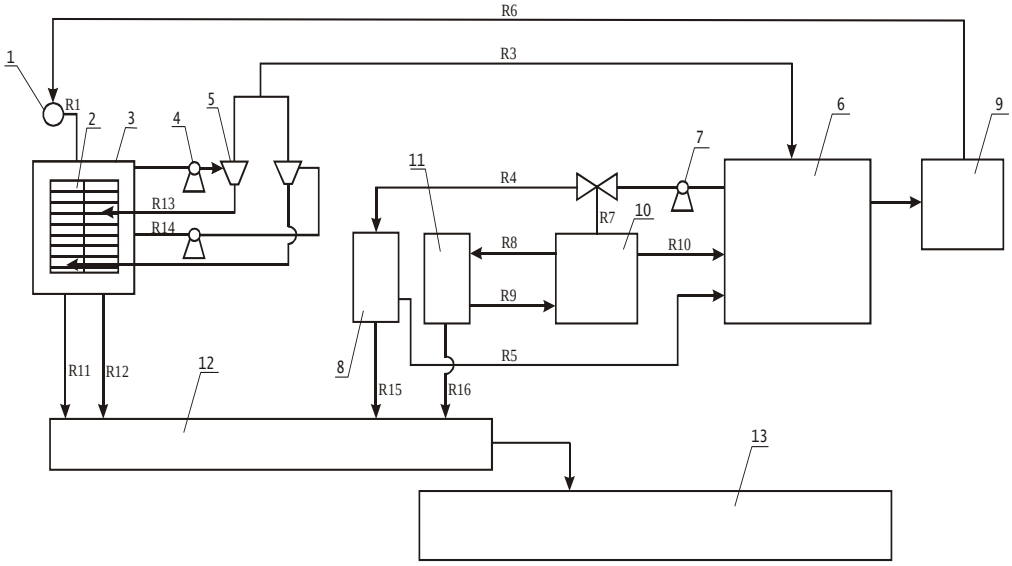

Рисунок 5 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина, 2 - вибросита “ Swaco ALS-II, 3- ёмкость, 4 - шламовый насос, 5 – гидроциклоны ПГ-50, 6 – активная ёмкость, 7,9 – насос, 8 – центрифуга ОГШ-50, 10,11 - центрифуга FCU, 12 – шнековый транспортёр, 13 – накопительная ёмкость

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 25, а в таблице 26 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 25 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

H (по стволу), м	$d_д$, м	K	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	$\rho_п$, кг/м^3
2640	0,1905	1,10	29,1	46,8	2415

Продолжение таблицы 25

Q, $м^3/с$	Тип бурового насоса	Vм, м/с	$\eta_п$, Па·с	$\tau_т$, Па	$\rho_{пж}$, $кг/м^3$
0,030	УНБ-600	0,007	0,009	20	1120
КНБК					
Элемент	$d_н$, м	L, м		$d_в$, м	
УБТ-178х90	0,178	91		0,090	
УБТ-146х74	0,146	8		0,074	
ТБПК-127-9Д	0,127	2724		0,009	

Таблица 26 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, $кг/м^3$	φ	$d_с$, м	Vкп, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	$\Delta P_о$, МПа
1350	0,12	0,2445	0,3	5,6	0,46
$\Delta P_г$, МПа	$\Delta P_р$, МПа	Vд, м/с	Ф, $м^2$	d, мм	
0,6	7,15	80	0,0054	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Rекр	Re кп	Sкп	ΔPкп	ΔPмк
УБТ-178х90	5284	7151	108,6	0,044	-
УБТ-146х74	6426	4828	220,3	0,041	-
ТБПК-127х9Д	52842	4047	298,2	0,063	-
ТШ-172	2765	6559	127,2	0,020	0,04
Внутри труб					
Элемент	Rекр	Re кп	λ	ΔPт	
УБТ-178х90	62545	37326	0,85	0,033	
УБТ-146х74	50534	33354	0,85	0,024	
ТБПК-127х9,19	53578	10137	0,85	0,063	

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Этот раздел мы не рассматриваем, так как бурение скважины проектируем без отбора керна.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Исходные данные к расчёту обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, *кг/м*^{3}	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, *кг/м*^{3}	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обл}$, *кг/м*^{3}	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}$, *кг/м*^{3}	1830
плотность нефти $\rho_н$, *кг/м*^{3}	766	глубина скважины, *м*	2640
высота столба буферной жидкости h_1, *м*	735	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2, *м*	300
высота цементного стакана $h_{ст}$, *м*	10	динамический уровень скважины $h_д$, *м*	1766

2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

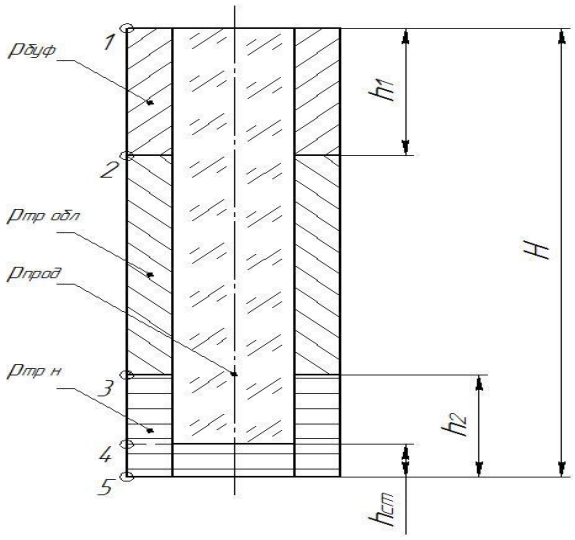

Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 28 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 28 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	735	2350	2630	2640
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,72	7,05	9,94	9,41

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($P_{кэ}$ = 9,41 МПа) больше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($P_г$ = 6,1 МПа), наиболее опасным является случай в начале эксплуатации.

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

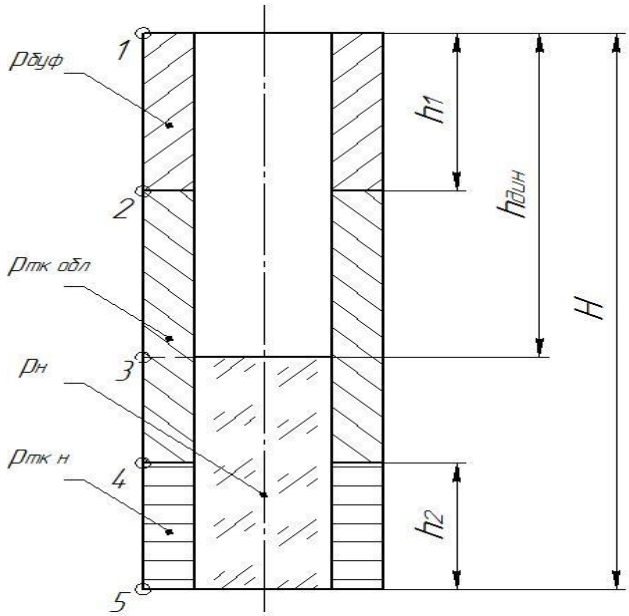

Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 29 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 29 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	735	2350	2630	2640
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,72	1,3	6,5	6,46

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

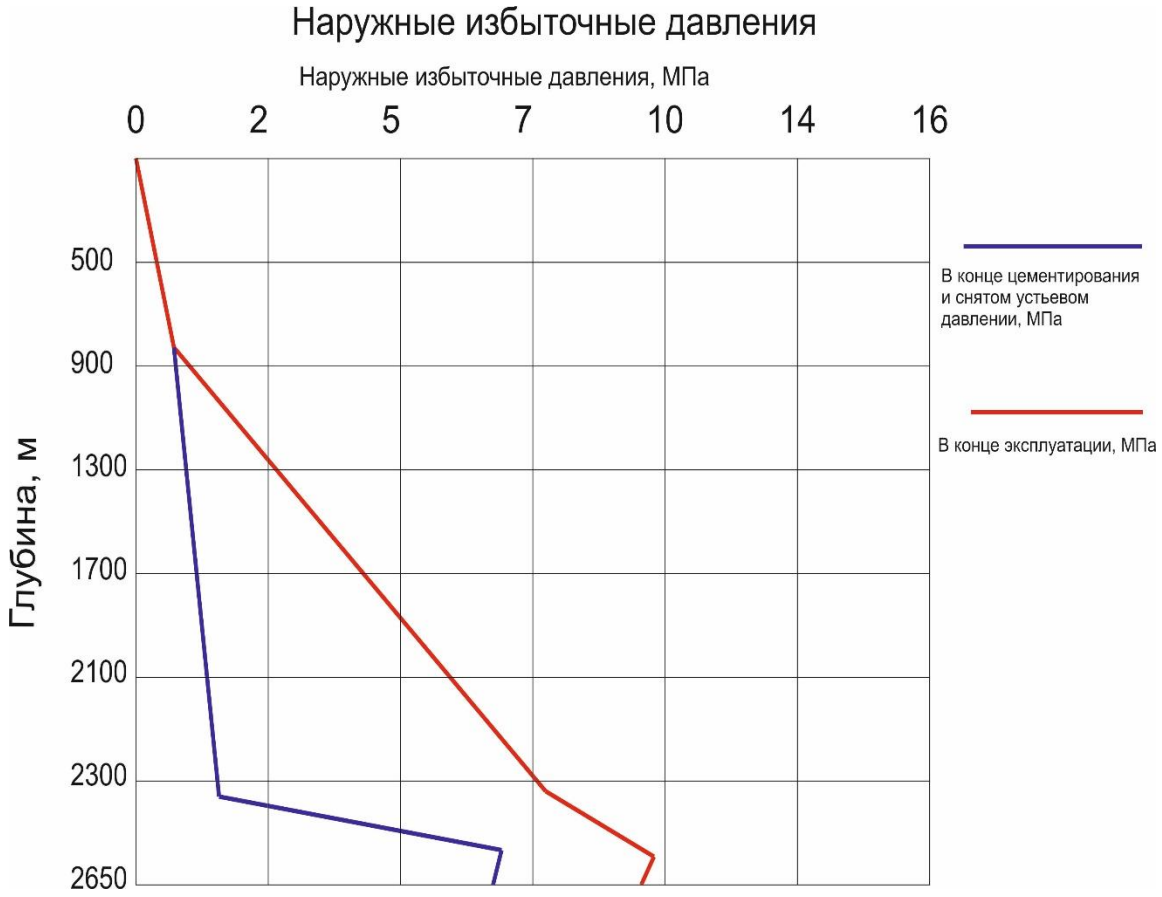

Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 17,6 МПа.

В таблице 30 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

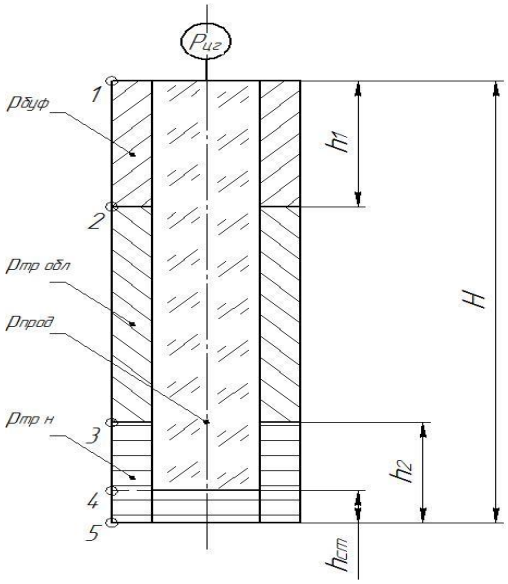

Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 30 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	735	2350	2630	2640
Внутреннее избыточное давление, МПа	35	34,27	31,32	35,28	35,46

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 9,5 МПа.

В таблице 31 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 31 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4

Глубина расположения точки, м	0	735	2350	2640
Внутреннее избыточное давление, МПа	9,5	8,33	6,25	5,89

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

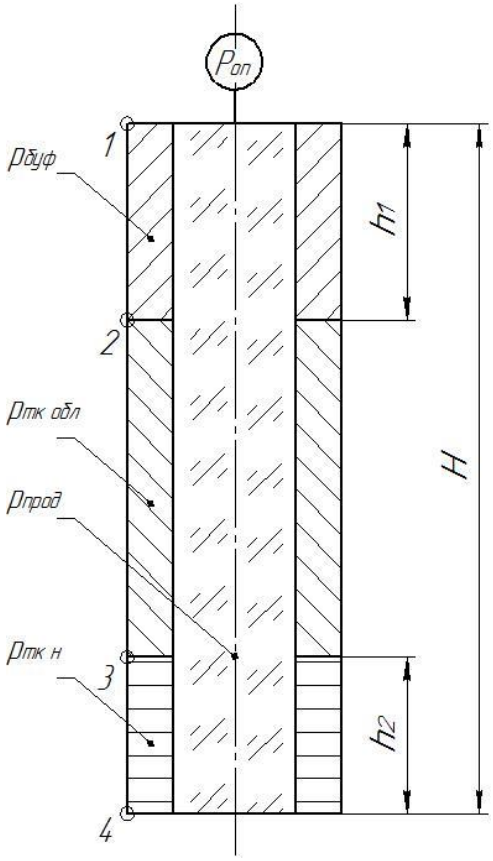

Рисунок 10– Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

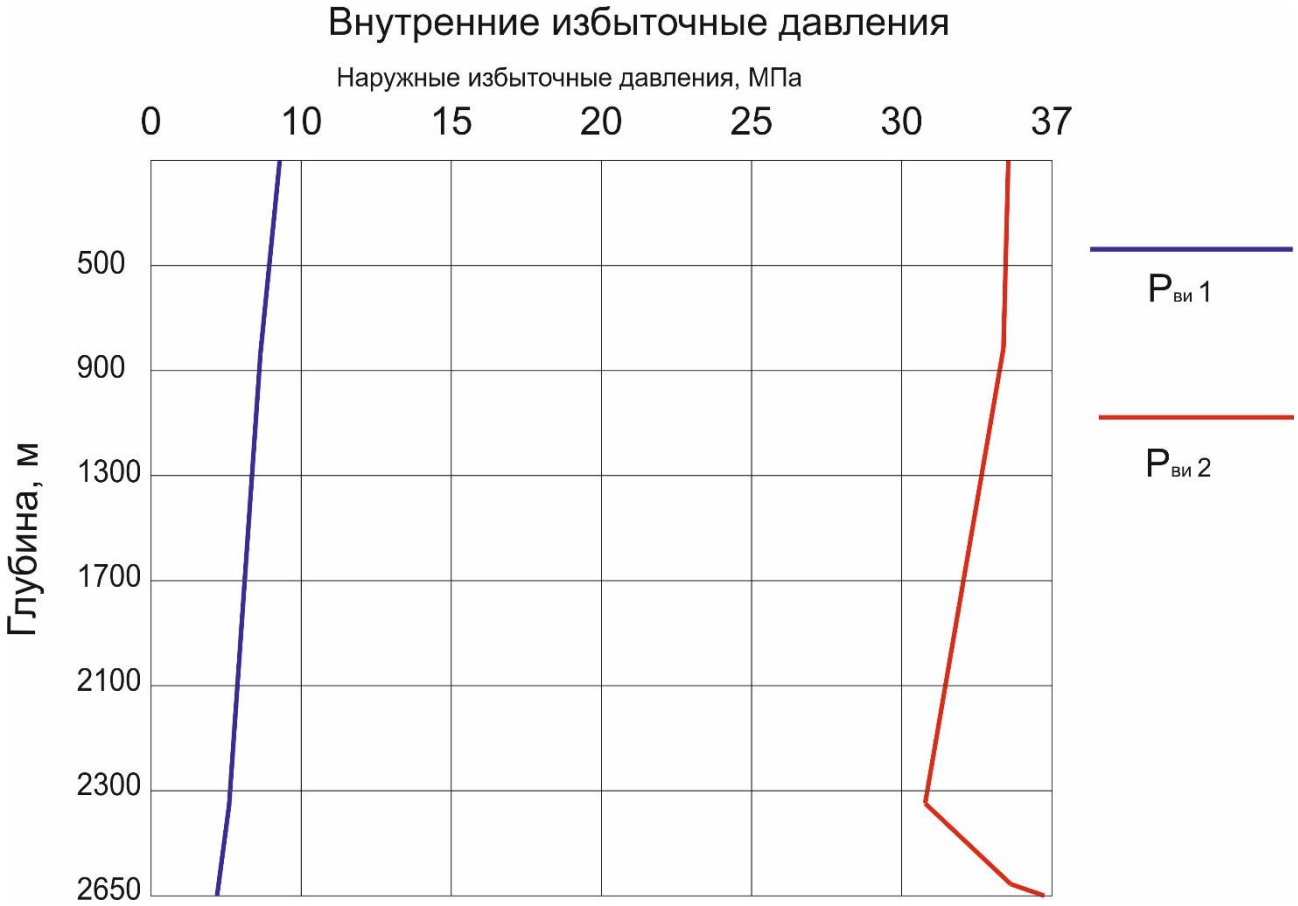

Рисунок 11 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.4 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установ-ки, м
				1м трубы	секций	суммар-ный	
1	Д	7,6	2302	0,350	805,7	805,7	2640-338
2	Д	8,5	236	0,204	48,1	570,6	338-102
3	Д	7,6	102	0,350	35,7	593,6	102-0

2.5 Расчет процессов цементирования скважины

2.5.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0{,}95 * P_{гр}, \quad (1)$$

45 < 46,8 МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.5.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, $м^3$	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, $м^3$
$\rho_{тр}$=1830 кг/$м^3$	14,62	13258	3,64
$\rho_{тробл}$=1400 кг/$м^3$	47,56	25176	11,87
Сумма	62,18	38434	15,51

2.5.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, $м^3$
Буферная	9,06
Продавочная	36,04

2.6 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.6.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 12 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

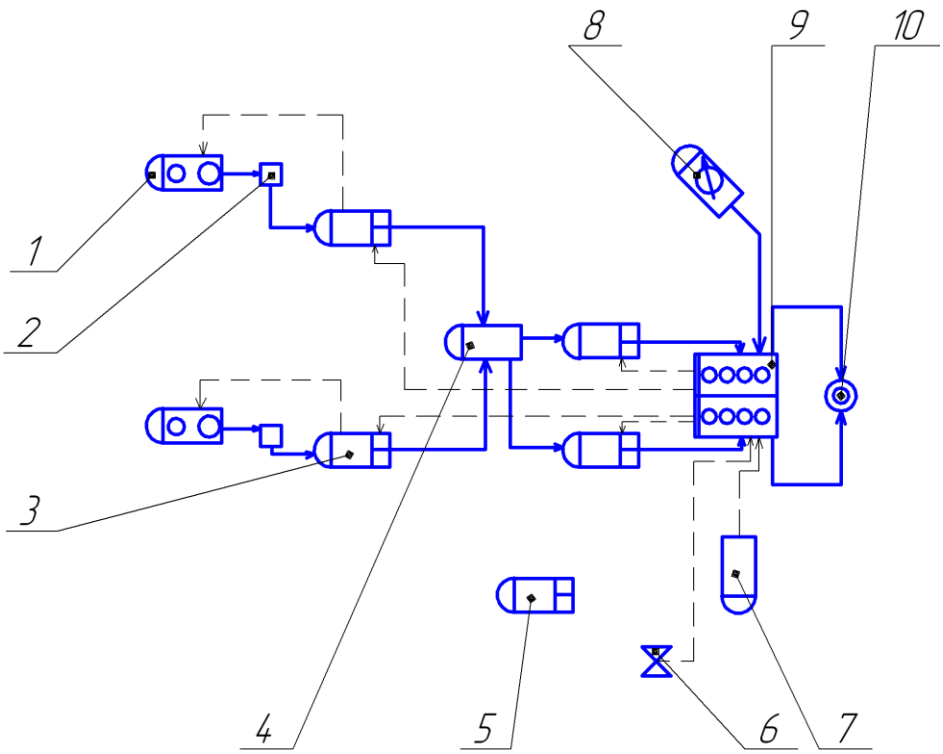

Рисунок 12 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16;
5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

2.6.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 13.

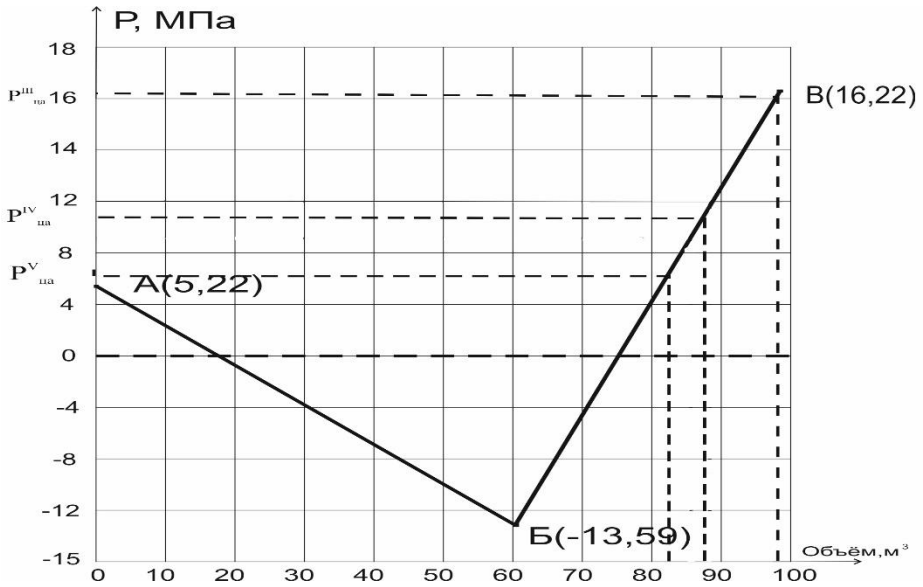

Рисунок 13 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 35 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 35 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м^3
V	84
IV	5
III	9

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{цем}$ составляет 78 мин.

2.6.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-140 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОД -Т140-ОТТМ;
- цементировочная головка типа ОУС –35–245х168;
- разделительные пробки ПРП-Ц-140/146;
- центраторы ЦЦ-1-146/216 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 36).

Таблица 36 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
2330-1210	ЦЦ - 1– 140/216	124

2.6.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК1 – 65х21.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать кумулятивный перфоратор ПК105-Э. Интервал перфорации составляет 6 м. Поскольку мощность пласта составляет 10 м по вертикали, то требуется не менее двух спусков перфоратора для полного вскрытия пласта.

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи струйных аппаратов, которые обеспечивают требуемую депрессию путем снижения давления в подпакерной зоне до значений, меньших гидростатического. Струйный аппарат выполняет функцию насоса, создающего разряжение за струёй на выходе насадки (рисунок 14).

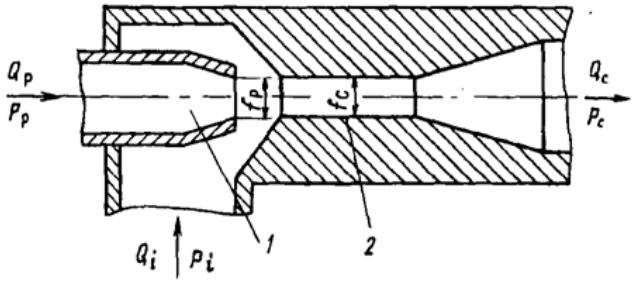

Рисунок 14 – Схема струйного аппарата:

1-рабочая насадка; 2-камера смешивания с диффузором.

2.7 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 59,3 т, а вес бурильной колонны – 88,8 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000/200 ЭУК – 1М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	84	$[G_{кр}]$ / $Q_{бк}$	2,25
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	59,3	$[G_{кр}]$ / $Q_{об}$	3,37
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	93,6	$[G_{кр}]$ / $Q_{пр}$	2,04
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдочного блока, т ($Q_{влб}$)	185	$k_{по}$= $P_о$/ $P_{бо}$ ($k_{по}$>1,25)	10,2
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	84		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	59,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	150		

Расчёт режимов СПО		
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН
2	27	990,16
3	40	622,83
4	26	371,63

3 Специальная часть

Технологии и технические средства для выхода из обсадной колонны

В специальной части рассмотрены методики вырезания «окна» и устройства, позволяющие выполнить необходимые операции. В настоящее время существуют две действующие методики: вырезание участка колонны и фрезерования щелевидного «окна».

Удаление участка обсадной колонны осуществляется универсальным вырезающим устройством (труборез), которое спускается на бурильных трубах в интервал фрезерования. УВУ работают под действием перепада давления промывочной жидкости. После того, как участок обсадной колонны будет полностью вырезан, открытое пространство будет герметизируют цементировочным раствором. Срезка для бурения бокового ствола будет происходить с цементного моста.

В отличие от предыдущей методики, в данной технологии удаляется только часть обсадной колонны, именуемая «окном». Для фрезерования окна используют клин-отклонитель, закрепленный на стартовом фрезе. После его ориентирования и посадки на якорь, натяжением бурильного инструмент срезается транспортировочный болт, тем самым освобождая КНБК и приступают к фрезерованию «окна» (3 метра). Затем углубляются в породу на 4-6 метров (для последующей КНБК на бурение второго ствола).

На данный момент на практике все реже используют технологию вырезания целостного участка обсадной колонны. Так как процесс занимает много времени и средств.

Использование клин-отклонителя уменьшают временные затраты. Также, к преимуществам можно отнести: функциональность (способность за один спуск-подъем осуществить клин-отклонителя и фрезерования окна) и высокую точность ориентирования.

Комбинированный труборез Harpoon Cut and Pull Spear

Для вырезания участка колонны я рассмотрел устройство:

Комбинированный труборез Harpoon Cut and Pull Spear преднозначен для отрезания участка колонны и поднятие на поверхность за один спуск-подьем.

Включает в себя несколько узлов:

Левый байонетный паз – нужен для перевода трубореза из транспортного состояния в рабочий и наоборот.

Зажимы FLEX-LOCK – обеспечивают захват и фиксацию вырезанного участка колонны, активируются только в рабочем состоянии .

Уплотнительный элемент – для центрирования турбореза, также служит вспомогательным элементом при поднятии вырезанного участка на поверхность, активируются только в рабочем состоянии.

Расходные отверстия – для циркуляции и контроля флюида при выбросе

Встроенный ясс – помогает при транспортировке колонны на поверхность, освобождение при затяжках.

После того как труборез спущен на глубину проводимых работ, через левый байонетный паз переключают труборез в рабочее состоянии, фиксируют в колонне и активируют режущие плашки. Плашки разрезают колонну поперек, работая по всему сечению, не смещаясь по вертикали ствола. Режущие плашки могут заменятся в случае износа или заклинки. Встроенные датчики способны автоматически отключить работу плашек при перегреве. Металлическую стружку принимает на себя фильтр со встроенным магнитом.

Извлечение на поверхность вырезанного участка колонны производят натяжением бурового инструмента. Сцепление извлекаемой колонны с турборезом обеспечивают зажимы Flex-Lock. Также при натяжении, в случае не прохода колонны на верх, прибегают к работе яссом.

- Выполнение многократных резательные операции за одну СПО

- Универсальность конструкции – возможность замены рабочих узлов
- Прочная конструкция (позволяет проводить работу яссом, устойчив к гидродинамическим ударам)
- Функция герметизации скважины – возможность контролировать циркуляцию флюида в случае выброса через расходные отверстия.

Технология Trackmaster Plus

Для фрезерования «окна» я рассмотрел клин-отклонитель созданный для технологии Trackmaster Plus. В силу высокой стоимость применяется очень редко. Отличие его в сочетание углов скоса на поверхности плоскости клина-отклонителя.

- Низкий темп набора кривизны на выходе из окна (снижает интенсивность)
- Увеличение КПД фрезерования (за счет наличия углов скоса)
- Наличие опционного паза для извлечения (находится в верхней части)
- Укорочена длина окна за счет увеличенной площади поперечного сечения (окно короче, время на фрезерование затрачено меньше, но полноразмерная секция длиннее)

Изменения затронули и якоря, которые являются упором для клин-отклонителей. Якоря могут извлекаться из скважины. Наличие подвесных плашек помогают не допустить проворота клин-отклонителя за счет сцепления плашек с колонной

В технологии Trackmaster Plus используется фрезы типа Fast Track. Отличается тем, что твердая армированая фаза заменена вставками PDC. При этом временные затраты на фрезерование уменьшаются.

Из двух расмотренных мною способов выхода из обсадной колонны наиболее распространенным является способ с вырезанием щелевидного «окна» при помощи клина-отклонителя и компоновки фрез.

Практикующие технологии вырезания «окна» в стенке обсадной колонны и разработанные конструкции клиньев-отклонителей и фрез для их осуществления не обеспечивают требуемой экономичности или технологичности.

Необходимо разработать новые технологии и технические средства для вырезания щелевидного «окна» в стенке обсадной колонны и позволяющие повысить качество работ, сократить время и снизить затраты на их выполнение.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Проектные данные на строительство скважины

В таблице 38 представлены проектные данные на строительство эксплуатационной вертикальной скважины на Соболином месторождении.

Таблица 38 Проектные данные на строительство скважины

Месторождение	Соболиное
Расположение	Томская область
Назначение скважины	эксплуатационная
Проектная глубина, м	2640
Вид скважины	Наклонно-направленная
Способ бурения	С применением ГЗД
Тип буровой установки	БУ 3200/200 ЭК-БМ

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

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (1)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (2)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60 час}, \quad (3)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60 час}, \quad (4)$$

В таблице 39 представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 39 - данные и результаты расчета СПО

	Кондуктор	эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	2	3
Начальная глубина интервала, H_1(м)	0	740
Конечная глубина интервала, H_2(м)	740	2640
Длина неизменяемой части инструмента (квадрат, турбобур, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	70,06	121,04
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	293	293

Продолжение таблицы 39

Длина свечи, L(м)	25	25
Количество спускаемых свечей, $N_{сп}$(шт)	12,59	228,23
Количество поднимаемых свечей $N_{под}$(шт)	35,4	273,8
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, $T_{1СВ}$(мин)	2,5	2,5
Время спуска свечей, $T_{СП}$(час)	0,52	9,5
Время подъёма свечей, $T_{ПОД}$(час)	1,47	11,4
Время спуско-подъемных операций, $T_{СПО}$(час)	22,9	

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице….

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час}, \quad (5)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час}, \quad (6)$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

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

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

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

Таблиц 40 - данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, H(м)	2640
Продолжительность механического бурения, t_M(час)	249,6
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом , $t_{ПВР}$(час)	40,3

Календарное время бурения, T_K(час)	1090,9

Продолжение таблицы 40

Количество долот, необходимых для бурения скважины, n(шт)	9
Механическая скорость бурения, $V_м$(м/час)	10,5
Рейсовая скорость бурения, $V_Р$(м/час)	8,4
Коммерческая скорость, $V_К$(м/ст.мес)	1742
Средняя проходка на долото по скважине, $h_{ср}$(м)	293

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

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин.

Затраты времени на монтаж, а также строительство и испытание скважины представлены в таблицах 41 и 42.

Таблица 41 - продолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

Вид монтажа	Всего, сут.	В том числе				
		Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание в открытом стволе	Испытание в колонне
Первичный	95,3	30	4	45,4	-	15,9
Передвижка 15 м	64,1	1,6	1,2	45,4	-	15,9
Сдвижка 10-20 м, демонтаж	15	15	-	-	-	-

Таблица 42 – продолжительность бурения и крепления скважины

	Всего, сут.	В том числе		
		Направление	Кондуктор	эксплуатационная
Бурение	32,6	1,1	3,5	28
Крепление	12,8	1,4	3,7	7,7
Всего	45,4	2,5	7,2	35,7

4.2 Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.

Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Общий расчет сметной стоимости геологического задания

Расчет данной сметы сведен в таблицу 43.

Таблица 43 - сметная стоимость сооружения скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема, руб.	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
	Буровые работы (средний показатель за 3 предыдущие скважины)	Скв	1	17633500	17633500
1	Основные расходы				
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1.Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3526700
	2. Буровые растворы	м	2640	45500	120120000
	3.Работы по креплению	ч	283,1	32450	9186595
	4.Испытание и вызов притока	сут	15,9	33450	531855
	5.Геофизические работы (комплекс)			2150000	2150000
	Итого полевых работ: Σ1				**135515150**
	1. Организация полевых работ % 1,2 от Σ 1				1626181
	2. Ликвидация полевых работ % 1,5 от Σ 1				2032727
	Итого расходов А: Σ 2				**139174058**
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1.Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	27834811
	2.Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	18092627

	Итого расходов Б: Σ 3				**45927438**
	Итого основных расходов А+Б				**185101496**
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	25914209

Продолжение таблицы 43

3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	27765224
	Итого по расчету:				**238780929**
4	Компенсируемые затраты				
	1.Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1084121
	2.Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	4175221
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	11133924
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	6958702
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	7163427
ИТОГО себестоимость проекта					**269296324**
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					**317769662**

4.3. Организация производства работ

Строительство скважины на Соболином месторождении будет осуществляться вахтовым методом бригадой вышкомонтажников, буровой бригадой, испытательной бригадой. Общая численность работников 92 человека, в их числе: 4 инженерно-технических работника, в составе вышкомонтажной бригады 26 человек, в состав буровой бригады входит 26 человек, вспомогательный состав буровой бригады 16 человек, В бригаде испытателей 20 человек. Продолжительность одной вахты составляет 28 суток. Непрерывную работу буровой осуществляет буровая бригада. Она включает две смены, каждая продолжительностью 12 часов.

Бригада вышкомонтажников и испытателей работают в одну смену. Численность и квалификационный состав бригады приведен в таблице 44.

Доставка персонала осуществляется авиа- и автотранспортом.

На рабочей площадке расположены:

- Буровая установка и привышечные сооружения
- Рабочий поселок

Рабочий поселок состоит из жилых вагон-домов, вагон-столовой для трехразового питания рабочих, вагон-сауна.

Таблица 44 - Типовой численно-квалификационный состав бригады.

Наименование профессии	**Разряд**	**Число рабочих**
Инженерно-технические работники		

Продолжение таблицы 44

Мастер	-	*2*
Геолог	-	*2*
Итого		*4*
Вышкомонтажная бригада		
Прораб	6	*2*
Монтажник	5	*4*
Монтажник	4	*8*
Тракторист	5	*4*
Тракторист	4	*2*
Сварщик	5	*4*
Электрик	4	*2*
Итого		*26*
Основной состав буровой бригады		
Бурильщик	6	*4*
Помощник бурильщика	5	*8*
Помощник бурильщика	4	*4*
Старший дизелист	6	*2*
Дизелист	5	*4*
Помощник дизелиста	4	*4*
Итого		*26*
Вспомогательный состав буровой бригады		
Повар	4	*2*
Уборщик служебных помещений	-	*2*
Сварщик	5	*2*
Тракторист	5	*2*
Машинист ЦА-320, СМН-20	6	*2*
Электрик	5	*2*
Машинист котельной	3	*4*

Итого		*16*
Бригада испытателей		
Мастер	-	*2*
Бурильщик	5	*4*

4.4. Разработка календарного план-графика строительства скважины

Календарные планы являются основой проектно-технологической и производственно-технологической документации, т.е. документации, разрабатываемой в процессе строительства. При разработке календарных планов технологические процессы (работы) увязываются во времени и пространстве, определяется система поставки и расходования ресурсов, т.е. разрабатываются варианты конкурентоспособных методов организации работ и выбираются наиболее отвечающие конкурентным условиям. Календарный план-график проектируемых работ составлен для определения продолжительности выполнения работ, оптимизации использования времени, для уменьшения затрат времени.

Таблица 45 - График выходов буровой бригады

Бригада	Смены		Месяц																													
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Вахта 1	1	н/м	Отдых																Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д
		ч/м	Д	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Отдых													
	2	н/м	Отдых																Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н
		ч/м	Н	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Отдых													
Вахта 2	1	н/м	Д	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Отдых													
		ч/м	Отдых																Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д
	2	н/м	Н	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Отдых													
		ч/м	Отдых																Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н

Д - дневная смена; Н - ночная смена.

При составлении линейно – календарного плана – графика учитываем, что буровые бригады должны работать непрерывно и пробурить все скважины за запланированное время.

Таблица 46 - План график

Бригады	Месяцы											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Вышкомонтажный цех												
2.Буровая бригада												
3.Бригада освоения												

- монтаж буровой установки вышкомонтажниками

- бурение скважины

- передвижка буровой установки на 5 метров

- освоение скважин

4.5. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности

Одним из критерием увеличения показателей экономической эффективности, и уменьшением затрат на проект является безаварийная

реализация проекта, а также применение новых технологий для более быстрых скоростей строительства скважины, улучшение условий труда, что будет сказываться на экономической эффективности.

Анализируя вышесказанное, можно сделать вывод, что для увеличения прибыли предприятия необходимо предпринять следующие мероприятия:

- организовать своевременное обеспечение буровой бригады необходимым оборудованием, инструментом, материалами;
- скорректировать график работы вышкомонтажных и буровых бригад, чтобы исключить простои из-за несвоевременного монтажа буровой установки;
- вести работы на оборудовании, исключающем остановки из-за климатических условий;
- применять новые технологии и оборудование для передвижки и монтажа буровых установок, которые позволяют монтировать и передвигать буровую установку в минимальные сроки;
- организовать диспетчерские службы и мобильную связь с руководящими работниками, чтобы уменьшить простои из-за ожидания распоряжений;
- проводить производственный инструктаж по внедрению новых приёмов труда;
- уменьшить количество аварий и брака за счёт внедрения нового, наиболее эффективного оборудования и инструмента;
- принять меры по ликвидации текучести кадров, создать условия для прихода на производство молодых, квалифицированных кадров;
- улучшить физиологические и эстетические условия труда, организовать проведение досуга и отдыха в вахтовых посёлках, что повысит производительность труда.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ.

5.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении бурения эксплуатационной вертикальной скважины на Соболином месторождении.

Таблица 47 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
Камеральный этап (работа внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Нервно-эмоциональное напряжение		
	Превышение уровней шума		
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88 Правило устройств электроустановок ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаровзрывобезопасность	

Продолжение таблицы 47

Полевой этап

	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные	
Работа непосредственно на месте ,на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей микроклимата в помещении:

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 48) согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96.

Таблица 48 ─ Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, ^{0}С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение
Холодный	1б	22	19-24	45	15-75	0-0,05	0,1
Теплый	1б	24	20-28	55	15-75	0-0,05	0,1

Все условия микроклимата на рабочем месте имеют оптимальное значения, мероприятий по улучшению условий микроклимата проводить не нужно.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Согласно НТД при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной +10°С и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше +10°С.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях, которые представлены в таблице 49.

Таблица 49 –Погодные условия

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Недостаточная освещенность:

Помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь естественное освещение. Естественное освещение подразделяется на следующие типы: боковое, верхнее и комбинированное (верхнее и боковое).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк.

В таблице 50 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Таблица 50 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения [3]

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г-горизон.) В – вертикальная) и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещённое освещение		Искусственное освещение		
		КЕО $e_н$, %		КЕО $e_н$, %		Освещенность, лк		
		при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при комбинированном освещении		при общем освещении
						всего	от общего	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
конструкторские и проектные организации, научно-исследовательские учреждения								

Превышение уровней шума:

В непосредственной близости от рабочего места могут находиться насосы и двигателя, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.003-83 (1999). Норма для помещения управления составляет 80 дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 60-65 дБА.

Превышение уровней вибрации:

В процессе бурения, рабочие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.003-01.

Мероприятия для устранения превышения уровня вибрации следующие: установка защитного, изолирующего кожуха на двигатель, усиление рамы крепления двигателя к полу.

Таблица 51 - Уровень звукового давления на буровой

Частота, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000
ПДУ для буровых установок, дБ	91	83	77	73	70	68	66

Таблица 52 - Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации

Вибрация	Направление формирования вибрации	Среднегеометрические частоты, Гц									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20 132	7,1 123	2,5 114	1,3 108	1,1 107	1,1 107	1,1 107	1,1 107	-	-
Локальная	по каждой оси	-	-	-	5,0 120	5,0 120	3,5 117	2,5 114	1,8 111	1,3 108	0,9 105

Опасность повышенной запыленности и загазованности рабочей зоны:

В процессе работы всей установки вследствие создаваемой вибрации поднимается и осаждается пыль, также все рабочие механизмы подвергаются смазке маслами, от которых со временем в окружающую среду выделяются вредные вещества, количество которых представлено в таблице 53. ПДК согласно ГОСТ 12.1.005-88.

Таблица 53 ─ Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе.

Наименование веществ	Формула	ПДК	
		% по объему	мг/м^3
Азота окислы (в пересчете на NO_2)	$NO+NO_2$	0,00025	5
Акролеин	CH_2-CH-C-OH	-	0,7
Альдегид масляный	-	-	5
Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные (нефтяные)	-	-	5
Сероводород	H_2S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на С	-	-	300
Формальдегид	CH_2O	-	300
Ангидрид сернистый	SO_2	0,00035	10

Мероприятия для защиты от данного вида вредного воздействия: проводить влажную уборку помещения один раз в неделю и проветривание помещения искусственным и естественным методами.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и другие увечья, которые могут привести к потере трудоспособности.

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса.

Для этого проводят следующие мероприятия:

- Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и прочее).
- Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.

- На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.
- Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание шпинделей, головок, бабок, поперечен и других частей.
- Устанавливают тормозные устройства обеспечивающие остановку. Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.
- Ремонт и проверка оборудования проводится только при отключенных механизмах вращения или перемещения.

Поражение током:

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ. Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;

- Применение предупреждающей сигнализации;
- Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет непроводящий пол ток и имеет невысокую влажность.

Также в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

Пожаровзрывобезопасность:

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте . Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна), класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

Ручные огнетушители необходимо размещать:

- навеской на вертикальные конструкции на высоте не более5 м от уровня поля до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;
- установкой в пожарные шкафы.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК». Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(з);
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 х 1,8 м и 0,5 х 0,5 м.

5.2 Экологическая безопасность

При установке, работе и обслуживании установки создаются воздействия на окружающую среду согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа» (таблица 54).

Таблица 54 - Вредные воздействия на окружающую среду в результате выполнения геолого-технических мероприятий (ГТМ) и природоохранные мероприятия по их устранению

Природные ресурсы	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Повреждение слоя почвы в месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки
	Загрязнение почвы химреагентами, маслами	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработанных химреагентов
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижение установки	Засыпка создаваемых неровностей
Лес и лесные ресурсы	Вырубка лесов, под установку оборудования	Соблюдение норматива отвода земель в заселенных территориях, попенная плата
Вода и водные ресурсы	Вредных воздействий не выявлено	
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения для оборудования
Животный мир	Нарушение мест обитания животных, распугивание вследствие воспроизводимых высоких уровней шумов и вибрации	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении геолого-технических работ, направленных на интенсификацию добычи наиболее вероятным и разрушительным стихийным бедствием, является наводнение во время паводка, а также возгорание рабочих механизмов и оборудования.

Вследствие затопления, устройства автоматики и системы ПБ могут выйти из строя, что приведет к неправильной и неконтролируемой работе оборудования. Последствия могут нести масштабный характер: обрыв водовода высокого давления, вследствие чего вода будет выходить в окружающую среду под высоким давлением (20 МПа), что приведет к нарушению растительного мира. Также могут выйти из строя нагнетательные скважины. Это нарушит работу залежи и пагубно скажется на дальнейшие добычи. При возникновении ЧС руководствоваться правилами Постановления правительства РФ от 15 апреля 2002 г. № 240 «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации розливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».

Вследствие возгорания, может выйти из строя буровая установка. Последствия аварии могут привести к уничтожение всего оборудования, находящегося на кустовой площадке, и на прилегающей территории. При возникновении ЧС руководствоваться правилами Постановления Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. №56 «Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Мероприятия по устранению ЧС затопления :

- ограждать территорию места высокой обваловкой;
- изолировать всю поверхность нижней части блок-бокса от попадания воды;
- своевременно подготавливаться к периоду паводка (проверять состояние обваловки, укреплять ее при необходимости);

- создать бригаду быстрого реагирования со специализированной техникой, которая в случае ЧС может откачать лишнюю воду и вывезти за пределы куста;
- незамедлительно сообщать начальнику участка о возникновении данной ЧС или о возможном ее возникновении;
- в случае возникновения ЧС выключить насосные установки и пустить воду в нагнетательные скважины под приходящим давлением (12 МПа), отключить всю автоматику;
- принять возможные меры по предотвращению ЧС до приезда бригады, в случае несвоевременного обнаружения ЧС удалять лишнюю воду из помещений, занять самую высокую точку для обеспечения собственной безопасности.

5.4 Законодательное регулирование проектных решений

Рабочая смена инженера-технолога состоит из 12 часового рабочего дня или ночи. Рабочее оборудование проходит систематические проверки. Запрещен допуск к работе сотрудников, не имеющих допуск к работам. Согласно трудовому кодексу и коллективному договору общества.

Каждому инженеру-технологу в обязательном порядке выдается 2 комплекта спецодежды, для работы на кустовой площадке.

Кустовая площадка и рабочие помещения снабжены новейшими системами пожарной безопасности (ПБ). Датчики перегрева, короткого замыкания и повышенного давления стоят на всех узлах и во всех помещениях, где это необходимо и сигнализируют о неполадках и выводят данные об ошибке на монитор с точным местом сбоя в системе установки. При необходимости система ПБ автоматически отключается или перекрывает узлы установки, для предотвращения аварии. Проверка системы безопасности необходима каждые три месяца.

За работу в ночное время и работу вахтовым методом, работнику полагается надбавка согласно его месячному окладу. Также предоставляется

горячее питание на промысле, а в случае аварии на установке и выполнения работ по ее устранению в кратчайшие сроки, работнику полагается премия.

Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности представлены в таблице 55.

Таблица 55 - Нормативно-правовые акты

Номер	**Требования безопасности**
1	2
ПБ 08-624–03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
ПБ 08-37-93	Правила безопасности при геологоразведочных работах
ПУЭ от 1.01.03	Правила устройства электроустановок
ГОСТ 12.0.003 - 74	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.007-76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.003-83	Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.012-90	ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.029-80	Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.044-89	Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
СНиП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

Заключение

В ходе проделанной работы на тему: «Технические решения для строительства эксплуатационной наклонно направленной скважины глубиной 2640 метров на Соболином нефтегазоконденсатном месторождении Томской области», проведены обоснования и расчёты по всем частям.

В геологической части подробно рассмотрены геологические условия бурения скважины, географические и экономические условия района буровых работ, а также газонефтеводоносность по разрезу скважины и вероятные осложнения; указаны исследовательские работы.

В технологическом разделе произведены все расчёты, требуемые для проектирования конструкции скважины, а именно: выбор и обоснование конструкции скважины, обоснование и расчёт профиля скважины, разработаны данные по её углублению, спроектированы процессы закачивания и цементирования скважины, расчёт избыточных давлений, и произведён выбор буровой установки.

В специальной части подробно рассмотрена технология выхода из обсадной колонны, применяемые устройства, предложения по совершенствованию базовой технологии.

В экономической части приведены проектные данные на строительство скважины, рассчитана сметная стоимость материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов, также описаны организация производства работ и мероприятия по улучшению экономической составляющей, что позволяет существенно увеличить прибыль предприятия.

В разделе «Социальная ответственность» мы рассмотрели вопросы производственной и экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также мероприятия по их реализации.

Список использованных источников

1.Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М.: 1999.

2.Дихтярь, Т.Д. Учебно-методическое пособие по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Т.Д. Дихтярь, А.Н. Попов. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 40 с.

3. Булатов, А.И. Проектирование конструкций скважин [Текст]: учеб. пособие / А.И. Булатов, Л.Б. Измайлов, О.А. Лебедев. – М.: Недра, 1984. – 125 с.

4.Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101: ввод в действие с 18.12.13. – М.: 2013. – 145 с.

5. ГОСТ 13862-90. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции. [Текст]: введ. 92-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 1992. – 23 с.

6. Булатов, А.И. Технология промывки скважин [Текст]: учебник / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1981. – 301 с.

7. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин [Текст]: справочник. – М.: Недра, 1997. – 648 с.

8. Акбулатов, Т.О. Расчет гидравлической программы проводки скважин [Текст]: учеб. пособие / Т.О. Акбулатов. – Уфа: УГНТУ, 2003. – 48 с.

9. Соловьев, Е.М. Заканчивание скважин [Текст]: учебник / Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1985. – 196 с.

10. Абрамов, Г. С. Телеизмерительные системы с электромагнитным каналом связи для точнонаправленного бурения нефтегазовых скважин Западной Сибири. Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук, 1998.

11. Конесев, Г.В. Методическое руководство по расчету бурильных колонн [Текст]: учебник / Г.В. Конесев, Н.М. Филимонов – Уфа: УНИ, 1985. – 76 с.
12. Российская Федерация. Законы о промышленной безопасности опасных производственных объектов [Текст]: Федер. закон № 116-ФЗ: принят 21.07.97 (ред. от 04.03.2013, с изм. и доп., вступающими в силу с 01.07.2013).
13. Панов, Е.Г. Охрана труда при разработке нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебник / Е.Г. Панов. – М.: Недра, 1982. – 112 с.
14. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности [Текст]: НПБ 105-95: утв. Гл. гос. инспектором Рос. Федерации по пожарному надзору: ввод в действие с 01.01.96. – М.: ГУ ГПС МВД России, 1996. – 16 с.
15. Учебно-методические указания по выполнению дипломного проекта поспециальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Р.А. Исмаков [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 16 с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
17. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.– М.: недра, 1996.
18. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987. – 280 с.
19. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1990. – 388 с.
20. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: ВНИИТнефть, 2003г. – 144 с.
21. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие/под ред. А. Г. Калинина. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2001.
22. Редутинский Л.С. Расчёт параметров цементирования обсадных колонн. Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 46 с.

23. Сароян А.Е. Трубы нефтяного сортамента. –М.: Недра, 1987. – 488 с.