

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

Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2600 метров на Оленьем нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.323:622.243.23(24:181 m 2600)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б2С2	Мирзабеков Р.Н.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Т.С	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.О. Зав.кафедрой	Ковалев А.В.	к.т.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

Министерство 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:

Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б2С2	Мирзабеков Р.Н.

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2600 метров на Оленьем 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 Оленьему 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; содержание процедуры исследования, проектирования,	1. Общая и геологическая часть 2. Технологическая часть 3. Специальная часть 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	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	Старший преподаватель Глызина Т.С.
Социальная ответственность	Инженер Грязнова Е.Н.
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	Ковалев А.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б2С2	Мирзабеков Р.Н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С2	Мирзабеков Расим Надирович

Институт	ИПР	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Данные по строительству скважин на Оленьем месторождении</i>	<i>Расчет техник-экономических показателей</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Сроки строительства скважины</i>	<i>Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.</i>
2. <i>Сметная стоимость сооружения скважины</i>	<i>Нормативная карта. Составление линейного-календарного графика. Расчет сметной стоимости сооружения скважины</i>

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
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Мирзабеков Расим Надирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С2	Мирзабеков Расим Надирович

Институт	ИПР	Кафедра	бурения скважин
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2600 метров на Оленьем нефтяном месторождении (Томская область). Область применения: для строительства нефтяных и газовых скважин.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты.	1 Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – превышение уровней шума и вибрации; – тяжесть физического труда; – повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися; – отклонение показателей микроклимата в помещении; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – повешенная запыленность рабочей зоны; – утечки токсических и вредных веществ в рабочую зону. – превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений; – предлагаемые средства защиты
1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, источники, средства защиты).	1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы

	производственного оборудования; – расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); – электрический ток; – статическое электричество; – пожароопасность;
2. Экологическая безопасность: - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками НТД по охране окружающей среды.	2. Экологическая безопасность: – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС на объекте – выбор наиболее типичной ЧС: - пожар – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Мирзабеков Расим Надирович		

РЕФЕРАТ

Объектом работы является нефтяная наклонно-направленная скважина Оленьего нефтяного месторождения.

Цель работы – разработка технологии строительства нефтяной наклонно-направленной скважины глубиной 2600 метров на Оленьем.

В результате работы спроектировано технологическое решение по строительству наклонно-направленной скважины глубиной 2600 метров, конструкция скважины, технология проведения и технология закачивания скважины глубиной 2600 метров.

Достигнутые результаты: сроки сооружения скважины уменьшены, уменьшены затраты на строительство скважины за счет конструкции забоя .

Для выполнения работы были взяты геологические материалы Оленьего месторождения.

При выполнении дипломной работы были учтены современные достижения в области технологии и строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа:

_ 90 страниц, _18 рисунков, _ 50 таблиц

_ 24 источника

2 листа графического материала

Презентация в формате PowerPoint.

Ключевые слова: буровая вышка, эксплуатационная колонна, кондуктор, породоразрушающий инструмент, режим бурения, эксплуатационный забой, конструкция скважна, буровой раствор(бр), цементеровочная техника, цементеровочная головка, продуктивный пласт, цементирование, испытание, освоение.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Скважина - цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- РУО – раствор на углеводородной основе;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ФБР – фильтрат бурового раствора

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 10.07.2012г.
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.
15. Должностная инструкция инженера по бурению

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
1.1.Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	13
1.2. Геологические условия бурения	15
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения	17
1.4. Зоны возможных осложнений	21
1.5. Исследовательские работы	22
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	23
2.2. Обоснование конструкции скважины	24
2.2.1.Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	24
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений	25
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	26
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	26
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	26
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	27
2.3. Углубление скважины	28
2.3.1. Выбор способа бурения	28
2.3.2.Выбор породоразрушающего инструмента	28
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	29
2.3.4. Расчёт частоты вращения долота	29
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	30
2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора	31
2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	33
2.3.8.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	36
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины	37
2.3.10.Технологические средства и режимы бурения при отборе керна	38
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	39
2.4.1. Расчет обсадных колонн	39
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	39
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	42
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	45
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	46
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн	46
2.4.2.2.Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	46
2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей	46
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины	47
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества	

цементировочного оборудования	47
2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	47
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн	48
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	49
2.5. Выбор буровой установки	49
 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	
Бурильные трубы с внутренним покрытием	51
 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
4.1. Сводная смета на строительство скважины	57
4.2. Календарный график проведения проектируемых работ	59
4.3. Организационно-технический план мероприятий по повышению производительности и снижению себестоимости	63
 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	
Введение	66
5.1. Производственная безопасность	67
5.1.1. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	68
5.1.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	73
5.2. Экологическая безопасность	78
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	80
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
 ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
 СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	88
 ПРИЛОЖЕНИЕ А	90
 ПРИЛОЖЕНИЕ Б	92
 ОПТИЧЕСКИЙ ДИСК С ЭЛЕКТРОННОЙ ВЕРСИЕЙ ВКР	

ВВЕДЕНИЕ

Один из важнейших факторов повышения качества – является строгое соблюдение проекта по бурению наклонно направленных скважин.

Бурение скважин является самой дорогой отраслью нефтегазодобывающей промышленности, и лишь в последние годы данная отрасль начала технически развиваться, начала совершенствоваться техника, началось внедрение новых технологий, разумная организация производственного процесса.

Благодаря техническому прогрессу происходят улучшения многих показателей по бурению и освоению скважин. Техничко-экономические постоянно повышаются, достигается это внедрение новых буровых установок с более широким функционалом , они много мощнее своих предшественников, повышается качество используемых материалов, а так же усовершенствование способов бурения. Очень важным фактором является автоматизация работ и облегчение труда буровиков на буровой и увеличение скорости работы.

Целью дипломного проекта является проектирование скважины на Оленьем нефтяном месторождении, глубиной 2600 метров .

1. ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование данных	Характеристика
Площадь (месторождение)	Оленье
Административное положение Республика Область (край) Район	Россия Томская Каргасокский
Температура воздуха, градус: среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	- 1 +36 - 50
<i>Среднегодовое количество осадков, мм</i>	500
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1.0-1.5
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	244
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	188
Азимут преобладающего направления ветра, град	45
Рельеф местности	расчленённая рванина
Состояние местности	заболочена на 40-70%
Растительный покров	болото, лес представлен сосной, осиной, берёзой
Толщина почвенного слоя, см	10
Толщина снежного покрова, см	40-100
Водоснабжение	Артезианская скважина, водовод диаметром 0,073 метра в две нитки на по поверхности земли, теплоизолирован.
Местные стройматериалы	Карьер, грунт 2 категории

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПKN-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	автотранспорт по дороге с твёрдым покрытием автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Пионерный (50 км) Новый Васюган (85 км) Катыльга (30 км)

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

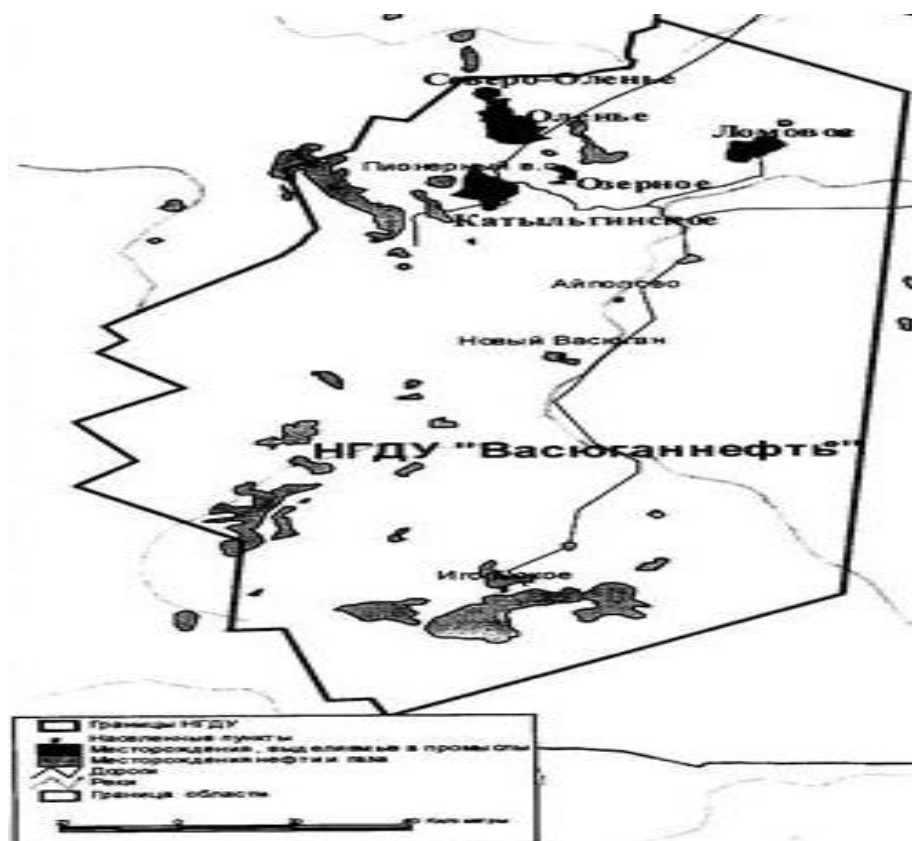


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

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 деление разреза.		Коэффициент кавернозности
от	до	Название	Индекс	
0	20	Четвертичные отложения	Q	1,2
20	210	Некрасовская свита	P _{g3} – N nk	1,2
210	430	Чеганская свита	P _{g2} – P _{g3} cg	1,2
430	560	Люлинворская свита.	P _{g2} ll	1,2
560	610	Талицкая свита.	P _{g1} tl	1,2
610	780	Ганькинская свита.	K ₂ gn	1,2
780	840	Славгородская	K ₂ sl	1,4
840	910	Ипатовская свита	K ₂ ip	1,4
910	920	Кузнецовская свита.	K ₂ kz	1,4
920	1710	Покурская свита.	K ₁₋₂ pk	1,4
1710	1766	Алымская свита.	K ₁ al	1,4
1766	2176	Вартовская свита.	K ₁ vr	1,4
2176	2350	Тарская свита	K ₁ tr	1,2
2350	2455	Баженовская свита	J ₃ bg	1,2
2455	2600	Васюганская свита	J ₃ vs	1,2

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	20	Почвенно – растительный слой. Пески серые и тёмно – серые, буровато – серые мелкозернистые, полимиктовые, с прослоями глин и суглинков
P _{g3} -N nk	20	210	Пески серые и желтовато – серые кварцевые, кварц – полевошпатовые. Глины серые, тонкослоистые, песчано – алевроитистые.
P _{g2} - P _{g3} cg	210	430	Глины тёмно – тёмно серые, голубовато зелёные, с прослоями песков серых и светло – серых, кварцевых.

Продолжение таблицы 4

Pg ₂ ll	430	560	Глины желтовато – серые, разномзернистые, слабоуплотнённые с частыми прослоями серых глин песчано – алевролитовых с включениями древесных растительных остатков.
Pg ₁ tl	560	610	Глины тёмно – серые, до чёрных, вязкие, жирные, с прослоями песчаников мелкозернистых полевошпатово – кварцевых.
K ₂ gn	610	780	Глины серые, зеленовато – серые, песчано – алевролитистые, известковистые, плотные с редкими прослоями песчаника, глинистого алевролита.
K ₂ sl	780	840	Глины тёмно – зелёные, серые, опоковидные, плотные, тёмно – серые, с линзами слабосцементированных песчаников и глинистых разномзернистых песков.
K ₂ ip	840	910	Глины серые. тёмно – серые, опоковидные, плотные, тёмно – серые, с линзами слабосцементированных песчаников и глинистых разномзернистых песков
K ₂ kz	910	920	Глины тёмно-серые, тонкополосчатые, листоватые, плотные
K1-2 pk	920	1710	Чередования песчаников, глин, алевролитов, аргиллитоподобных глин, редко известняков с включениями мелких углефицированных растительных остатков.
K1 al	1710	1766	Аргиллиты серые, плотные; песчаники глинистые, серые, тёмно – серые, мелкосреднезернистые, кварц полевошпатные, нередко с тонкими прослоями и линзами аргиллитов и алевролитов.
K1 vr	1766	2176	Чередования песчаников, аргиллитов и алевролитов
K1 tr	2176	2350	Песчаники серые, мелкозернистые, слюдистые, кварц – полевошпатные, от известковистых до известковых, среднекрепкие. Аргиллиты тёмно – серые, известковистые, массивные, средней крепости.
J3bg	2350	2455	Аргиллиты тёмно – серые до чёрных, участками алевролитистые, известковые крепкие; песчаники серые, светло – серые, мелко и среднезернистые,
J3vs	2455	2600	Переслаивание аргиллитов серых, тёмно – серых алевролитистых, косослоистых и кварц полевошпатовых и алевролитов серых.

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлены в таблице 7 и 8.

Таблица 5 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Индекс стратигра- фическог о подраз- деления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость %	Твердость, кгс/мм ²	Сплошность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации
	от	до											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	20	пески глины	2,0 2,2	- 30	2500 0	5 90	0 0		- 10	2 4	10 04	мягкая мягкая
Pg ₃ -N nk	20	210	глины пески	2,22,0	30	0 1000	90 10	0 0		25 -	4 2	04 10	мягкая мягкая
Pg ₂ - Pg ₃ cg	210	430	глины пески	2,22,0	25	0 50	100 10	0 0		25 -	4 2	04 10	мягкая мягкая
Pg ₂ ll	430	560	глины пески	2,22,1	10 15	0 5	100 50	0 0		10 10	4 3	04 06	мягкая мягкая
Pg ₁ tl	560	610	глины алевролиты	2,22,1	25 15	0 10	95 50	0 0		25 10	4 3	04 06	мягкая мягкая

Продолжение таблицы 5

K ₂ gn	610	780	глины алевролиты	2,22,2	20 21	0 15	90 20	10 10		30 35		04 06	мягкая мягкая
K ₂ sl	780	840	глины песчаники пески	2,22,1 2,0	20 21	0 20 20	95 10 10	3 3 3		30 35 -	4 3 2	04 10 10	мягкая мягкая мягкая
K ₂ ip	840	910	глины пески	2,22,1	20	0 50	100 5	2 2		30 35		04 10	мягкая мягкая
K ₂ kz	910	920	глины	2,2	20	0	90	10		40			мягкая
K ₁₋₂ pk	920	1710	песчаники глины алевролиты аргиллиты	2,12,3 2,2 2,3	25 15 18 13	500 0 100 0	10 95 15 95	5 3 4 3		100 50 100 80	4 4 3 3	10 04 10 06	средняя средняя средняя средняя
K ₁ al	1710	1766	аргиллиты песчаники	2,42,2	12 24	0 300	97 5	3 3		100 150	3 3	06 10	средняя средняя
K ₁ vr	1766	2176	песчаники алевролиты аргиллиты	2,22,3 2,4	22 16 12	200 100 0	15 15 95	2 2 2		150 140 100	3 4 3	10 10 06	средняя средняя средняя
K ₁ tr	2176	2350	песчаники аргиллиты	2,22,4	22 12	300 0	10 95	3 3				10 06	средняя средняя
J ₁ bg	2350	2455	аргиллиты песчаники	2,42,2	10 15	0 200	90 5	5 0		150 20	4 4	06 10	средняя средняя
J ₁ vs	2455	2600	аргиллиты алевролиты	2,42,3	5 15	0 10	95 10	0 0		20 25	4 3	04 03	твёрдая средняя

Таблица 6 - Давление и температура по разрезу скважины.

Индекс стратигр- афическог о подраз- дела	Интервал, м		Градиент								Темп- е- ратура в кон- це инт- ервала, °C
	от	до	Пластового давления, кгс/см²на м		Порового давления, гс/см²на м.		Гидрораз- рыва пород, кгс/см² на м		Горного давления , кгс/см² на м		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	20	0,0	0,100	0,0	0,100	0,0	0,2	0,0	0,21	20
Pg ₃ -N nk	20	210	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,21	0,22	23
Pg ₂ - Pg ₃ cg	210	430	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	23
Pg ₂ ll	430	560	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	23
Pg ₁ tl	560	610	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	31
K ₂ gn	610	780	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	34
K ₂ sl	780	840	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	34
K ₂ ip	840	910	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	37
K ₂ kz	910	920	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	37
K ₁₋₂ pk	920	1710	0,10 1	0,101	0,101	0,101	0,18	0,18	0,22	0,23	65
K ₁ al	1710	1766	0,10 2	0,102	0,102	0,102	0,18	0,18	0,24	0,22	68
K ₁ vr	1766	2176	0,10 2	0,102	0,102	0,102	0,18	0,18	0,23	0,23	84
K ₁ tr	2176	2350	0,10 2	0,102	0,102	0,102	0,18	0,18	0,23	0,23	86
J ₁ bg	2350	2455	0,10 2	0,102	0,102	0,102	0,17	0,17	0,23	0,23	86
J ₁ vs	2455	2600	0,10 2	0,102	0,102	0,102	0,17	0,17	0,23	0,24	87

Таблица 7 - Характеристика водоносности.

Индекс стратиграфического подраздела	Интервал, м		Свободный дебит м³/сут	Тип коллектора.	Химический состав воды в г/л - эквивалентной формы					
					Анионы			Катионы		
	От	до			Cl⁻	SO₄⁻	HCO₃⁻	Na⁺	Mg ₊₂	Ca ₂ ⁺
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12
K ₁₋₂ рк	920	1710	50-300	поров	98,6 6	0,00 4	1,33	96,6	1,19	2, 2
K1	1746	1766	1-20	поров	98,6 8	0,03 9	1,29	73,4	6,20	20 ,3
K1	2250	2310	2,2-2,8	поров	98,8 0	-	1,49	70,3	1,47	28 ,1

Таблица 8- Характеристика нефтеносности.

Индекс стратиграфического подраздела	Интервал, м.		Тип коллектора	Плотность в пластовых условиях г/см ³	Подвижность, дарси на сантиметр	Содержание серы, %	Свободный дебит, м ³ /сут.	Газовый фактор, м/м ³	Отношение по возд. плотности газа.
	от	до							
Ю ₁	2430	2540	поровый	0,74	<0,03	0,6	160	30-40	1,3

Планируется разработка нефтеносного пласта Ю₁ в интервале 2430-2540 м.

1.4. Зоны возможных осложнений

Таблица 9 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Условия возникновения
от	до		
0	600	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт больше 20 % сверх гидростатического давления
0 780 2430	600 2150 2600	Осыпи и обвалы стенок скважины	Соблюдение технологии скорости бурения и СПО, проработка ствола скважины, промывка, увеличение плотности бурового раствора и снижение водоотдачи промывочной жидкости
920 1766	1766 2220	Водопроявление	Снижение противодавления на пласт до гидростатического, несоблюдение проектных параметров бурового раствора
2430	2440	Нефтепроявление	
0 780 2350	600 2166 2425	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение режима промывки, недостаточная очистка скважины от выбуренной породы. Несоблюдение параметров раствора. Оставление бурового инструмента без движения. Установления плотности бурового раствора выше проектной. Несоблюдение параметров раствора (плотности, водоотдачи)

Осложнения, описанные в таблице 9 являются типичными для данных горных пород. Для предотвращения их уходит большое количество времени и затрат. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

1.5. Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	600	Стандартный каротаж	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
600	2600	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1.Обоснование и расчёт профиля (траектории) скважины

В настоящее время в Западной Сибири самым распространенным типом профиля является четырехинтервальный тип профиля, который включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации и участок уменьшения зенитного угла.

Таблица 11 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля		четырёхинтервальный									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м				2600	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м				-		
Глубина вертикального участка скважины, м				100	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град				0,15		
Отход скважины, м				823	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				0,015		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град				-		
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	100	100	0	0	0	0	0	0	100	100

Продолжение таблицы 11

2	100	257	157	0	33,8	33,8	0	24,32	100	262	162
3	257	1561	1304	33,8	577,9	544,11	24,3 2	24,32	262	167 9	141 7
4	156 1	2600	1039	577, 9	823	245,13	24,3 2	2,28	167 9	275 7	107 8
Ито го	Σ		2600	Σ		823	-	-	Σ		275 7

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

На выбор конструкции забоя влияет строение пласта, его коллекторские свойства, состав содержащихся в нём жидкостей и газов, число продуктивных пластов и коэффициенты аномальности пластовых давлений. Принимая во внимание, что устойчивость призабойной зоны равна 61,9 МПа, выбираем конструкцию закрытого забоя.

При бурении данной скважины выбираем следующий способ вскрытия продуктивного пласта: продуктивный пласт перебуриваем на 70м, спускаем обсадную колонну до забоя и цементируем. Для сообщения обсадной колонны с продуктивным пластом её перфорируем. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

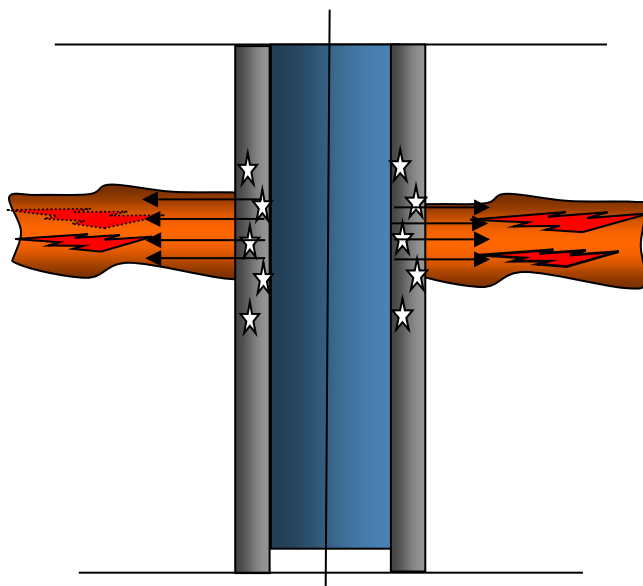


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 3.

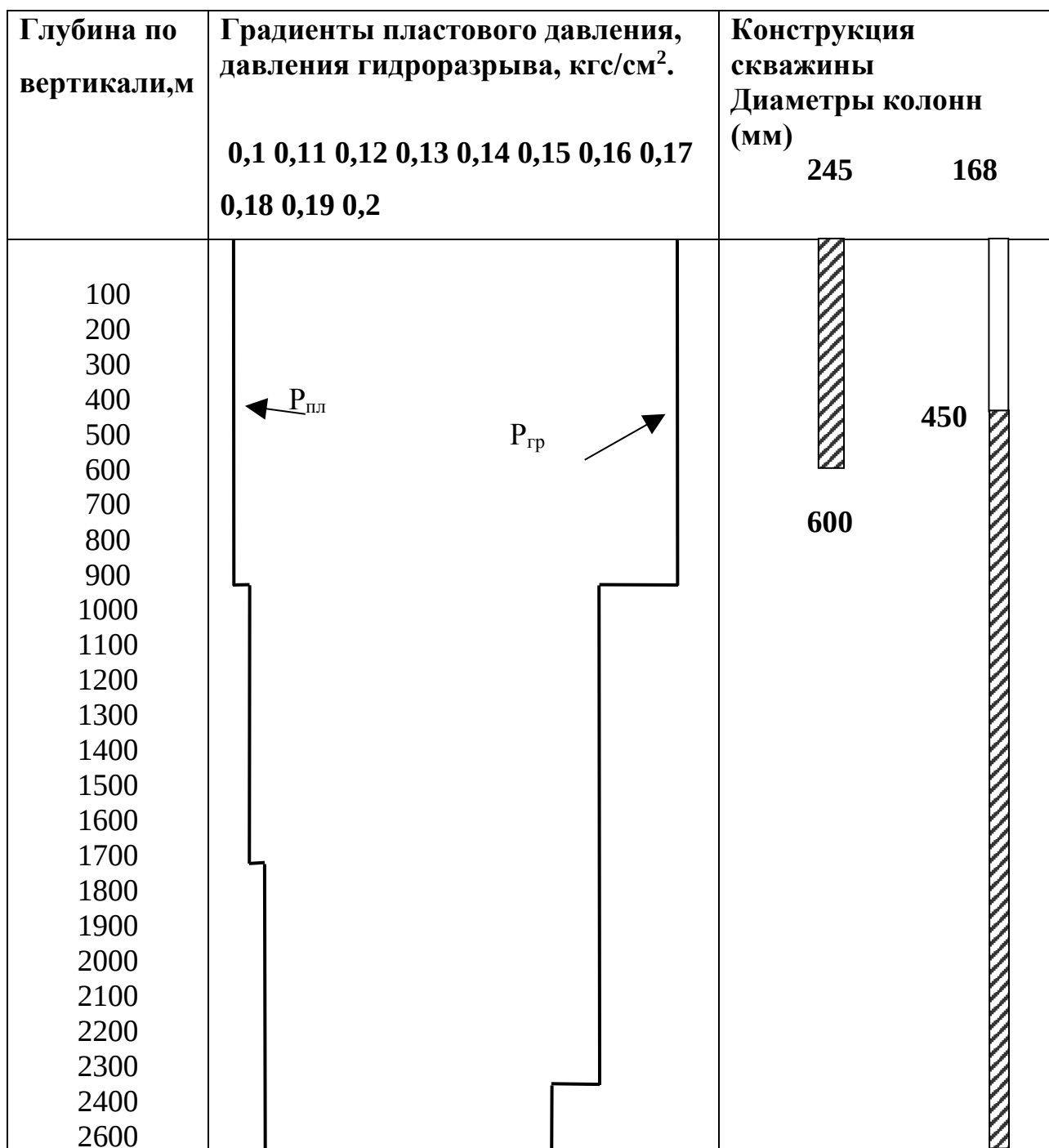


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что интервалы несовместимых условий отсутствуют, следовательно, нет необходимости в спуске промежуточных (технических) колонн. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 475,39 метров, но так как в интервале 0-600 метров ожидаются интенсивные осыпи, обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, прихваты, то проектируем спуск кондуктора на глубину 600 метров – по вертикали, 639 метров – по стволу.

Глубина спуска эксплуатационной колонны по вертикали 2600 метров с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 70 метров.

Исходя из геологических характеристик и совмещённого графика давлений, запроектирована следующая конструкция скважины: кондуктор, эксплуатационная колонна.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 600 метров;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 450 – 2600 метров.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из ожидаемого притока нефти 160 м³/сут, принимаем диаметр эксплуатационной колонны 168,3 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Кондуктор	244,5	295,3
ЭК	168,3	215,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 4.

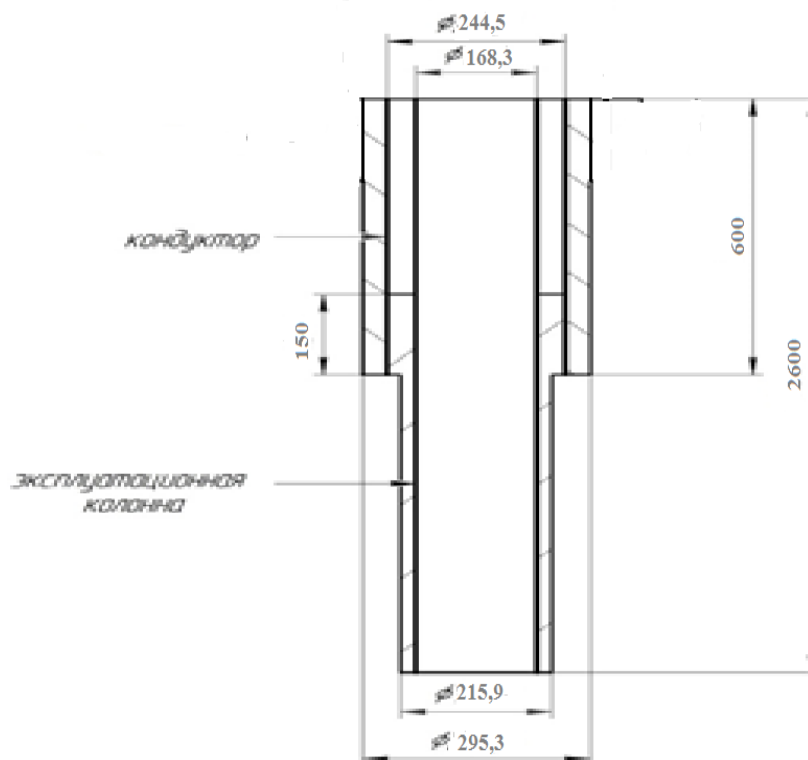


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 7,6 МПа.

По правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности проектируем при вскрытии пласта ПВО ОП 5 - 280/80×35 (280-диаметр проходного отверстия, мм; 80-диаметр проходного отверстия манифольда, мм; 35-рабочее давление, МПа). Схема состоит из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Выбираем колонную головку по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. Давление на устье скважины при опрессовке составит 7,6 МПа. Следовательно, для обвязки устья скважины принимаем колонную головку ОКК1-14-168х245 с рабочим давлением 14 МПа.

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-600	Кондуктор	С применением ГЗД (турбобур)
600-2600	Эксплуатационная колонна	

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

За основу выбора долот положены физико - механические свойства пород и литологический разрез. Рациональным типом долот данного размера является такой тип, который при бурении в конкретных геологических условиях обеспечивает минимум эксплуатационных затрат на 1 метр проходки. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «МГПК». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-600	600-920	920-2600
Шифр долота		III 295.3 М-ГВ	III-215,9 МС-ГВ	III-215,9 СЗ-ГВ
Тип долота		шарошечные		
Диаметр долота, мм		295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М	М,С	С,Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	з-152	з-117	з-117
	API	Reg	Reg	Reg
Длина, м		0,38	0,3	0,3
Масса, кг		75	38	33,5
G, тс	Рекомендуемая	10	6	6
	Предельная	20	16	16
n, об/мин	Рекомендуемая	200	200	200
	Предельная	400	400	400

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу. Наиболее эффективное разрушение породы на забое происходит в том случае, когда осевая нагрузка обеспечивает на контакте долота с породой, напряжение, превышающие твердость горной породы.

Таблица 15 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-600	600-920	920-2600
Исходные данные			
α	0,8	0,8	0,7
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	250	400	1000
$D_{д}, \text{см}$	29,53	21,59	21,59
k_T	25	40	100
$D_c, \text{мм}$	13	12	10
$q, \text{кН/мм}$	19,6	29,4	49
$G_{пред}, \text{кН}$	47	25	25
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	59,6	64,77	107,95
$G_2, \text{кН}$	55	65	162
$G_3, \text{кН}$	47	25	25
$G_{проект}, \text{кН}$	59	65	162

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Эффективное разрушение горной породы при бурении происходит при условии, что время контакта рабочих элементов долота с породой было не меньше времени, которое необходимо для того, чтобы нагрузка достигла такой величины, которая необходима для разрушения породы.

Время контакта зуба долота с породой для шарошечных долот определяется шагом зуба и скоростью вращения долота. Если время контакта будет меньше времени разрушения породы, то процесс деформации будет протекать не полностью и разрушение будет носить усталостный характер, не смотря на то что осевая нагрузка будет достаточной.

Таблица 16 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-600	600-920	920-2600
Исходные данные				
$V_{л}, \text{ м/с}$		2,8	2,8	1,8
D_d	м	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	295,3	215,9	215,9
$\tau, \text{ мс}$		6	5	5
z		22	18	18
α		0,8	0,8	0,7
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$		181	248	159
$n_2, \text{ об/мин}$		295	361	361
$n_3, \text{ об/мин}$		493	360	374
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		181	250	160

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

На основании полученных значений для бурения под кондуктор выбирается турбобур ТСП–240, для бурения под эксплуатационную колонну турбобур 3ТСП – 195, для вскрытия продуктивного горизонта в интервале 2250 – 2600 метров винтовой забойный двигатель Д1-195.

В таблице 17 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 17 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-600	600-2600
Исходные данные			
D_d	м	0,2953	0,2159
	мм	295,3	215,9
$G_{oc}, \text{ кН}$		59	110
$Q, \text{ Н*м/кН}$		1	1
Результаты проектирования			
$D_{зд}, \text{ мм}$		240	195
$M_p, \text{ Н*м}$		2091	2860
$M_o, \text{ Н*м}$		2050	1500
$M_{уд}, \text{ Н*м/кН}$		35,44	26

В таблице 18 приведены технические характеристик запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 18 – 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
ТСШ-240	0-600	240	9,74	2000	52	440	2,05
ЗТСШ-195	600-2250	195	25,7	4790	30	380	1,5
Д1-195	2250-2600	195	7,675	1350	25	80	3,1

2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Промывочная жидкость должна обеспечивать отчистку забоя от шлама и транспортировку его на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенкой скважины. Также расход промывочной жидкости проектируется с учетом недопущения размыва стенок скважины, гидроразрыва пластов и обеспечения необходимой скорости истечения жидкости из насадок долота. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 19 и 20.

Таблица 19 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-600	600-2600
Исходные данные		
D_d , м	0,2953	0,2159
K	1,5	1,5
K_k	0,65	0,65
$V_{кр}$, м/с	0,5	0,5
V_m , м/с	0,005	0,005
$d_{от}$, м	0,147	0,147
$d_{мах}$, м	0,236	0,173
$d_{нмах}$, м	0,015	0,015
n	3	3
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5

Продолжение таблицы 19

$V_{\text{кпмах}}, \text{ м/с}$	1,5	1,5
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	1,28	1,32
$\rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	1,12	1,08
$\rho_{\text{п}}, \text{ г/см}^3$	2,4	2,4
Результаты проектирования		
$Q_1, \text{ л/с}$	34	18
$Q_2, \text{ л/с}$	46	16
$Q_3, \text{ л/с}$	37	20
$Q_4, \text{ л/с}$	26	26
$Q_5, \text{ л/с}$	26	10
$Q_6, \text{ л/с}$	72	13
Дополнительные проверочные расчеты		
$Q_{\text{табл}}, \text{ л/с}$	63	35
$\rho_{\text{табл}}, \text{ кг/м}^3$	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}, \text{ кг/м}^3$	1120	1080
$M, \text{ Н*м}$	14480	10500
$M_{\text{табл}}, \text{ Н*м}$	6538	3703
m	0,8	0,8
n	2	1
$Q_{\text{н}}, \text{ л/с}$	30	30
$Q_{\text{пров1}}, \text{ л/с}$	64	32
$Q_{\text{пров2}}, \text{ л/с}$	40	17

Таблица 20 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-600	600-2600
Исходные данные		
$Q_1, \text{ л/с}$	34	18
$Q_2, \text{ л/с}$	46	16
$Q_3, \text{ л/с}$	37	20
$Q_4, \text{ л/с}$	26	26
$Q_5, \text{ л/с}$	26	10
$Q_6, \text{ л/с}$	72	13
Области допустимого расхода бурового раствора		
$\Delta Q, \text{ л/с}$	40	17
Запроектированные значения расхода бурового раствора		
$Q, \text{ л/с}$	64	32
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)		
$Q_{\text{тн}}, \text{ л/с}$	63	35
$\rho_1, \text{ кг/м}^3$	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}, \text{ кг/м}^3$	1120	1080

Продолжение таблицы 20

M_{TM}, H^*M	14480	10500
M_{TB}, H^*M	6538	3703

2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Конструкция бурильной колонны определяется условиями бурения и конструкцией скважины. Колонна или участки ее одинакового размера, как правило, состоят из секций, в которых трубы отличаются типом, толщиной стенки или группой прочности материала. Нижний участок бурильной колонны при бурении собирают из утяжеленных бурильных труб (УБТ), которые имеют больший, чем остальная колонна, диаметр и предназначены для создания осевых нагрузок на долото и предупреждения самопроизвольного искривления ствола скважины. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 21-22

В таблице 23 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 21 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ-178×90	178	112	16284,8
2	УБТ-146×74	146	8	781
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК-127×9	127	300	7839,4
2	ЛБТ-147×11	147	2337	22308,8

Таблица 22 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление			
$P_H, \text{кгс/мм}^2$	21,94	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)	
$P_{кр}, \text{кгс/мм}^2$	25,23	Да	Нет
$P_{кр} / P_H$	1,5		

Продолжение таблицы 22

Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _Б , кгс
1	26,2	300	1,08	7,85	7839,4
Σ					
Q _{КНБК} , кгс	19064		Выполняется условие запаса прочности (n>1,4) ДаНет		
K	1,15				
ΔP, кгс	0,55				
F _к , мм ²	9263				
σ _т , кгс/мм ²	38				
В наклонном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _Б , кгс
2	16	2211	1,08	7,85	22308
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	2,1*10^6	594,2	12	172	147
Ψ ⁺ / Ψ ⁻	0,36		Q _р , кгс	14127	
α	24,32		M _{иmax}	469	
μ	0,25		W, см ³	93,56	
R, м	814		[σ], кгс/мм ²	29,23	
Q _к , кгс	36537		σ _з , кгс/мм ²	30,06	
σ _р , кгс/мм ²	10,95				
Выполняется условие σ _з > [σ]				Да	Нет
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _Б , кгс
1	26,2	300	1,08	7,85	7839,4
2	16	2211	1,08	7,85	22308
Σ					
Q' _{тк} , кгс	171360	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		10562	
Q _{КНБК} , кгс	19064				
n	3,47				
q _м , кгс/м	16				
K _т	1				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		4368	
n	3,47				
F _к , мм ²	9263				
σ _т , кгс/мм ²	38				

Таблица 23 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№	Назначение	Компоновка
1	Бурение вертикального участка под кондуктор (50 – 100 метров)	Долото III 295,3 М-ГВ (ГОСТ 20692-75) Калибратор 13 КИ 295,3 СТК (ОСТ 39-078-79) ТСШ – 240 (ГОСТ 26673-85). УБТ – 178х90 (ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127х9 (ТУ 39-01-10-685-81)
2	Набор зенитного угла при бурении под кондуктор (100 – 150 м)	Долото III 295,3 М-ГВ (ГОСТ 20692-75) ТСШ – 240 (ГОСТ 26673-85) Кривой переводник 3-133/3-147 УБТ – 178х90 (ТУ 14-3-835-79) Магнитный переводник ТБПВ 127х9 (ТУ 39-01-10-685-81)
3	Бурение под кондуктор на участке стабилизации (150–600 м)	Долото III 295,3 М-ГВ (ГОСТ 20692-75). Калибратор 13 КИ 295,3 СТК (ОСТ 39-078-79) ТСШ – 240 (ГОСТ 26673-85). Центратор УБТ – 178х90 (ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127х9 (ТУ 39-01-10-685-81)
4	Бурение под эксплуатационную колонну на участке стабилизации (600–920 м)	Долото III 215,9 С-ГВ (ГОСТ 20692-75) Калибратор 10 КСИ 215,9 СТК (ОСТ 39-078-79) Центратор РСТК – 214 (ОСТ 39-078-79) ЗТСШ1 – 195 (ГОСТ 26673-85) УБТ – 178 х90 (ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127х9 (ТУ 39-01-10-685-81) ЛБТ 147х11 (ГОСТ 23786-79)
5	Бурение под эксплуатационную колонну на участке стабилизации (920–1203,9 м)	Долото III 215,9 СЗ-ГВ (ГОСТ 20692-75) Калибратор 10 КСИ 215,9 СТК (ОСТ 39-078-79) Центратор РСТК – 214 (ТУ-26-02-852-83) ЗТСШ1 – 195 (ГОСТ 26673-85) УБТ – 178 х90 (ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127х9 (ТУ 39-01-10-685-81) ЛБТ 147х11 (ГОСТ 23786-79)
6	Бурение под эксплуатационную колонну на участке уменьшения зенитного угла (1203,9 – 2250 м)	Долото III 215,9 СЗ-ГВ (ГОСТ 20692-75) Калибратор 10 КСИ 215,9 СТК (ОСТ 39-078-79) ЗТСШ1 – 195 (ГОСТ 26673-85) УБТ – 178 х90 (ТУ 14-3-835-79) УБТ-146х74(ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127х9 (ТУ 39-01-10-685-81) ЛБТ 147х11 (ГОСТ 23786-79)

Продолжение таблицы 23

7	Бурение под эксплуатационную колонну на участке уменьшения зенитного угла (2250 – 2600 м)	Долото III 215,9 СЗ-ГВ (ГОСТ 20692-75) Калибратор 10 КСИ 215,9 СТК (ОСТ 39-078-79) Д1 – 195 (ТУ 26-02-823-78) УБТ – 178 х90 (ТУ 14-3-835-79) УБТ-146х74(ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127х9 (ТУ 39-01-10-685-81) ЛБТ 147х11 (ГОСТ 23786-79)
---	---	--

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Принимая во внимание особенности строения геологического разреза Ломового месторождения приняты следующие параметры бурового раствора по интервалам бурения, представленные в таблице 24. В таблице 25 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 24 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения, м		k	Р _{пл} , МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	К	d, м	
от	до									
0	600	0,1	6	600	9,81	1120	2400	1,5	0,003	
600	1200	0,1	12,03	1200	9,81	1120	2400	1,5	0,002	
1200	2600	0,05	25,23	2600	9,81	1080	2400	1,5	0,002	
Результаты проектирования										
Интервал бурения, м		Плотность, г/см ³	СН С ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	600	1,12	9,4	24,6	23,5	8,4	8-9	1	24,6	8,4
600	1200	1,12	6,3	15,4	23,5	6,4	9	1	15,4	6,4
1200	2600	1,08	6,5	15,8	22,7	6	8-9	1	15,8	6

Таблица 25 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	600	Полимерглинистый Техническая вода, глина бентонитовая марки ПБМА, сайпан, барит, габроил HV, ФК-2000
600	2600	Полимерглинистый Техническая вода, глина бентонитовая марки ПБМА, барит, сайпан, габроил HV, кальцинированная сода, ФК-2000

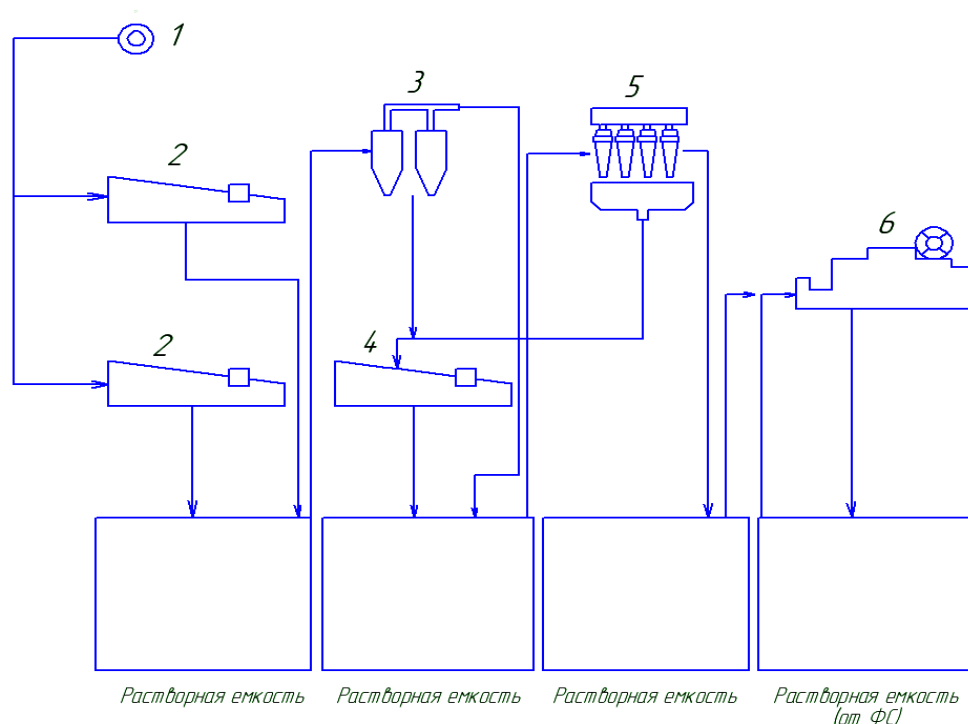


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Основные задачи при составлении гидравлической программы бурения скважины – выбор технологически необходимого расхода бурового раствора, оптимальной схемы и режима очистки забоя скважины и рационального использования гидравлической мощности буровых насосов.

Таблица 26 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d _д , м	К	P _{пл} , МПа	P _{гд} , МПа	ρ _п , кг/м ³
2757	0,2159	1,25	25,23	46,69	2400
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V _м , м/с	η _п , Па·с	τ _т , Па	ρ _{пж} , кг/м ³
0,032	УНБ-600	0,005	0,03	21	1080
КНБК					
Элемент	d _н , м	L, м	d _в , м		
УБТ-178×90	0,178	112	0,09		
УБТ-146×74	0,146	8	0,074		
ТБПК-127×9	0,127	300	0,109		
ЛБТ-147×11	0,147	2337	0,125		

Таблица 27 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

ρ _{кр} , кг/м ³	φ	d _с , м	V _{кп} , м/с	ΔP _{зд} , МПа	ΔP _о , МПа
1784,62	0,98	0,2699	0,6	7,45	2,54
ΔP _г , МПа	ΔP _р , МПа	V _д , м/с	Φ, м ²	d, мм	
0,6	9,24	124,26	0,00022	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	S _{кп}	ΔP _{кп}	ΔP _{мк}
УБТ-178×90	11086,3	2866,88	74,23	0,14	-
УБТ-146×74	14808,6	3087,46	125,29	0,01	-
ТБПК-127×9	17095,9	3235,26	159,05	0,2	-
ЛБТ-147×11	14689,6	3080,05	123,57	2,01	-
ЗТСШ-194	9188,1	2762,04	51,18	0,045	-
Внутри труб					
Элемент	Re т	λ	ΔP _т		
УБТ-178×90	14267,51	0,041	0,014		
УБТ-146×74	17352,38	0,032	0,0014		
ТБПК-127×9	11780,51	0,033	0,02		
ЛБТ-147×11	10272,61	0,033	0,14		

2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Так как скважина эксплуатационная, а не разведочная, отбор керна не производится.

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1080	плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1080
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1830
плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	740	глубина скважины, м	2600
высота столба буферной жидкости h_1 , м	600	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	450
высота цементного стакана $h_{\text{см}}$, м	25	динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1733

2.4.1.1. 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.

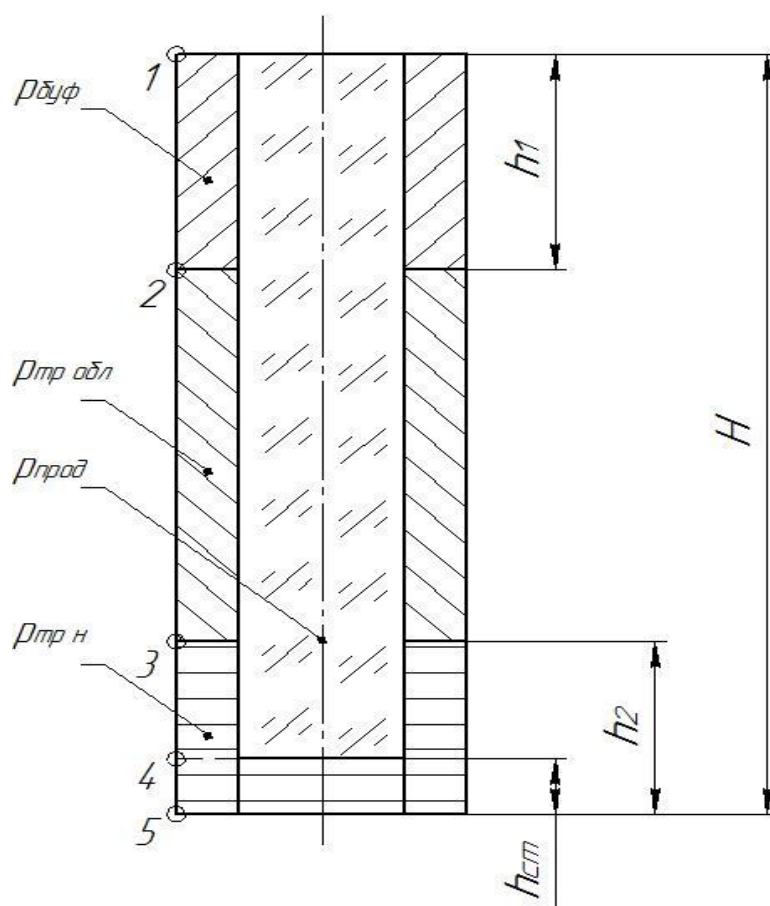


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 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
Глубина расположения точки, м	0	450	2600
Наружное избыточное давление, МПа	0	0	15,46

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.

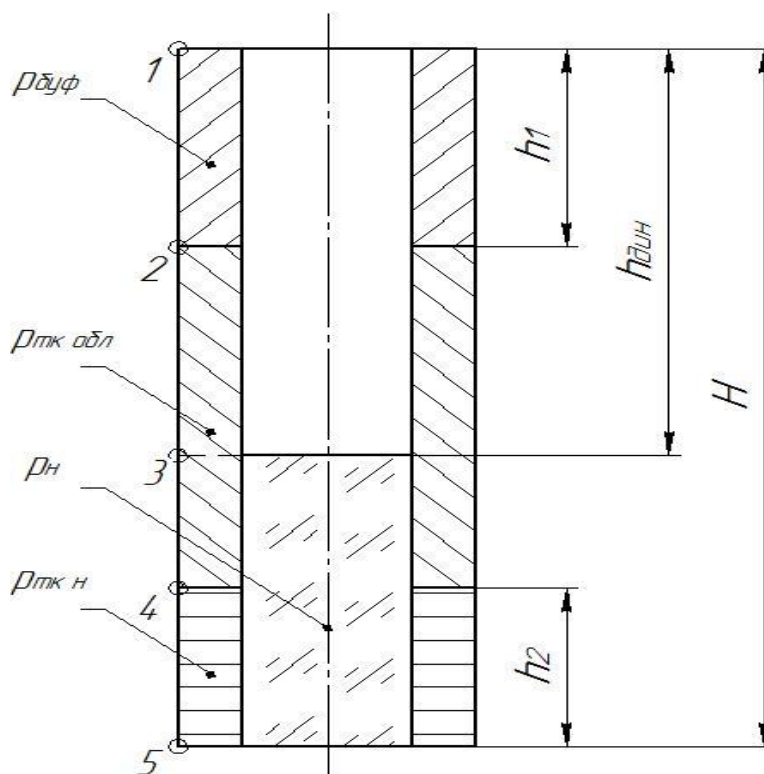


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 30 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 30 – 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	450	600	1733	2600
Наружное избыточное давление, МПа	0	4,76	6,25	35,01	26,88

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

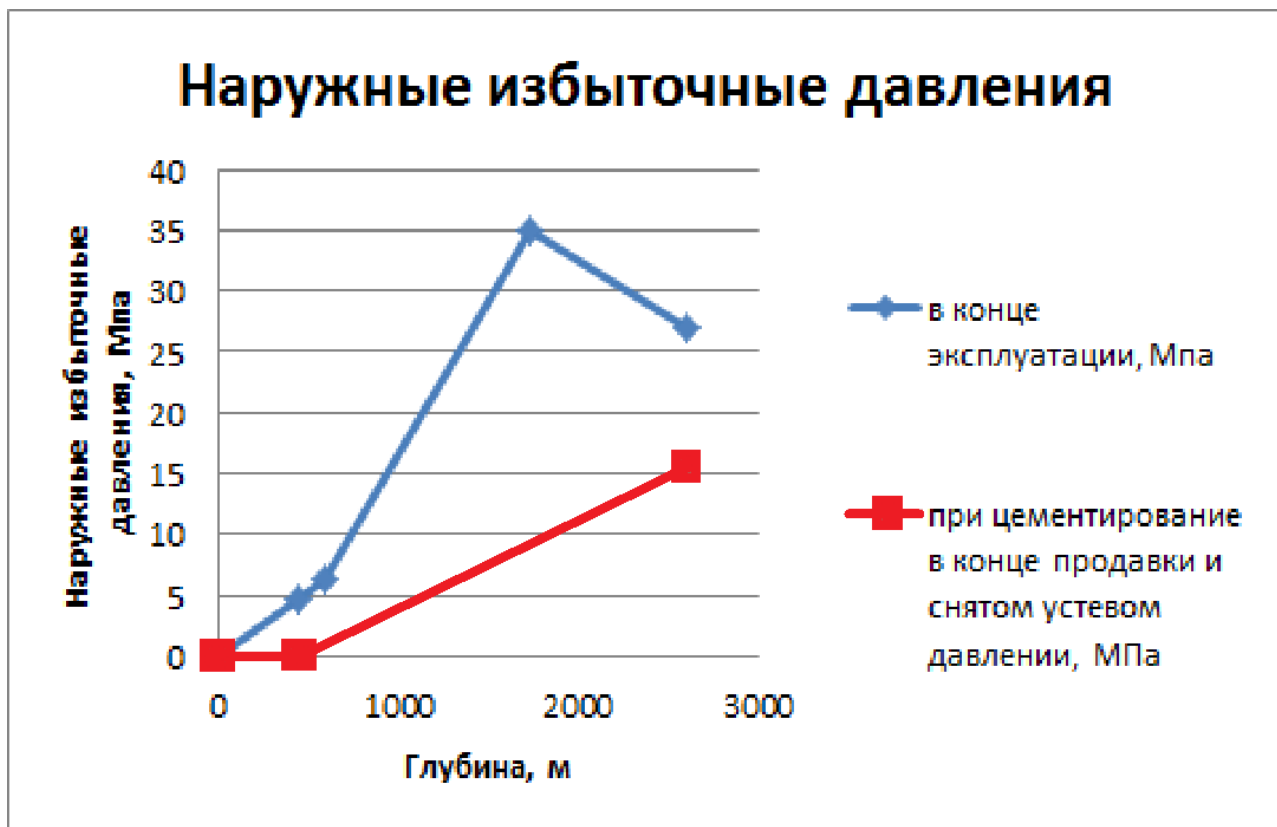


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. 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 7,58 МПа.

В таблице 31 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

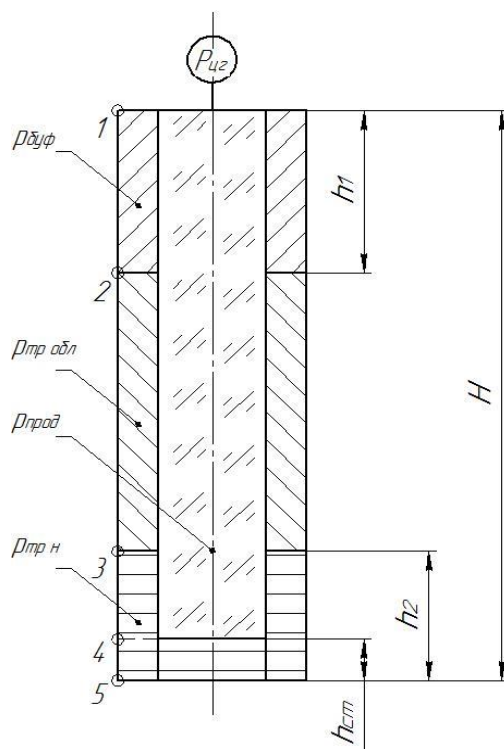


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 31 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3
Глубина расположения точки, м	0	450	2600
Внутреннее избыточное давление, МПа	25,19	25,19	9,38

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки $P_{он}$ составляет 11,5 МПа.

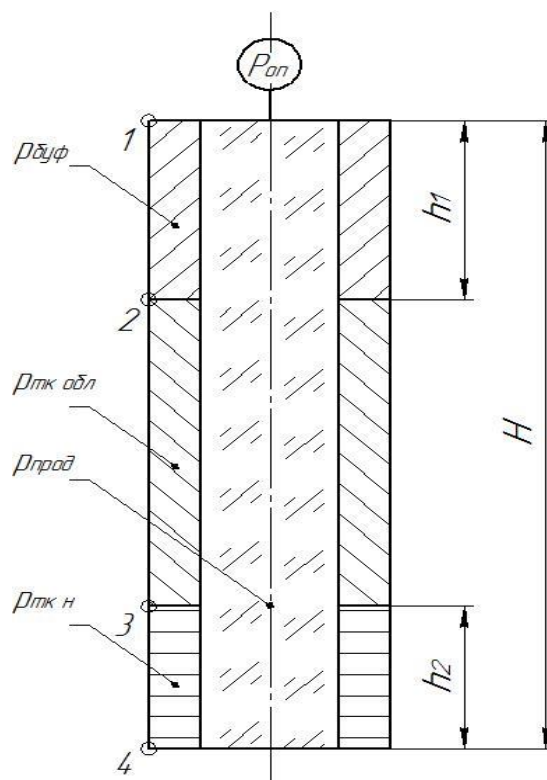


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

В таблице 32 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 32 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	450	600	2600
Внутреннее избыточное давление, МПа	11,5	11,14	11,15	8,03

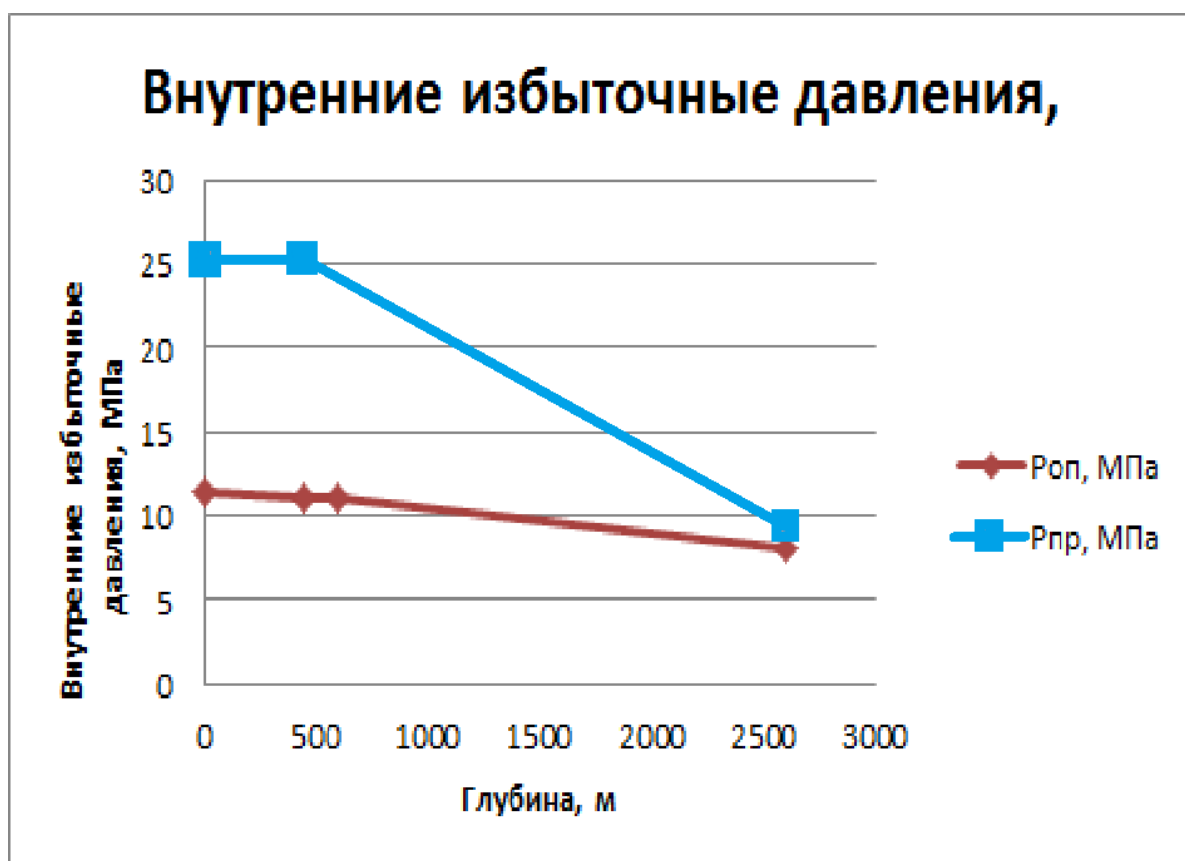


Рисунок 11 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Д	10,6	224	0,414	92	92	2757-2533
2	Д	8,9	599	0,354	212,04	304,04	2533-1934
3	Д	8	1934	0,324	684,63	903,65	1934-0

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяем возможность одноступенчатого цементирования.

$$\rho_{\text{гц}}^{\text{max}} > \rho_{\text{гц}} > \rho_{\text{гц}}^{\text{min}}$$

Так как $\rho_{\text{гц}}^{\text{max}}=1,93 \text{ г/см}^3$ больше $\rho_{\text{гц}}^{\text{min}}=1,32 \text{ г/см}^3$, то цементирование обсадной колонны в одну ступень возможно. При этом значение плотности гелцементного раствора может быть принято в пределах $1,32 - 1,93 \text{ г/см}^3$.
 $\rho_{\text{гц}}^{\text{min}}=1,32 \leq \rho_{\text{гц}}=1,32 \leq \rho_{\text{гц}}^{\text{max}}=1,93$

2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 34.

Таблица 34 – 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
$\rho_{\text{тр}}=1830 \text{ кг/м}^3$	5,18	6570	4,59
$\rho_{\text{тробл}}=1380 \text{ кг/м}^3$	46,2	36740	20,02
Сумма	51,78	43310	24,61

2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	16,7
Продавочная	51,53

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементировании скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

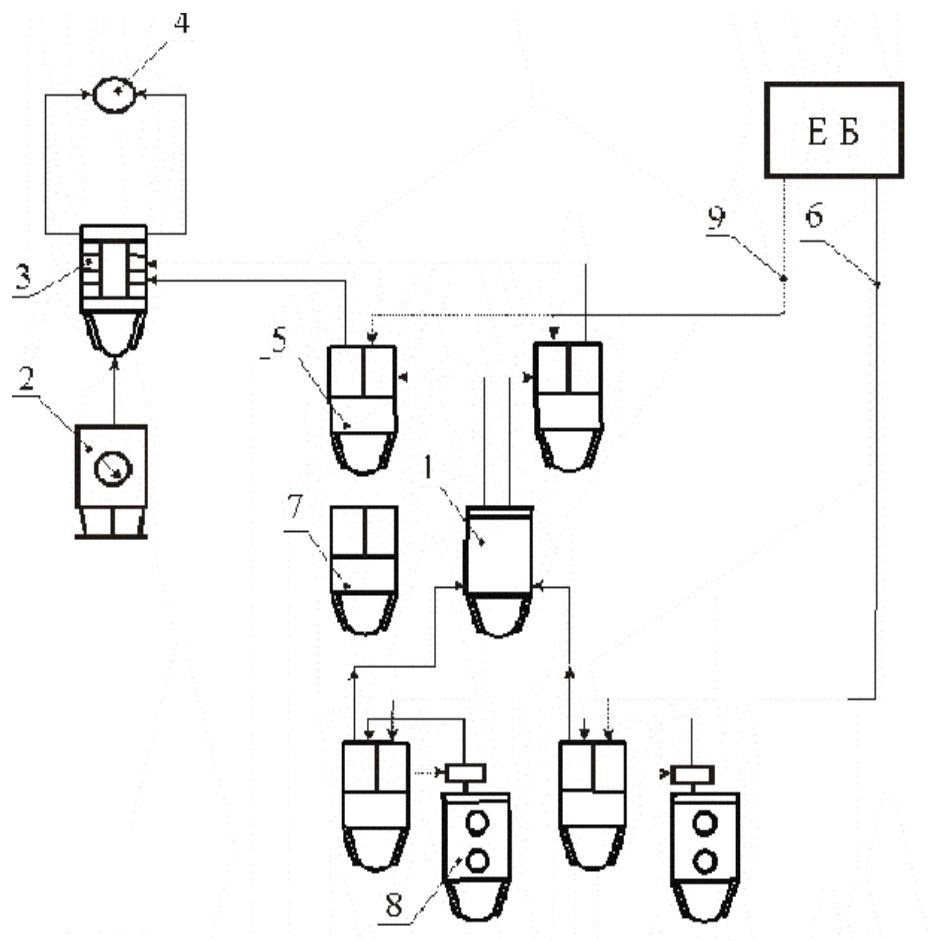


Рисунок 12 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:
1-осреднительная установка УО-6; 2 – станция СКС-2М; 3 – блок манифольда БМ-700; 4 – цементировочная головка; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320А; 6 – водяная линия из системы водоснабжения буровой установки; 7 – резервный цементировочный агрегат; 8 – цементосмесительная машина УСб-30; 9 – линия с продавочной жидкостью.

2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 13.

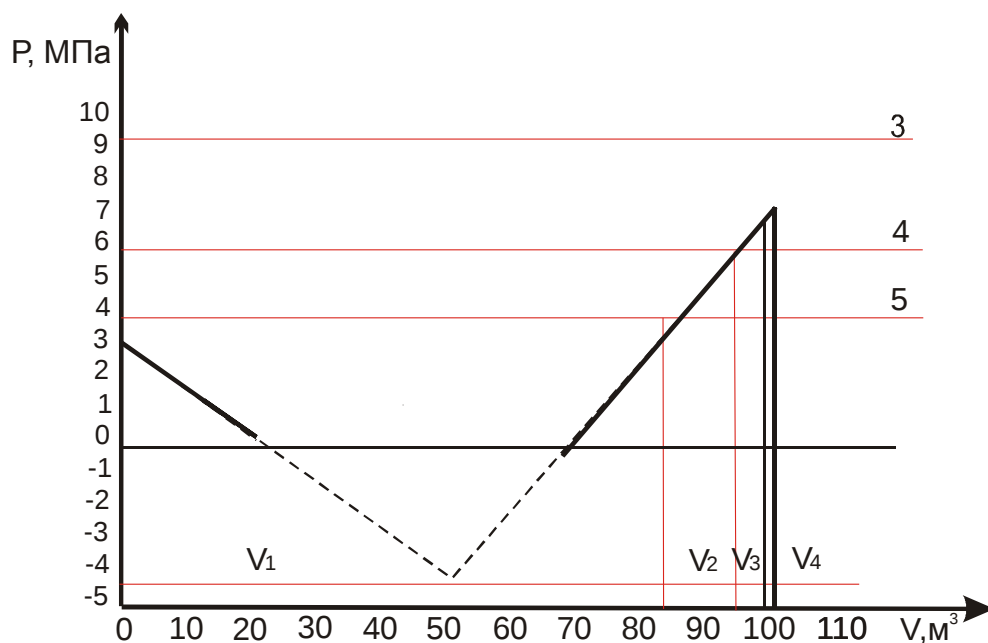


Рисунок 13 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 8 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 36 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	83,5
IV	11
III	4,93
II	2

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{ц.ем}}$ составляет 47,1 мин.

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БК-168;
- ЦКОД 168-1;
- заколонный пакер типа ПГПМ-168;
- центраторы ЦЦ-2-168/216

Центраторы типа ЦЦ-2-168/216 устанавливаются через 10 метров в интервале продуктивного пласта. Как минимум по два центратора должно

быть установлено выше и ниже пласта. Минимальное количество центраторов на один объект – четыре (два выше и два ниже). В интервале непосредственно выше башмака кондуктора устанавливаются через 10 метров три таких центратора, один на верхней трубе.

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанную арматуру типа АФК –65*21 (ТУ 26-16-45-77).

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать ленточный перфоратор ПКС 105Т. Интервал перфорации составляет 17,16 м.

Вызов притока на данной скважине будет производиться заменой жидкости в скважине на техническую воду с последующей закачкой пенной системы. Принимаем частичный цикл закачки пены с использованием одного агрегата ЦА-320А, одного компрессора СД 9/101 и эжектора жидкостно–газового.

2.5. Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 88,96 т, а вес бурильной колонны – 47,2 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000 ЭУК – 1М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО 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})	47,2	[G _{кр}] / Q _{бк}	4,24

Продолжение таблицы 37

Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	88,96	[G _{кр}] / Q _{об}	2,25
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	61,36	[G _{кр}] / Q _{пр}	3,26
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т (Q _{вלב})	208	k _{по} = P _о / P _{бо} (k _{по} >1,25)	12,5
Вес бурильной колонны, т (Q _{бк})	47,2		
Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	88,96		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K _п)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т (Q _{бр})	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² (F _{бо})	324		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
5	69	371,22	
6	36	193,68	

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Бурильные трубы с внутренним покрытием.

Бурильные трубы применяются для спуска и подъёма породоразрушающего инструмента в скважину. Они также предназначены для передачи вращения долоту, восприятия реактивного момента двигателя, передачи бурового раствора на забой скважины, для привода двигателя, очистки его от разбуренной породы и охлаждения долота. Во время эксплуатации бурильные трубы подвергаются повышенным нагрузкам, особенно при больших глубинах бурения, при интенсивном вращении, при работе с агрессивными средами, при работе в искривлённых и горизонтальных скважинах.

Для бурения нефтедобывающих и газодобывающих скважин большинство буровых растворов готовится на водной основе. Вода растворяет соли и агрессивные компоненты пластов. Такой раствор может вызывать очень сильную точечную коррозию. Данная проблема усугубляется наличием кислорода, который захватывается при циркуляции бурового раствора через вибросито и приемную емкость для бурового раствора, что еще больше усиливает коррозионное действие бурового раствора. Коррозия может усиливать напряжения, возникающие в бурильных трубах во время бурения, что будет приводить к быстрому росту усталостных трещин и, в конце концов, к катастрофическому разрушению труб. Усталостного разрушения происходит вблизи высаженной зоны трубы, в которой уменьшение толщины стенок трубы от бурильного замка до тела трубы приводит к локализации напряжений вблизи зоны высадки и может вызвать приводящее к большим убыткам разрушение на сравнительно ранней стадии срока службы трубы. При бурении на месторождениях находящихся в эксплуатации более 10 лет повышается коррозионная активность пластовых сред. Увеличиваются затраты и убытки за счет преждевременного выхода из эксплуатации бурильного инструмента.

БМЗ ОАО «Татнефть» с 2007 года наносит на внутреннюю поверхность бурильных труб (БТ) износостойкие и термостойкие покрытия.

Внутреннее покрытие состоящее из полимерного покрытия ТК-34 Р по

праймеру ТК 8007. Это покрытие БТ обладает улучшенными характеристиками и устойчивостью к воздействию температуры, кислот и абразивному износу. Покрытие в виде тонкой пленки, специально разработанное для повышения гибкости с сохранением повышенной стойкости к коррозии в широких диапазонах pH. Конструкция покрытия такова, что сохраняет прочность даже в условиях переменных нагрузок во время бурения. Покрытие останавливает точечную коррозию, которая может привести к коррозионному растрескиванию под нагрузкой, эрозии и излому трубы при скручивании. Зарегистрировано увеличение срока службы буровой трубы в три – четыре раза по сравнению с БТ без покрытия.

Рисунок 14 – Труба с покрытием в разрезе



Без использования правильной технологии нанесения даже самые лучшие покрытия не будут обеспечивать получение ожидаемых характеристик, так как сцепление с поверхностью трубного изделия является одним из наиболее критически-важных факторов для обеспечения длительной работы покрытия. Технологический процесс нанесения внутреннего покрытия на Бугульминском механическом заводе предусматривает этапы:

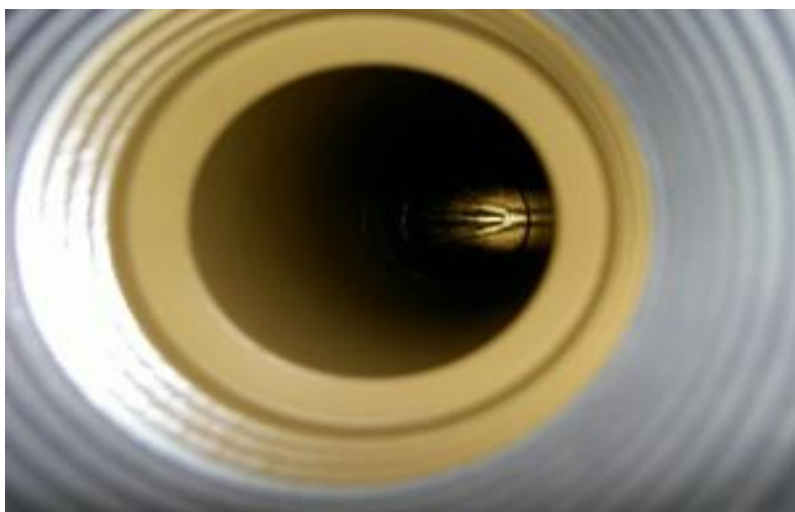
Этап 1. Первым этапом процесса нанесения покрытия является тщательная термическая очистка трубных изделий с целью удаления любых остатков углеводородов. Для этой цели используется предварительный обжиг трубы при температуре ~ 400 °C и продолжительностью до 8 часов.

Этап 2. Производится абразивоструйная обработка оксидом алюминия, создающая структуру неровностей, являющаяся оптимальной для адгезии. В качестве стандарта абразивоструйной обработки использует получение белой металлической поверхности по NACE № 1, что позволяет обеспечить самый высокий уровень качества.

Этап 3. Для нанесения покрытия используется специальная система вращения и распыления, позволяющая равномерно наносить соответствующее покрытие на поверхность трубного изделия. После нанесения покрытия производится спекание композиции, и происходит частичное затвердевание слоя.

Этап 4. Окончательным этапом является отверждение внутреннего покрытия трубного изделия, которое вызывает образование поперечных связей в термореактивных полимерах между слоем (слоями) грунтовки с верхним слоем (слоями), вследствие чего образуется однородное покрытие, которое затем подвергается стандартным методам контроля качества.

Рисунок 15 – Труба с покрытием изнутри



В результате этого получается высококачественное и надежное покрытие, обеспечивающее максимальную защиту от коррозии и механического износа в течение многих лет эксплуатации.

Покрытие устойчиво ко всем типам бурового раствора и успешно используется в геотермальных скважинах, в условиях высокого давления и механических нагрузках. Покрытие порошком, наносимым методом сплавления. Покрытие обладает повышенной устойчивостью к механическому износу, всем видам

буровых растворов при температуре до 2000С. По данным, предоставленным фирмой «Тюбоскоп-Ветко», являющей разработчиком материала и оборудования, за счет применения бурильных труб с внутренним покрытием при бурении скважин можно получить:

1. Технологические эффекты направлены на:

- 1.1. увеличение среднего срока службы бурильных труб более чем в 2 раза;
- 1.2. уменьшение гидравлических потерь более чем на 10%;
- 1.3. уменьшение энергетических затрат при бурении, особенно при глубине более 1000 м., экономия составляет более 20%;
- 1.4. уменьшение количества спуска - подъемных операций за счет уменьшения отказов бурильных колонн более чем в два раза;
- 1.5. увеличивается межремонтный период бурильных труб в 1,5 раза;

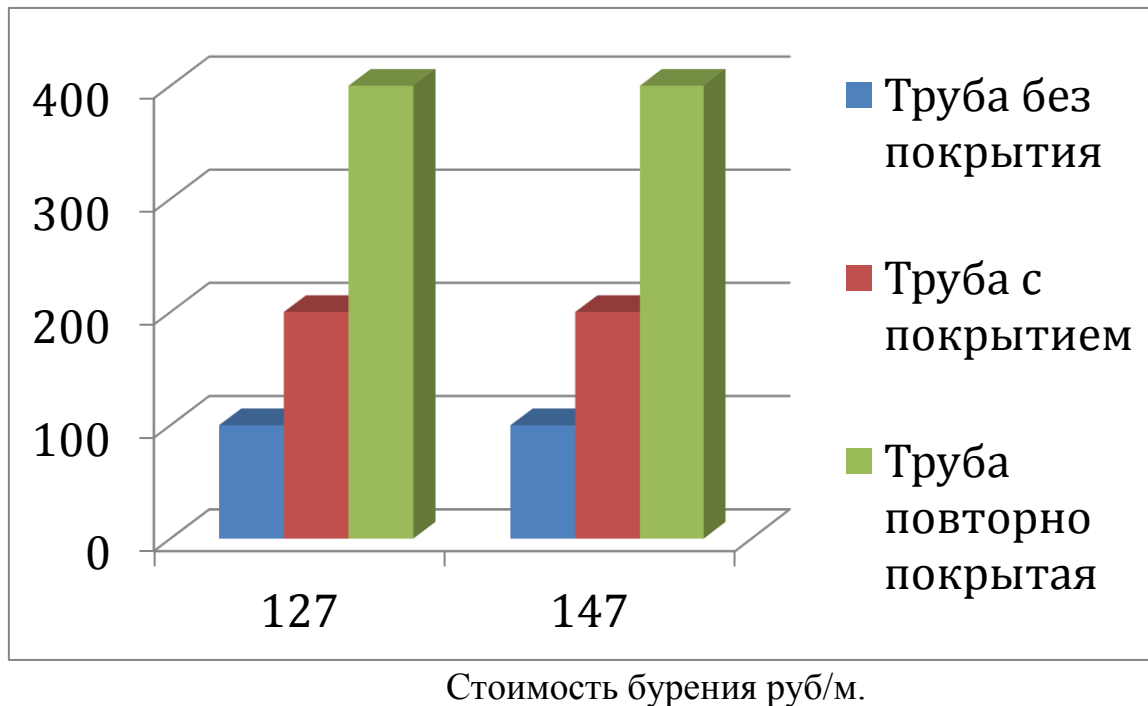
Большая часть мощности, необходимой для перекачивания буровых растворов, расходуется на преодоление сопротивления трения о внутреннюю поверхность колонны бурильных труб. Однако так как поверхности с покрытием являются намного более гладкими, чем стальные поверхности, они создают очень малое сопротивление для потоков жидкостей.

1. Препятствия, создаваемые отложениями солей, парафина или асфальтена, могут ухудшать гидравлические характеристики трубопровода. Покрытия создают гладкую, инертную, устойчивую к трению поверхность, которая приводит к тому, что парафин и большая часть карбонатных и сульфатных солевых отложений смываются с поверхности трубы еще до того, как они могут затвердеть и пристать к поверхности покрытия. Это происходит за счёт уменьшения силы поверхностного натяжения и межмолекулярных сил притяжения транспортируемых веществ к покрытию, а также за счёт уменьшения шероховатости поверхности покрытия.

2. Уменьшение аварийных выходов бурильной колонны из - за разрушения бурильной трубы при бурении.

Экономические преимущества показаны на графике 16

График 16

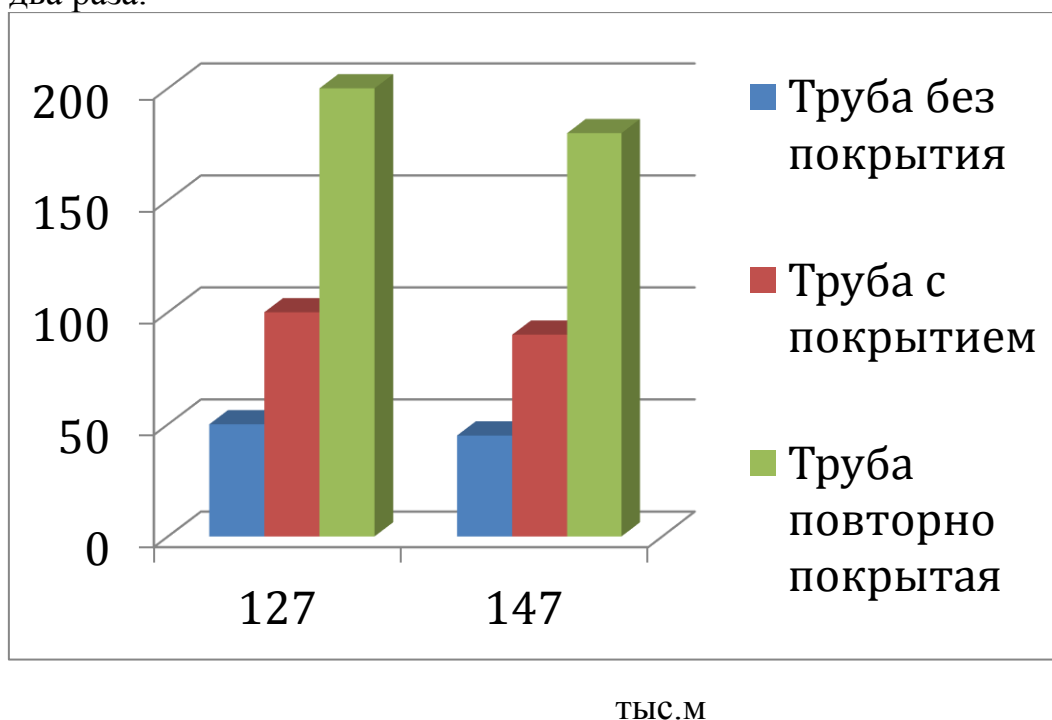


2. Увеличения объёма проходки на бурильные трубы

График - 17



График 18 - Увеличение среднего срока службы буровых труб более чем в два раза.



4. Покрытие улучшает гидравлические характеристики потока в буровой колонне. Снижается потребление энергии на 10 – 25% вследствие снижения поверхностного трения при движении раствора внутри буровой трубы.

Экономические преимущества при использовании буровых труб с покрытием очевидны.

График доказывает экономическую выгоду применение буровых труб с внутренним покрытием, особенно при повторном нанесении покрытия на внутреннюю поверхность. Даже через 7 лет напряжённой работы при бурении в осложнённых скважинах и в условиях агрессивных сред, буровая колонна с внутренним покрытием остаётся работоспособной.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Сводная смета на строительство скважины

Эксплуатационная наклонно–направленная скважина глубиной 2600 метров на Оленем нефтяном месторождении. Оленье нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области в 75 километрах к северо-востоку от с.Новый Васюган.

Таблица 38 - Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

№№ п/п	Наименование работ или затрат	Стоимость всего, руб.	
		Прямые затраты	В т.ч. осн. з/пл. рабочих
1	3	4	5
1	Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач. Разработка трубопроводов, ЛЭП, и др.	3910000	834000
	Итого по главе 1:	3910000	834000
2	Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования, установки для испытания скважины		
2.1	Строительство вышки	2720400	1810300
2.2	Разборка вышки	2340200	258055
2.3	Монтаж установки для испытания скважины	212010	154388
2.4	Демонтаж установки для испытания скважины	165840	28090
	Итого по главе 2:	5438450	2250833
3	Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	3072125	465000
3.2	Крепление скважины	1740600	245600
	Итого по главе 3:	4812725	710600
4	Испытание скважины на продуктивность		

Продолжение таблицы 38

4.1	Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	7242200	320000
	Итого по главе 4:	7242200	320000
5	Промысловые-геофизические работы		
5.1	Промысловые-геофизические работы (11,3% от глав 3 и 4)	625672.525	85380
	Итого по главе 5:	625672.525	85380
6	Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (6,42% от главы 2)	349148.49	-
6.2	Эксплуатация теплофикационной установки	417200	67200
	Итого по главе 6:	766348.49	67200
	Итого по главам 1-6:	16277396	4268013
7	Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы на итог глав 1-6 (22%)	35811027	-
8	Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (12%)	2383010.78	-
9	Прочие работы и затраты		
9.1	Выплаты премий (4,4% от глав 1-8)	978623.1	-
9.2	Экспертиза документов по передаче скважины	14600	-
9.3	Выплата за подвижной характер работ (0,5% от глав 1-8)	111207.2	-
9.4	Лабораторные работы (0,15% от глав 3-4)	8305.4	
9.5	Транспортировка вахт	12000	-
9.6	Скважины на воду	83000	-
9.7	Топографо-геодезические работы	5340	-
	Итого по главе 9:	1213075.7	
10	Авторский надзор (0.2% от глав 1-9)	46909	-
11	Проектные и изыскательские работы		
11.1	Проектные работы	37000	-
11.2	Составление отчета	90000	-
	Итого по главе 11:	127000	
12	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5% от глав 1-11)	1181420.9	-
13	Охрана окружающей среды (3% от глав 1-11)	708852.6	-
	Всего по сводному сметному расчету (на одну скважину)	25518692.1	4268013

4.2. Календарный график проведения проектируемых работ

Цикл строительства скважин является непрерывным производственным процессом. Исходя из этого, для буровой бригады установлен график выходов на работу, обеспечивая непрерывность ведения работ. Буровая бригада работает вахтовым методом в связи с удаленностью объекта от базы. Вахта работает 15 дней по 12 часов в сутки, через 12 часов отдыха. Затем 15 дней выходных.

Таблица 39 – Линейно-календарный график проведения работ на объекте

Бригады	Затраты времени на скважину, сут	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Вышко-монтажная бригада	60												
2. Бригада бурения	105												
3. Бригада испытания	75												

Перечень работ по строительству скважины включает в себя следующие виды:

- подготовительные работы к строительству скважины;
- вышкомонтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение скважины и ее крепление;
- испытание и опробование;
- демонтаж.

Нормативная карта – это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в процессе строительства скважины, а также общее время на строительство скважины.

Таблица 40 - Определение нормативной продолжительности строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м.		Норма		Проходка в интервале, м.	Количество рейсов, шт.	Время механического бурения, час.	СПО и прочие работы, час.	Всего, час.
		от	до	Проходка на долото, м.	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под кондуктор	III 295,3М-ГВ	0,0	100,0	650,0	0,015	100,0	0,15	1,50	0,75	2,25
		100,0	267,0	455,0	0,015	167,0	0,37	2,51	0,75	3,26
		267,0	639,0	650,0	0,015	372,0	0,57	5,58	0,91	6,49
Промывка										0,10
Наращивание										6,86
Смена долот										0,80
ПЗР к СПО										0,87
Сборка и разборка УБТ										0,60
Установка и вывод УБТ за палец										0,30
Крепление										72,13
ПГИ										12,71
Смена обтираторов										0,67
Итого										107,03
Ремонтные работы										7,49
Смена вахт										1,43
Итого						639,0	1,09	9,59	2,41	115,95
Бурение под эксплуатационную колонну	III 215,9МС-ГВ	639,0	992,0	700,0	0,014	353,0	0,50	4,94	1,53	6,47
		992,0	1610,0	250,0	0,022	618,0	2,47	13,60	8,99	22,58
		1610,0	1908,0	250,0	0,043	298,0	1,19	12,81	7,47	20,28
		1908,0	2326,0	150,0	0,065	418,0	2,79	27,17	14,40	41,57
	III 215,9С-ГВ	2326,0	2757,0	500,0	0,100	329,0	0,66	32,90	6,21	39,11
Промывка										5,29
Наращивание										15,86
Смена долот										2,40

Продолжение таблицы 40

ПЗР к СПО										4,33
Сборка и разборка УБТ										3,60
Установка и вывод УБТ за палец										6,00
Крепление										87,95
ПГИ										24,00
Смена обтираторов										2,00
Итого						2757,0	8,71	101,01	41,00	281,44
Итого по колоннам										397,40
СПО воронки										7,55
Смена каната, сборка разборка										6,98
Итого										411,93
Проверка ПВО										8,58
Итого										420,52
Ремонтные работы										21,94
Итого										442,46
Смена вахт										4,10
Итого										446,56
Проектная продолжительность бурения и крепления скважины, сут.										19,30
Проектная коммерческая скорость м/ст-м.										4135,98
Продолжительность прибывания турбобура на забое, %										29,96

Таблица 41- Определение нормативной продолжительности крепления скважины (кондуктор)

Виды работ	Продолжительность, час.
Проработка	7,18
Промывка	0,45
ПЗР перед спуском обс. труб	2,32
Спуск обсадных труб	8,41
Промывка перед цементированием	0,23
ПЗР перед цементированием	1,89
Цементирование	17,61
Заключительные работы	1,43
Оборудования устья (кондуктора)	
Установка колонного фланца	7,25
Установка пьедестала колонной головки	3,00
Монтаж превентора	2,13
Установка катушки и сливной воронки	2,13
Монтаж привода превентора	7,93
Установка опорной стойки	3,61
Установка защитного щита	0,53
Заключительные работы	3,62
Проверка превентора опрессовкой	1,10
Разбуривание цементного стакана:	
Навёртывание долота	0,12
Вывод УБТ и спуск в скважину	0,08
ПЗР перед и после спуска свеч., спуск свеч.	0,45
Разбуривание цементного стакана	0,37
Промывка после разбуривания цементного стакана	0,28
Итого	72,13

Таблица 42 - Определение нормативной продолжительности крепления скважины (Эксплуатационная колонна)

Виды работ	Продолжительность, час
Проработка	25,00
Промывка	1,15
ПЗР перед спуском обс. труб	2,32
Спуск обсадных труб	18,62
Промежуточные промывки	1,09
Промывка перед цементированием	1,17
ПЗР перед цементированием	4,46
Цементирование	27,50
Заключительные работы	1,43
Оборудования устья (Э.К.):	
Установка колонной головки	3,67
Опрессовка колонны	1,53
Итого	87,95

4.3. Организационно-технический план мероприятий по повышению производительности и снижению себестоимости

На основе приведенного анализа предлагается план мероприятий по ликвидации выявленных недостатков и дальнейшему повышению эффективности буровых работ. План мероприятий приведен в таблице 43.

Таблица 43 - Организационно – технические мероприятия

Основные направления совершенствования	Базовый (фактический) вариант	Новый (рекомендуемый) вариант	Ожидаемый эффект, %
Буровая установка	БУ-3000 ЭУК-1М	БУ–3900/225ЭК-БМ	10
Буровые долота	III-215,9СГВУ-	Д 8 1/2 S82F	10
Забойный двигатель	R190	ВЗД Д2-195	10
Телеметрическая система	ЗТСШ-195	Spery-San	10
Изменение конструкции горизонтальных скважин	направление 324 - 400м	направление 324 – 100м	10
	кондуктор 244,5 - 1200м	кондуктор 244,5 – 750м	5
Использование СБТ после ремонта	новые СБТ		5
Буровой раствор	полимер глинистый	- полимерный	3
Обеспечение бесперебойного снабжения рабочих мест	перебои в снабжении	снабжение без перебоев	3
Улучшение условий труда и быта	не ведется	ведётся	
Повышение квалификации	не ведется	ведётся	

Таблица 44 - Баланс рабочего времени после внедрения организационно-технических мероприятий

Показатели	До изменения	После изменения
Все календарное время, час	81820	81820
Проходка, час	41454	45599
Долбление, час	26053	28658
СПО, час	11621	10456
Наращивание, час	3780	4158
Крепление, час	9018	8116
Вспомогательные работы, час	21447	19302
Ремонтные работы, час	3808	3427

В основе организационно-технических мероприятий предусмотрено сокращение времени на организационные простои, ликвидации аварий и уменьшения времени на спускоподъемные операций. В результате время на строительство скважины уменьшается почти вдвое, что дает увеличение количества пробуренных скважин и соответственно выручки при их сдаче.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Строительства скважины это технологически процесс содержащий опасные и вредные факторы, влияющие на человека и природу. Оборудование буровой установки находится под высоким давлением и напряжением, подвижные части машин несут высокую опасность для рабочих. Работы по бурению скважин часто проводятся в суровых климатических условиях.

5.1. Производственная безопасность

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 45.

Таблица 45– Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74)	Нормативные документы
Лабораторный и камеральный(внутри помещения)		
	Вредные	Опасные
Работа за персональным компьютером и оборудованием удаленного мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения вагона-офиса инженера по бурению	1.Недостаточная освещенность рабочей зоны; 2.Превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений.	1.Электрический ток; 2.Статическое электричество; 3.Пожароопасность
		ГОСТ 12.1.045-84 СП 52.13330.2011 СанПиН 2.2.4.548-96 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 СанПиН 2.2.4.3359-16 СН 2.2.4/2.1.8.566-96

Полевой этап			
Работа непосредственно о буровой площадке	Вредные	Опасные	ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.3.009-76 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.005-88
	1.Превышение уровней шума; 2.Тяжесть физического труда 3.Превышение уровней вибрации.	1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2.Электрический ток; 3.Пожароопасность	

5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Полевой этап

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91 [3], здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм человека на всех заданных режимах работы и предусмотренных условиях эксплуатации, а также создавать пожаровзрывоопасные ситуации;
 - конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;
 - конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих, а также выбросов смазывающих, охлаждающих и других рабочих жидкостей;
 - производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;
 - движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;
 - элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями, представляющих опасность травмирования работающих, если их наличие не определяется функциональным назначением этих элементов.
- В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д.

Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [6].

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [4] все опасные зоны оборудуются ограждениями. Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 [35] вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета.

Пожароопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории П-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомеднённого инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества .

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы). Сечение проводов электрической сети должно соответствовать установленной мощности.

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омеднённого инструмента.

Все инженерно- технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного противопожарных инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91

Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; обучать подчиненный персонал правилам пожарной безопасности и разъяснять порядок действий в случае возгорания или пожара; осуществлять постоянный контроль за соблюдением всеми рабочими противопожарного режима, а также своевременным выполнением противопожарных мероприятий; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара применять меры по его ликвидации.

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

1. Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.
2. Ведро пожарное 2 шт.
3. Багры 3 шт.
4. Топоры 3 шт.
5. Ломы 3 шт.
6. Ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

Пожарный щит необходим для принятия неотложных мер по тушению возможного возгорания до приезда пожарной бригады. Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания. В качестве огнетушительных веществ для тушения пожаров применяются: вода в виде компактных струй - для тушения твердых веществ; пены химические- для тушения нефти и ее продуктов, горючих газов; пены воздушно-механические- для тушения твердых веществ, нефти и ее продуктов; порошковый состав (флюсы), песок- для тушения нефти, металлов и их сплавов; углекислота твердая (в виде снега)- для тушения электрооборудования и других объектов под напряжением; инертные газы- для тушения горючих газов и электрооборудования.

Электрический ток.

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы.

Основной причиной является нарушение правил работы под линиями электропередач.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);

все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи. Запрещается передавать сигналы путём натяжения провода. Включение и другие коммутации источников питания могут проводиться только операторами установок;

с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности. В зависимости от назначения плакаты и знаки делятся на предупреждающие («Стой! Напряжение», «Не влезай! Убьет» и др.); запрещающие («Не включать. Работают люди» и др.); предписывающие («Работать здесь» и др.); указательные («Заземлено» и др.) [34].

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока. Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

Камеральный и лабораторный этапы

Электрический ток.

При работе с компьютером существует опасность поражения электрическим током. Условия электробезопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. Во влажных помещениях или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых улучшается контакт человека с токоведущими частями (табл.46).

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов.

Поражение электрическим током может произойти в следующих случаях:

1. прикосновение к изолированным токоведущим частям установки;
2. прикосновение к двум точкам земли, имеющим разные потенциалы; освобождение другого человека из-под напряжения.

Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током – нарушение правил работы с электроприборами по ГОСТ 12.1.019-79 [10].

Таблица 46 – Классификация помещений по опасности поражения людей электрическим током

- | |
|---|
| <p>1. <u>Особо опасные помещения</u> по поражению людей электротоком характеризуются наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:</p> <p>особая сырость – 100%, потолок, стены, пол, и предметы в помещении покрыты влагой);</p> <p>химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования;</p> |
|---|

одновременная реализация двух и более условий повышенной опасности. Примером таких помещений могут служить бани, душевые, складские помещения под землей и т.д.

2. Помещения с повышенной опасностью поражения людей электрическим током характеризуются наличием в них одного из следующих условий:

влажность, превышающая 75%;

токопроводящая пыль;

токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные);

высокая температура (выше + 35°C);

возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединения с землёй металлоконструкциям зданий, механизмов, с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой.

Примером таких помещений могут служить буровые установки, нефтеперекачивающие станции, цеха механической обработки материалов, складские не отапливаемые помещения и др.

3. Помещения без повышенной опасности поражения людей электрическим током характеризуются отсутствием условий, создающих повышенную или особую опасность. К ним относятся жилые помещения, лаборатории, конструкторские бюро, заводоуправление, конторские помещения и другие

В соответствии с классификацией помещений по опасности поражения людей электрическим током, приведенной в ПУЭ [33], жилые помещения, лаборатории и камеральные комнаты относятся к помещениям без повышенной опасности.

Статическое электричество

Источником статического электричества является - электростатическое поле (ЭСП), возникающее в результате облучения экрана монитора ПЭВМ потоком заряженных частиц. Неприятности, вызванные им, связаны с пылью, накапливающейся в электростатически заряженных экранах, которая летит на оператора во время его работы за монитором.

Нормирование уровней напряженности ЭСП осуществляют в соответствии с ГОСТ 12.1.045-84 [37] в зависимости от времени пребывания персонала на рабочих местах. Воздействие электростатического поля (ЭСП) на человека связано с протеканием через него слабого тока (несколько микроампер). Электротравм никогда не наблюдается, однако вследствие рефлекторной реакции на ток возможна механическая травма при ударе о рядом расположенные элементы конструкций, падении с высоты.

Предотвратить образование статического электричества или уменьшить его величину можно наведением зарядов противоположного знака, изготовлением трущихся поверхностей из однородных материалов. Ускорению снятия зарядов способствует заземление оборудования, увеличение относительной влажности воздуха и снижение электропроводности материалов с помощью антистатических добавок.

Пожароопасность

При проведении лабораторных и камеральных работ необходимо соблюдать технику противопожарной безопасности, регламентируемую на предприятии. Запрещается загромождать предметами и оборудованием проходы, коридоры, выходы и лестницы. Все двери эвакуационных выходов должны свободно открываться в направлении выхода из зданий. Основными системами противопожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарная защита.

Согласно СП 12.13130.2009 [39] камеральные помещения и лаборатории относятся к категории помещений по пожарной и взрывной опасности В4, так как присутствуют твердые горючие материалы (деревянная мебель).

Все работники проходят специальную противопожарную подготовку. Ответственные за пожарную безопасность обязаны не допускать к работе лиц не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности. Обучать персонал правилам пожарной безопасности и разъяснять порядок действий в случае загорания или пожара, контролировать соблюдение рабочими противопожарного режима, обеспечивать исправное содержание и постоянную готовность к действию средств огнетушения, применять меры по ликвидации возникающих пожаров.

Помещения для лабораторных и камеральных работ подлежат защите автоматическими установками пожаротушения или огнетушителями типа ОУ-5 и автоматической пожарной сигнализацией.

5.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

Полевой этап

Превышение уровней вибрации.

Вибрация – это механические колебания. О вибрации также говорят в более узком смысле, подразумевая механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека.

Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования.

К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004 [28].

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [28] наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. Разделяют общую (вибрация, передаваемая на тело стоящего, сидящего или лежащего человека в точках его опоры) и локальную вибрацию (вибрация, передаваемая через кисти рук человека в местах контакта с управляемой машиной или обрабатываемым изделием). В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на

человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005 [26]; общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006 [38]. Контроль за соблюдением установленных гигиенических нормативов по вибрации осуществляют соответствующие уполномоченные организации в ходе периодического контроля за соблюдением безопасных условий труда, аттестации рабочих мест и др.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- создание условий труда, при которых вредное воздействие вибрации не усугубляется наличием других неблагоприятных факторов;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- обучение рабочих виброопасных профессий правильному применению машин, уменьшающему риск получения вибрационной болезни;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

Тяжесть физического труда.

Физический труд характеризуется большой нагрузкой на организм, требующей преимущественно мышечных усилий и соответствующего энергетического обеспечения, а также оказывает влияние на функциональные системы (сердечно-сосудистую, нервно-мышечную, дыхательную и др.), стимулирует обменные процессы. Основным его показателем является тяжесть. По тяжести труда различают несколько классов, характеристики которых приведены в Р 2.2.2006-05 [37]. По рабочей позе – класс вредный первой степени (нахождение в позе стоя до 80 % времени смены). По массе поднимаемого и перемещаемого груза вручную постоянно в течении рабочей смены – вредный класс от первой до второй степени (до 20 кг и более 20 кг соответственно). Кроме этого, персонал, занятый на данном виде исследований, работает вахтовым методом с ненормированным рабочим днем. Кроме того, и бытовые и природные полевые условия отражаются на физическом и нервно-эмоциональном состоянии рабочего персонала, приводит к нервному и физическому истощению, что в

конечном итоге сказывается на результате работы и качестве полевого материала.

Для облегчения тяжелого физического труда используют различные машины, обеспеченные системой органов управления, правильно организуют рабочее время.

Превышение уровней шума.

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Первоначально слово шум относилось исключительно к звуковым колебаниям, однако в современной науке оно было распространено и на другие виды колебаний (радио-, электричество).

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014 [14]

Таблица 47 - Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука [14]

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производстве помещений и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

Лабораторный и камеральный этапы

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Освещенность – важнейший параметр на рабочем месте работника, обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и безопасность труда, снижает утомление, сохраняет высокую работоспособность. Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Установлено, что свет, помимо обеспечения зрительного восприятия, воздействует на нервную оптико-вегетативную систему, систему формирования иммунной защиты, рост и развитие организма и влияет на многие основные процессы жизнедеятельности, регулируя обмен веществ и устойчивость к воздействию неблагоприятных факторов окружающей среды.

Согласно СП 52.13330.2011 [21] различают естественное, искусственное и совмещенное освещение.

Освещение рабочих мест внутри помещения характеризуется освещенностью и яркостью. Естественное и искусственное освещение помещений вычислительных центров должно соответствовать СП 52.13330.2011 [21]. При этом естественное освещение должно осуществляться через окна и обеспечивать КЕО (таблица 48).

Таблица 48 - Нормы освещенности рабочих поверхностей [46]

Наименование помещений	Характеристика зрительной зоны	Размер объекта различения, мм	Нормы КЕО, %	Искусственная освещенность, лк	Тип светильника
Лаборатория	Средней точности	0,5-1	4 – верхнее или	300	Люминисцентные газоразрядные

камеральные помещения			комбинированное; 1,5 - боковое		лампы (ЛД), для бокового освещения настольные лампы накаливания
-----------------------	--	--	--------------------------------------	--	---

Для местного освещения рабочих мест следует использовать светильники с непросвечивающими отражателями. Светильники должны располагаться таким образом, чтобы их светящиеся элементы не попадали в поле зрения работающих на освещаемом рабочем месте и на других рабочих местах. Местное освещение рабочих мест, как правило, должно быть оборудовано регуляторами освещения. Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 нт/ М².

Предпочтение должно отдаваться лампам дневного света ЛБ 40-2 и ДРЛ 60-2. Для поддержания нормируемых значений освещенности необходимо своевременно проводить чистку стекол и светильников, замену перегоревших ламп.

Превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений.

При работе с компьютером допустимые уровни электромагнитных полей (ЭМП) нормируются СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [23] (таблица 49).

Таблица 49. Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

При работе с электро и радиотехническими устройствами и оборудованием допустимые уровни ЭМП нормируются СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03[23]

При несоответствии условий труда указанным требованиям выбираются способы и средства коллективной и индивидуальной защиты от воздействия ЭМП.

Обеспечение защиты работающих от неблагоприятного влияния ЭМП осуществляется путем проведения организационных, инженерно-технических и лечебно-профилактических мероприятий.

Организационные мероприятия включают в себя выбор рационального режима работы оборудования, размещения рабочих мест, диаграммы направленности излучения, защиту расстоянием, временем.

К техническим способам и средствам защиты относятся экранирование источника излучения или рабочего места, уменьшение мощности излучения, распространяющегося от источника излучения, применение сигнализации, средств индивидуальной защиты от воздействия ЭМП.

Наиболее эффективным и часто применяемым способом защиты от ЭМП является экранирование источника или рабочего места.

Уменьшение мощности излучения, распространяющегося от источника, обеспечивается применением поглощающих материалов, согласованных нагрузок, аттенуаторов. При поглощении энергия ЭМП превращается в тепловую. В качестве поглощающих материалов используют каучук с графитовым наполнителем, ферромагнитные порошки со связывающими диэлектриками и т.п. На их основе реализуют поглощающие экраны.

Устройство сигнализации предупреждает работающих об опасных уровнях излучения и имеет в качестве основного элемента датчик ЭМП.

Средства индивидуальной защиты следует использовать в случаях, когда снижение уровней ЭМП с помощью средств коллективной защиты технически невозможно или неэффективно. Применяют защитную одежду из материи, содержащей в своей структуре микропровод, экранирующие каски и очки на основе металлической сетки или проводящего покрытия.

2. Экологическая безопасность

Экологическая безопасность - допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Геологическая среда - неотъемлемая часть окружающей среды и биосферы, охватывающая верхние разрезы гидросферы, в которую входят четыре важнейших компонента: горные породы (вместе с почвой), подземные воды (вместе с жидкими углеродами), природные газы и микроорганизмы, постоянно находящиеся во взаимодействии, формируя в естественных и нарушенных условиях динамическое равновесие.

Воздействия на окружающую среду регулируются согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа» (таблица 50) [13].

Таблица 50 — Вредные воздействия на природную среду в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
---	---------------------	-----------------------------

Земля и земельные ресурсы	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки
	Загрязнение почвы химреагентами, маслами, сточными водами.	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химреагентов
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки	Засыпка создаваемых неровностей
Вода и водные ресурсы	Попадание химреагентов, масел со сточными водами.	Хранение хим. Реагентов и ГСМ в специальных складах защищенных от попадания атмосферных осадков
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

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;
- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы:

- обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу;
- не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест;
- не допускается загрязнение участка проведения работ;
- для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности;
- установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ;

- ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой [54].

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины - тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение [54].

Кроме того, при изысканиях необходимо выявлять наличие загрязняющих веществ в геологической среде, опасных для здоровья населения, и осуществлять разработку предложений по утилизации и нейтрализации этих веществ, проводить обследование состояния верхнего слоя грунтов и приводить рекомендации по замене грунтов на отдельных участках территории.

Ввиду непродолжительности полевых работ и незначительности выбросов воздействие на окружающую среду при соблюдении природоохранных мер оценивается как незначимое и допустимое.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Источник ЧС - Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [36].

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. техногенного характера:

- пожары (взрывы) в зданиях;
- пожары (взрывы) на транспорте.

2. природного характера:

- землетрясения [55].

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (территория г. Томск) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в офисных помещениях или лаборатории каждый работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану;

- сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела, заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре;
- принять меры по организации эвакуации людей;
- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.).

Должностное лицо в свою очередь обязано:

- продублировать сообщение о возникновении пожара в пожарную охрану и поставить в известность вышестоящее руководство;
- направить работника для организации встречи подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара;
- в случае угрозы жизни людей организовать их спасение;
- при необходимости отключить электроэнергию;
- прекратить все работы в здании, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;
- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;
- осуществить общее руководство по тушению пожара до прибытия пожарной охраны;
- обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, участвующими в тушении пожара, от возможных обрушений конструкций, поражения электрическим током, отравления дымом, ожогов;
- одновременно с тушением пожара организовать эвакуацию и защиту материальных ценностей

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно

воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения [42].

Рабочий несет ответственность за:

1. соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
2. выполнение требований инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаробезопасности и электробезопасности;
3. качественное выполнение работ;
4. сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
5. аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Перед началом работ рабочий должен:

1. проверить наличие защитных средств;
2. проверить наличие средств пожаротушения;
3. ознакомиться с условиями производства и характером работ и поучить разрешение на производство работ у лица, ответственного за безопасное производство работ.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

Все работники лаборатории обязаны пройти инструктаж по технике безопасности: знать меры при возникновении ЧС, расположение первичных средств пожаротушения, план эвакуации и нахождение кнопок оповещения.

Существуют некоторые правила, которые необходимо соблюдать работнику лаборатории [43]:

- к работе не допускаются лица, не прошедшие инструктаж (периодичность для студентов- 2 раза в год);
- продолжительность работы в лаборатории составляет не более 8 часов в день (перерывы через каждые 45-50 минут);
- работа с химическими веществами запрещена беременным женщинам и несовершеннолетним;
- периодичность медосмотров- раз в год.

Законодательством об охране труда для работников, занятых на работах с вредными условиями труда или связанных с загрязнением, устанавливаются компенсации и льготы:

Согласно ст.117 Трудового Кодекса Российской Федерации [58], в соответствии со «Списком производств, цехов, профессий и должностей с вредными условиями труда» утвержденным Постановлением Государственного Комитета Труда СССР № 298/П-22, утвержденным 25 октября 1974 г., для работников следующих профессий, устанавливается дополнительный отпуск в рабочих днях:

- машинист буровой установки – 6 рабочих дней;
- картограф, топограф, чертежник, занятые составлением, вычерчиванием топографических, географических, геологических, морских и специальных планов и карт – 6 рабочих дней;

Согласно ст. 221 Трудового Кодекса РФ и ст. 37 Конституции Российской Федерации [59] работникам выдаются бесплатно по установленным нормам специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (средства защиты рук, средства защиты ног, средства защиты головы, средства защиты лица, средства защиты глаз, средства защиты органов слуха, средства защиты органов дыхания [6]).

В соответствии со ст. 27 Федерального закона №173-ФЗ от 17.12.2001 г (ред. От 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации», сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии имеют следующие лица:

- мужчины по достижении возраста 55 лет, женщины по достижении возраста 50 лет, если они проработали соответственно не менее 12 лет 6 месяцев и 10 лет в экспедициях, партиях, отрядах, на участках и в бригадах непосредственно на полевых геолого-разведочных, поисковых, топографо-геодезических, геофизических, гидрографических, гидрологических, лесоустроительных и изыскательских работах и имеют страховой стаж соответственно не менее 25 и 20 лет;

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);
- за каждый час ночной работы - 40% часовой тарифной ставки (оклада);
- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Проектируемые работы будут проводиться на территории г. Новосибирска, Новосибирской области, согласно Справочнику базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства данный район приурочен к районам, где к заработной плате работников применяется коэффициент 1,2.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Согласно ГОСТ 12.2.032-78 [57] при организации рабочих мест необходимо учитывать то, что конструкция рабочего места, его размеры и взаимное расположение его элементов должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психофизиологическим данным человека, а также характеру.

При выборе положения работающего необходимо учитывать:

- физическую тяжесть работ;
- размеры рабочей зоны и необходимость передвижения в ней работающего в процессе выполнения работ;
- технологические особенности процесса выполнения работ;
- статические нагрузки рабочей позы;
- время пребывания.

Рабочее место для выполнения работ стоя организуется при физической работе средней тяжести и тяжелой. Если технологический процесс не требует постоянного перемещения работающего и физическая тяжесть работ позволяет выполнять их в положении сидя, в конструкцию рабочего места следует включать кресло и подставку для ног.

Помещение должно быть просторным, хорошо проветриваемым и в меру светлым.

Яркий солнечный свет порождает блики на мониторе, поэтому лучше предусмотреть жалюзи. Вообще по всем гигиеническим нормам помещение в целом и рабочее место должны быть освещены достаточно и равномерно. Недопустимо в темной комнате освещать только рабочее пространство, однако если для какой-либо работы необходим очень яркий свет, то лучше дополнительно осветить рабочее место при достаточном, но не излишнем фоновом освещении.

Пыль и жара — враг не только здоровья, но и техники, поэтому лучше установить кондиционер.

Синтетические ткани при соприкосновении с натуральными и с телом накапливают статическое электричество, которое вредно для техники и вызывает неприятные ощущения при прикосновении к заземленным деталям —

поэтому постелите палас из натуральной шерсти и ходите в одежде из натуральных волокон. Энергоснабжение и заземление в тему этой статьи не входят.

Очень часто используемые средства отображения информации, требующие точного и быстрого считывания показаний, следует располагать в вертикальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от сагиттальной плоскости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы приведены обоснования по всем вопросам, освещенным в ней, а именно различные характеристики района производимых работ, в том числе географические, геологические, а также экономические.

Для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2600 метров были обоснованы выбор способа бурения, а именно турбинный, профиль выбран четырехинтервальный, скважина-одноколонная. Также был аргументирован выбор забойных двигателей и буровой установки. Произведены расчеты промывки, осевой нагрузки на долото, частоты вращения долота, доказан выбор очистного агента и расчет его необходимого расхода, был проведен расчет параметров цементирование и приведена рецептура бурового раствора. Произведена проектировка конструкции обсадных колонн, при условии их равнопрочности по всей длине.

В организационно-экономической части были определены: план мероприятий по повышению производительности труда, должная продолжительность строительства скважины, расчеты рабочего времени и сводный расчет затрат.

В ходе выполнения выпускной работы также были затронуты вопросы о производственной, экологической безопасности, а также о безопасности в чрезвычайных ситуациях.

В специальной части рассмотрен вопрос колтюбинговых технологиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Евсеев В.Д. Разрушение горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. -Томск: Изд. ТПУ, 2002.-95с.
2. Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин. Практ. Пособие, Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 84 с.
3. Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Заканчивание скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2000. – 670 с.
4. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн. Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 46 с.
5. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М.: ВНИИТнефть, 1997. – 194 с.
6. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - М.: НПО ОБТ, 2004. – 160 с.
7. Борисов К.И., Рязанов В.И Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин».
8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые. - М.: Недра, 1994. – 140с.
9. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. -М.: Недра, 1990. -302 с.
10. Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2001. – 679 с.
11. Элияшевский Н.В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении. -М: Недра, 1982.-296 с.
12. Рязанов В.И. Баранов А.Н., Борисов К.И. Расчет бурильной колонны: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 1996-68 с.
13. Чубик П.С. Практикум по промывочным жидкостям. -Томск: Изд. ТПИ, 1991. -100 с.
14. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидромеханика в бурении. Учебник –М.: Недра, 1997.– 174 с.

15. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1979. – 303 с.
16. Попов А.Н., Спивак А.И. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2003. – 509 с.
17. Ягафарова Г.Г., Барахнина В.Б. Утилизация экологически опасных буровых отходов. : журнал Нефтегазовое дело, 2006 г.
18. Лукьянов В.Т., Воевода Р.Б. Заканчивание скважин. -М.: Недра, 1987.-205с.
19. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ.
20. Абалаков А.Д. Экологическая геология. Учебное пособие: Иркутск, 2007. – 267 с.
21. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. - М.: Недра, 1988. – 279 с.
22. Инструкция по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин. М.: Госстрой СССР, 1991.
23. Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Заканчивание скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2000. - 670с.
24. Чубик П.С. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей. – Томск: Изд. НТЛ, 1999. – 300с.