

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



Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01. «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства разведочной, вертикальной скважины, глубиной 2620 метров. на нефтяном месторождении (Томская область)»

УДК _____*

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Теньков Станислав Григорьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Куликов Петр Васильевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018 г.

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»**

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01. «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. руководителя отделения
 _____ Меркулов В.П.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2БЗБ	Теньков Станислав Григорьевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства разведочной, вертикальной скважины, глубиной 2620 метров. на нефтяном месторождении (Томская область)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Геологические условия бурения 2. Интервал отбора керна: 2580-2595метров. 3. Тип профиля: Вертикальный. 4. Данные по профилю: длина вертикального участка 2620 метров. 5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2620 метров. 6. 7. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одноступенчатый 8. Конструкция забоя : зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол 9. Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/открытый ствол
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

	2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. Тема: Буровой ясс
--	--

Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вершкова Елена Михайловна, старший преподаватель, отделение нефтегазового дела
Социальная ответственность	Немцова Ольга Александровна, ассистент,

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18 февраля 2018 года
---	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Куликов Петр Васильевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Теньков Станислав Григорьевич		

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



Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01. «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
Уровень образования: Бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года
Форма представления работы: бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	4 июня 2018 года
--	------------------

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 80 с., 17 рис., 38 табл., 47 литературных источников, 9 прил.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение, отбор керна.

Объектом исследования является нефтяное месторождение (Томская область).

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания, разведочной, вертикальной скважины, на нефтяном месторождении (Томская область).

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство разведочной вертикальной скважины, глубиной 2620 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработаны технологические решения по строительству разведочной, вертикальной скважины.

Степень внедрения: _____

Область применения: _____

Экономическая эффективность/значимость работы _____

В будущем планируется _____

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

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

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

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. – страница; т.е. – то есть; т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; в т.ч. – в том числе; пр. – прочие; т.к. – так как; г. – год; гг. – годы; мин. – минимальный; макс. – максимальный; шт. – штуки; св. – свыше; см. – смотри; включ. – включительно и др.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением № 1); ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ

12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4./2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

Оглавление

Введение.....	12
1.Общая и геологическая часть.....	12
1.1 Геологические условия бурения.....	12
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	13
1.3 Зоны возможных осложнений.....	13
2 Технологическая часть.....	14
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	14
Обоснование конструкции скважины.....	14
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	14
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	14
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	15
2.1.4 Выбор интервалов цементирования.....	15
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	16
Разработка схем обвязки устья скважины.....	16
2.3 Углубление скважины.....	17
2.3.1 Выбор способа бурения.....	17
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	17
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	18
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	19
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	19
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	21
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	22
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	22
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	24
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	24
2.4. Проектирование процессов заканчивания.....	24
2.4.1. Расчет обсадных колонн.....	24
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений.....	25
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений.....	28
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине.....	31
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины.....	31
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	31
2.4.2.2. Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости и определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора ..	32
2.4.2.3. Гидравлический расчет цементирования скважины.....	32
2.4.2.3.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования.....	32

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	33
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	33
2.5 Выбор буровой установки	36
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА	44
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ».....	44
5.ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	45
5.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия	45
5.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	45
5.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	46
5.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	48
5.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	50
5.2.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	50
5.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	50
5.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	52
5.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	53
5.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	53
5.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины.....	53
5.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	53
5.4 Расчет технико-экономических показателей.....	54
3.3.....	54
5.5 Линейный календарный график выполнения работ	56
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА	57
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»	57
6 . Социальная ответственность. Производственная безопасность	59
6.1Анализ вредных факторов.....	59
Повышенный уровень шума	59
6.1.2 Повышенный уровень вибрации.....	59
6.1.3Недостаточная освещенность рабочей зоны	60
6.1.4Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.....	60
6.1.5 Отклонение параметров климата на открытом воздухе	62
6.2 Анализ опасных факторов.....	62
6.2.1Пожарная безопасность	62
6.2.2 Электробезопасность	64
6.2.3 Движущиеся машины и механизмы	65
6.3Экологическая безопасность.....	66
6.4 Разработка мероприятий по охране окружающей природной среды	68
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	71

6.6 Правовые и организационные мероприятия.....	72
6.6.1 Основные мероприятия по предотвращению и ликвидации чрезвычайных ситуаций. 73	
Список литературы	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение А. График совмещенных давлений.....	81
Приложение Б.....	82
Приложение В. Геологические условия бурения.....	87
Приложение Г.....	92
Приложение Д. Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	3
Приложение Е. Зоны возможных осложнений	5
Приложение Ж.....	2
Приложение З.....	5
Приложение И.....	10

Введение

На сегодняшний день нефть и газ являются важнейшим ресурсом для всего мира. Они используются как в качестве источника энергии, так и в качестве сырья для изготовления готовых продуктов, таких как: моторные масла, смазки, пластик, каучук и многое другое. Невозможно представить существование человека в отсутствии этих ресурсов.

Основным этапом в процессе добычи нефти и газа является строительство скважины. Именно от качества строительства скважины зависит то, сколько в конечном итоге возможно добыть нефти или газа из недр. При бурении необходимо обеспечить качественное и наиболее целесообразное проектирование техники и технологий строительства скважины, соответствие фактического профиля скважины проектному, качественное вскрытие продуктивного пласта, отсутствие аварий и осложнений, качественное цементирование ствола скважины.

В данной работе представлено проектирование строительства вертикальной разведочной скважины на нефть в Томской области. Данный проект, включает в себя проектирование всех основных технических и технологических решений, в процессе строительства скважины.

1.Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Геологические условия бурения представлены в приложении А.

Краткая характеристика геологических условий бурения.

Интервал 0-2620 м в большей части сложен глинами, переслаивающимися с алевролитами, аргиллитами и песчаниками. В разрезе представлены мягкие и средние по твердости породы, что определяет выбор породоразрушающего инструмента с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва отсутствуют, что избавляет от необходимости спуска дополнительной обсадной колонны.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в приложении Д.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов.

Разрез представлен 1 водоносным и 1 нефтеносным пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2575-2590 м вертикальным стволом, поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом 90 кубических метров в сутки.

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении Е.

Краткая характеристика возможных осложнений.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств, для их предупреждения и ликвидации.

В интервалах 0-70 и 1175-1900 м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора хим. реагентами.

Интервалы 0-750 и 1580-1615 м характеризуются также наличием прихватаопасных зон, что означает необходимость ограничения по оставлению инструмента в скважине без движения более 5 минут.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Исходя из геологических данных, продуктивный пласт является поровым.

Наблюдается неравномерное чередование аргиллитов и битуминизированных алевролитов, следовательно, пласт литологически неоднородный.

Ввиду того, что продуктивный пласт литологически неоднородный, относится к коллекторам порового типа, что увеличивает вероятность осыпи верхней стенки скважины - выбирается конструкция с закрытым забоем.

Конструкция забоя представлена на рисунке 1.

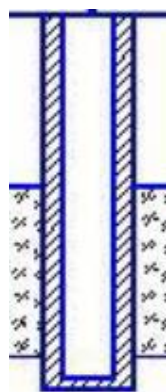


Рисунок 1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Для определения конструкции скважины и необходимости установки промежуточных колонн необходимо построение графика совмещённых

давлений. На рисунке 2 представлен график совмещённых давлений.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины. В приложении А представлен график совмещенных давлений.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 60 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 70 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Расчетное значение глубины спуска кондуктора составляет 800 м, исходя из этого, принимаем глубину спуска кондуктора 800 м для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2620 м в соответствии с заданием на проектирование, исходя из ее расположения в центре толщи продуктивного пласта.

Данные о глубинах спуска обсадных колонн приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Глубины спуска обсадных колонн

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	70	70
Кондуктор	800	800
Эксплуатационная колонна	2620	2620

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования: Направление, кондуктор цементируются на всю длину. Эксплуатационная колонна для нефтяных скважин, по правилам в нефтяной и

газовой промышленности цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м.

Интервалы цементирования представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Интервалы цементирования

Название колонны	Интервал цементирования, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	0-70	0-70
Кондуктор	0-800	0-800
Эксплуатационная колонна	650-2620	650-2620

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны.

На рисунке 2 и в таблице 4 отображена проектная конструкция скважины.

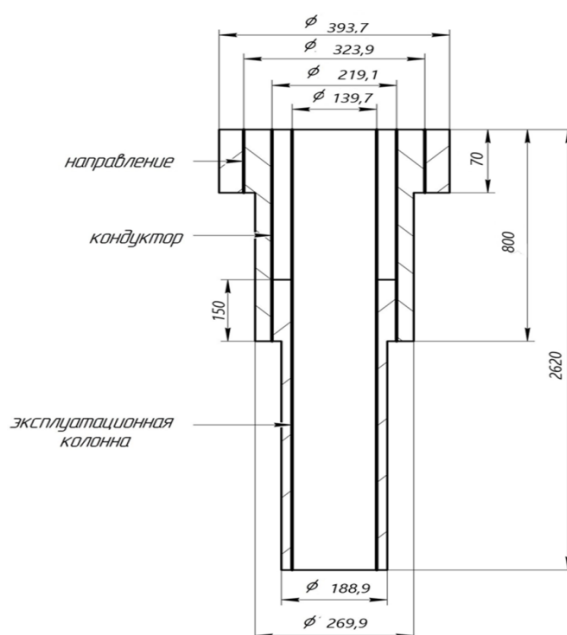


Рисунок 2 – Проектная конструкция скважин

Разработка схем обвязки устья скважины.

По расчетам было получено максимальное устьевое давление $P_{му}=4,7$ Мпа. Исходя из этого, выбираем тип колонной головки и превенторного оборудования.

Выбирается ОКК1-21-139x219,1 ОТТМ, которая предназначена для обвязки двух обсадных колонн диаметрами 139 мм и 219,1 мм с максимальным рабочим давлением 21 Мпа.

В качестве превенторной установки выбирается 5 схема, рассчитанная на рабочее давление 21Мпа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: ОП5- 280/80x21, ГОСТ 13862-90.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины. Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-70	Направление	Роторный
70-800	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
800-2620	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото, а для интервалов бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну принимаются PDC долота, так как данные интервалы сложены мягкими и средними породами низкой и средней абразивности. Выбор данных долот позволяет обеспечить наибольшие скорости бурения и высокие проходки на долото, что позволит снизить количество СПО.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

В таблице 4 представлена характеристика выбранного породоразрушающего инструмента.

Таблица 4 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал		0-70	70-800	800-2620
Шифр долота		393.7GRD111	269.9FD616SM	БИТ188.9В613МТ ВХ
Тип долота		RC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	269,9	188,9
Тип горных пород		М	М, М-С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7-5/8" Reg	6-5/8" Reg	4-1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,29	0,25
Масса, кг		180	70	45
G, тс	Рекомендуемая	18	11	6
	Предельная	23	14	8
n, об/мин	Рекомендуемая	145-160	145-180	180-200
	Предельная	160	200	200

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

В таблице 5 представлено проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения. Для всех интервалов принимались осевые нагрузки на основе статистических, аналитических и допустимых нагрузок на долото.

Все нагрузки рассчитаны по методике расчета осевых нагрузок. Выбирается большее из статической и аналитической величин и сравнивается с предельно допустимой нагрузкой на долото. Для всех интервалов выбраны расчетные величины нагрузок.

Таблица 5 –Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-70	70-800	800-2620
Исходные данные			
α	1	1	1
$R_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000-2500	500-1000	1000-1500
$D_d, \text{см}$	39,37	26,99	18,89

Продолжение Таблицы 5

η	1	-	-
δ , см	1.5	-	-
q , кН/мм	0.4	100	80
$G_{пред}$, кН	230	140	80
Результаты проектирования			
G_1 , кН	3	5.3	2.4
G_2 , кН	156	39	29
G_3 , кН	181	110	63
$G_{проект}$, кН	160-180	100-110	60-70

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Для интервала под направление (0-70 м) проектируется частота вращения 80 об/мин.

В таблице 6 представлено проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения.

Таблица 6 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-800	800-2620
Исходные данные				
$V_{л}$, м/с		3.4	2	1.8
$D_{д}$	м	0.3937	0.2699	0,1889
	мм	393,7	269,9	188,9
τ , мс		8	-	-
z		26	-	-
α		0.9	-	-
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		145	142	180
n_2 , об/мин		188	-	-
n_3 , об/мин		634	-	-
$n_{проект}$, об/мин		145-160	145-180	180-200

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения, под кондуктор, проектируется винтовой забойный двигатель Д-195.4000.7/8, для интервала бурения под

эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-172.7/8.56. Все запроектированные винтовые забойные двигатели имеют регулировку угла перекоса, что позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород, которые так же соответствует всем необходимым требованиям.

В таблице 7 представлено проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения.

Таблица 7 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-800	800-2620
Исходные данные				
D _д	м	-	0,2699	0,1889
	мм	-	269,9	188,9
G _{ос} , кН		-	110	60
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	216	166
M _р , Н*м		-	36000	13800
M _о , Н*м		-	134,95	94,45
M _{уд} , Н*м/кН		-	325,4	228,2

В таблице 8 представлены технические характеристики запроектированных забойных двигателей.

Таблица 8 – Технические характеристики забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д195.4000.7/8	70-800	195	7.5	1380	19-57	48-144	12,5-21,5	190
ДГР172/7/8.56	800-2620	172	8.6	1189	17-38	70-160	10,0-15,5	211

2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 9 и 10.

Таблица 9 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-70	70-800	800-2620
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2699	0,1889
K	0,65	0,5	0,4
K_k	1,5	1,38	1,1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,1
V_m , м/с	0,0083	0,0083	0,0042
Продолжение таблицы 10			
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,203	0,235	0,166
$d_{нмах}$, м	0,0254	0,0127	0,0111
n	3	5	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,2	1,15	1,08
$\rho_{п}$, г/см ³	2,0	2,26	2,12
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	79	28	11
Q_2 , л/с	66	30	9
Q_3 , л/с	195	44	14
Q_4 , л/с	85	32	9
Q_5 , л/с	45	37	39
Q_6 , л/с	-	19-57	17-39

Таблица 10 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-70	70-800	800-2620
Исходные данные			
Q ₁ , л/с	79	28	11
Q ₂ , л/с	66	30	9
Q ₃ , л/с	195	44	14
Q ₄ , л/с	85	32	9
Q ₅ , л/с	45	37	39
Q ₆ , л/с	-	19-57	17-39
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	90-190	38-43	17
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	64	40	17
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q _{тн} , л/с	-	57	38
ρ ₁ , кг/м ³	-	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	-	1150	1080
M _{тн} , Н*м	-	21500	15500
M _{тб} , Н*м	-	36000	13800

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В приложении Ж представлено проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Направление. Бурение интервала под направление начинается на глинистом свежеприготовленном растворе. При бурении под направление для снижения ПФ (показателя фильтрации) и увеличения вязкости глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Кондуктор. При бурении интервала под кондуктор проходят сквозь слой неустойчивых глинистых отложений. В связи с этим требуется решать следующие основные проблемы: укрепление стенок скважины, увеличение выносной способности бурового раствора. Данные проблемы решаются с использованием высокоэффективных полимеров – структурообразователей, поддержание низкой температуры, образование прочной фильтрационной

корки, создание высокой скорости потока раствора. Для бурения под кондуктор проектом предусматривается буровой раствор, приготовленный из бентонитового глинопорошка, обработанный химическими реагентами (полимерглинистый раствор).

Эксплуатационная колонна. При бурении интервала под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и водопроявлений, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты и интервал искривления. При бурении под эксплуатационную колонну лучшим вариантом является использование полимерглинистого раствора.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы. При необходимости дегазации БР в данную схему включается установка дегазации Акрос АКР 270.

На рисунке 3 представлена технологическая схема очистки бурового раствора.

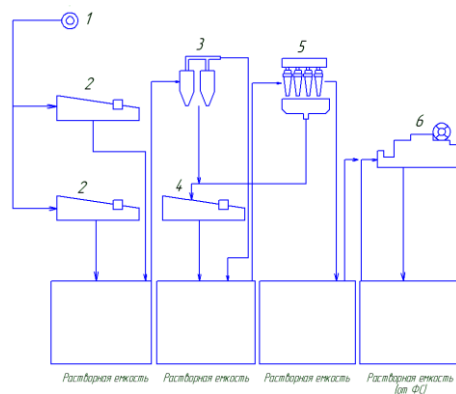


Рисунок 3 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито 4; 3 – пескоотделитель ПГ-60; 4 – вибросито Акрос Falcon; 5 – илоотделитель ИГ-60; 6 – центрифуга Акрос АКР – 363.

В Приложении Б приведен компонентный состав бурового раствора.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под хвостовик. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроект».

В приложении В представлены результаты гидравлической промывки.

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна является ответственной и весьма трудоемкой операцией, поэтому необходимо произвести выбор и обоснование породоразрушающего инструмента (бурильной головки), кернаприемного устройства, спроектировать режим бурения, обеспечивающий максимальный вынос керна. В таблице 11 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 11 – технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Технические средства для отбора керна	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2580-2595	СК-136/80 «ТРИАС»	2-5	60-120	18-25

2.4. Проектирование процессов заканчивания

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр об}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1800
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	846	глубина скважины, м	2620
высота столба буф. жидкости h_1 , м	605	высота столба тампонажного раствора норм. плотности h_2 , м	95
высота цем. стакана $h_{ст}$, м	10	дин. уровень скважины h_0 , м	1950

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

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

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

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

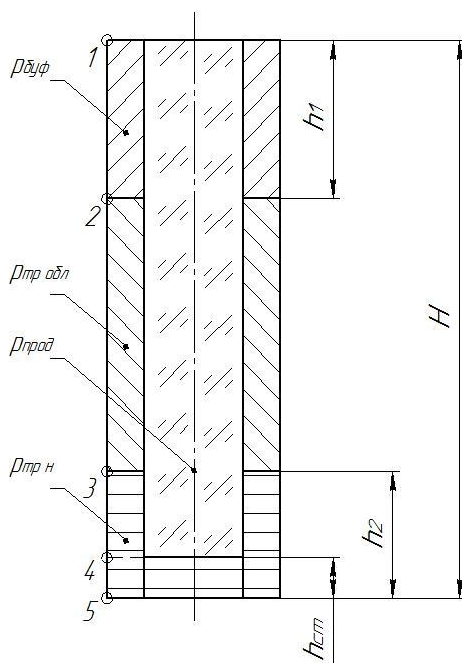


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 13 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 13 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом устьевом давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	650	2525	2610	2620
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,3	7,6	8,3	8,3

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида (6,34 МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости (19,25 МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

2 случай: конец эксплуатации скважины.

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

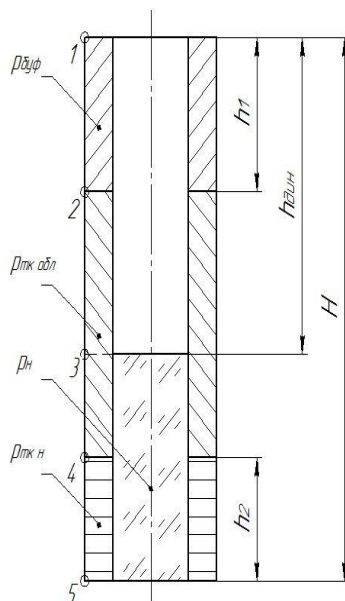


Рисунок 5 Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 14 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 14 – 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	650	1746,7	2525	2620
Наружное избыточное давление, МПа	0	9,17	20,84	23,23	23,78

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 6.

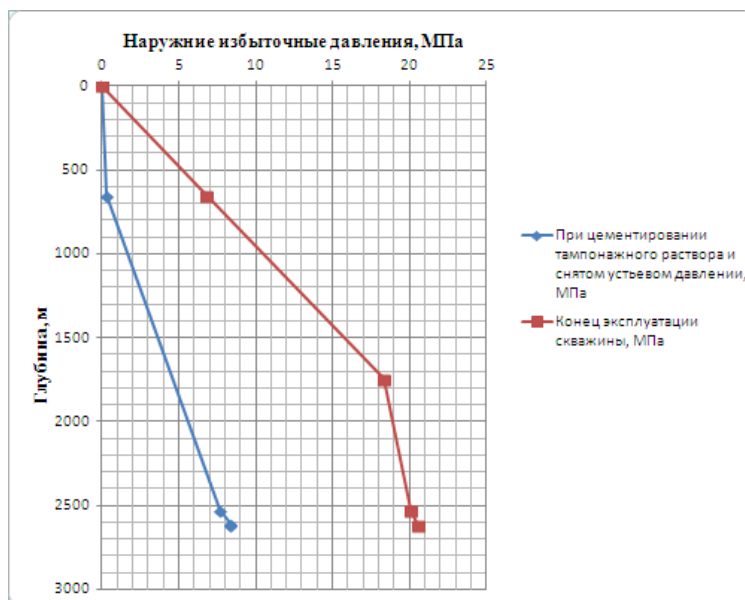


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

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

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

На рисунке 7 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 22,65 МПа.

В таблице 15 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

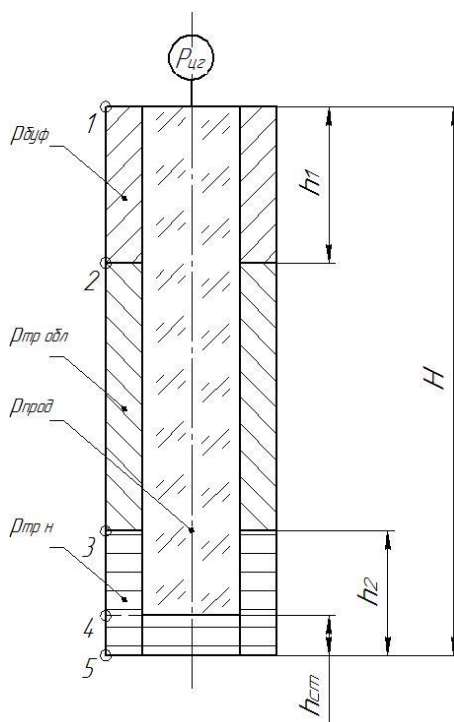


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 15 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	650	2525	2610	2620
Внутреннее избыточное давление, МПа	17,3	17,0	16,1	15,8	15,8

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны.

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

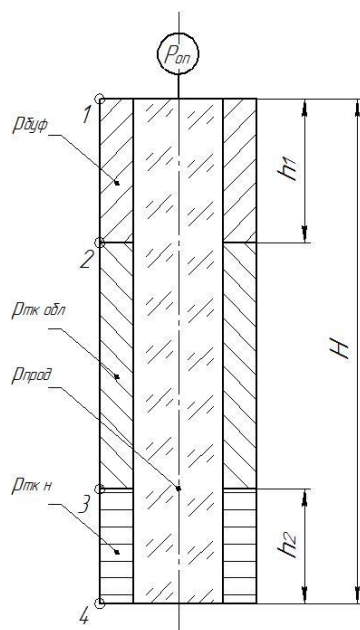


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

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

В таблице 16 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 16 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	6500	2525	2620
Внутреннее избыточное давление, МПа	12,5	12,1	11,2	10,9

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 9.

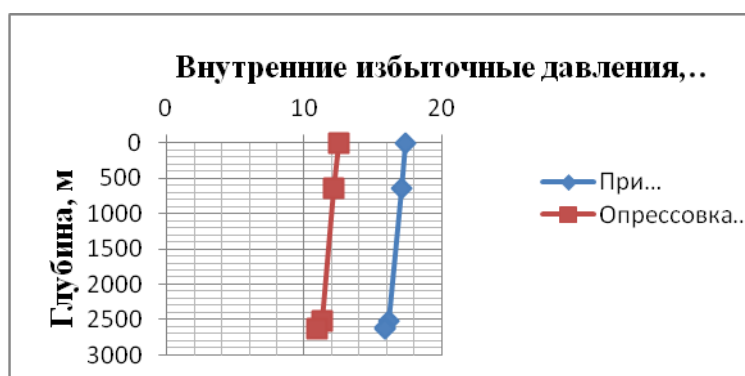


Рисунок 9 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	7,7	95	25,1	2384	2384	2620-2525
2	Д	7	425	22,9	9732	12116	2525-2100
3	Д	6,2	2100	20,5	43050	55166	2100-0

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

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

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

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

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 46.54$ МПа.

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

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{ср\ эс} \cdot V_{эс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{эс\ кн})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{ср\ эс\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эс\ д} \cdot \sqrt{k_{ср\ эс}} - D_{эс\ кн})}, \quad (2)$$

$$P_{гд\ кп} = 0.154 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{гс\ кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (3)$$

$$P_{гс\ кп} = 34.0893 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле 1.1:

$$34.0893 \text{ МПа} \leq 45.8 \text{ МПа},$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2. Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости и определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 18.

Таблица 18 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимен. жидкости	Объем жидк., м ³	Плотн. жидк., кг/м ³	Объем воды для пригот. жидк., м ³	Наимен. компонента	Масса компон. (кг) / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков (шт.)
Буферная	4.24	1050	21.2	МБП-СМ	296.8 / 12	-	-
	16.96			МБП-МВ	254.4 / 11	-	-
Обл.тамп. р-р	36.4	1400	36.4	НТФ	14.9 / 1	ПЦТ-Ш-Об(4-6)-100	23.8/ 24
Тамп.р-р норм.плотн.	2.0	1800	2.0	НТФ	0.82 / 1	ПЦТ-П-100	2.5 / 3

2.4.2.3. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.3.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 10 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

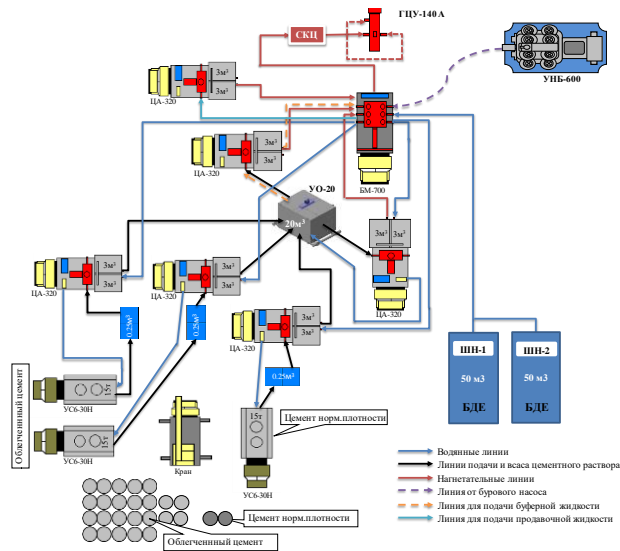


Рисунок 10– Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Спроектированная технологическая оснастка представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, $D_{усл}$, мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементировочная головка
Направление, $D_{усл}$ = 324 мм	БКМ-324 ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, $D_{усл}$ = 219,1 мм	БКМ-219 ОТТМ	ЦКОДМ -219 ОТТМ	ПРП-Ц-219	ЦЦ-219/270 (16)	ГЦУ-219
Экспл. колонна, $D_{усл}$ = 139,7 мм	БКМ-140 ОТТМ	ЦКОДМ -140 ОТТМ	ПРП-Ц-140	ЦЦ-140\146 (52)	ГЦУ-140

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 15 м (гл. 2575-2590 м)

Кумулятивный корпусный перфоратор однократного использования

ПКО-89 АТ

Перфоратор кумулятивный корпусной однократного применения с возможностью спуска как на кабеле, так на НКТ и ГНКТ, предназначен для вторичного вскрытия пластов в скважинах, заполненных жидкостью. Рекомендуется к применению в обсадных трубах диаметром 140, 146 мм

Основные технические характеристики перфоратора представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Основные технические характеристики

Технические характеристики	ПКО89-АТ
Наружный диаметр, мм	89
Фазировка, ° *	60
Плотность перфорации, отв./м **	10, 20
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа ***	80/103,5 130
Максимально допустимая температура, °С	150/200
Длина корпусов, м****	1/2/3/4/5/6

Для вызова притока выбран метод свабирования. Для проведения операций по свабированию выбирается скважинное оборудование КС 62, которое включает в себя: узел заделки каната, шаблон, штанга, скрепер, ударник сваба, извлекатель сваба, сваб, штанга грузовая.

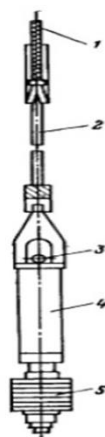


Рисунок 11 – Устройство сваба: 1 – канат, 2 – подвеска, 3 – клапан, 4 – патрубок, 5 – поршень

Сваб представляет собой трубу, в верхней части которой расположен клапан, открывающийся вверх.

Сваб опускается в колонну НКТ на тонком стальном канате. Уплотнение пространства между свабом и внутренним диаметром НКТ осуществляется 3-4 резиновыми манжетами, армированными проволочной сеткой. Сваб движется вниз под действием груза, прикрепленного к его низу. При этом клапан открывается и жидкость, находящаяся в колонне НКТ, свободно проходит в пространство выше сваба. При движении сваба вверх клапан закрывается и зашедшая жидкость выталкивается на поверхность.

Испытания скважины будут проводиться в пилотном стволе с помощью пластоиспытателя на колонне бурильных труб.

Таблица 21 – Основные технические характеристики КС-62

Технические характеристики		
Диапазон температуры окружающей среды, °С	от -40 до +120	
Габаритные размеры, мм	НКТ2 7/8'	НКТ3
Длина	от 1500 до 2000	от 1500 до 2000
Максимальный диаметр	54	65
Шаблон диаметр	59,7	72

На рисунке 12 изображен состав комплекса испытательного оборудования ИПТ-116.

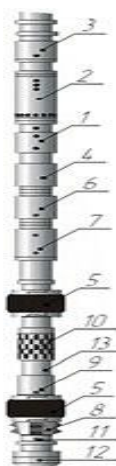


Рисунок 12 – Состав комплекса испытательного оборудования: ИПТ-116

1. Испытатель пластов ИПМ1-146У
2. Клапан запорно-поворотный много цикловый ЗПКМ2-146М
3. Клапан циркуляционный комбинированный КЦК-146
4. Раздвижной механизм РМЗ-146
5. Пакер ПЦР2-146 и ПЦ-178
6. Ясс гидравлический ЯГЗ 3-146
7. Замок

безопасный ЗБ-146 8. Якорь ЯК-190/240 и ЯК 270/325 9. Уравнительное устройство УУ4-146 10. Фильтр Ф2-146 11. Патрубок приборный ПП-146 12. Башмак опорный БО-146 13. Переводник левый ПЛ-146.

Комплекс испытательного оборудования ИПТ-116.

Комплекс предназначен для гидродинамических исследований пластов, вскрытых в процессе бурения разведочных, поисковых, опорно-параметрических скважин в открытом стволе диаметром от 187 до 295 мм и обсадной колонне диаметром от 219 до 324 мм.

Управление комплексом осуществляется посредством вращением и вертикальным перемещением труб.

Данный комплекс позволяет исследовать пласт селективно в многоцикловом режиме; отбирать герметизированные пробы пластового флюида; оценивать гидродинамические параметры околоствольной и удаленной зоны пласта и их изменение в процессе многоциклового испытания; дренировать призабойную зону пласта и очищать забой скважины.

В процессе испытания скважины происходит отбор проб, что позволяет провести дальнейший анализ нефти содержащейся в пласте.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности. По её допустимой максимальной грузоподъемности, позволяющей проводить спуско-подъемные операции с наиболее тяжелой бурильной и обсадной колоннами. При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6;$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9;$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (13)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k = 1,3$);

$Q_{мах}$ – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку БУ-3000 ЭУК-1М.

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	89	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	2,03
Максимальный вес обсадной колонны	55,7	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	2,36
веса колонны при ликвидации прихвата	115,7	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,56

3. Сравнительный анализ буровых яссов.

1. Буровой ясс – якорная система сдвига, предназначенная для, освобождения прихваченного бурового инструмента в скважине.

Устройство ясса.

Механического ясса (рис. 13)

Гидравлического ясса (рис. 14)

Ясс, ЯГ представляет собой сборные корпус и шток, и состоит следующих узлов:

- шлицевая часть, обеспечивающая передачу крутящего момента бурильной колонны.

- поршневая камера с гидроцилиндром двустороннего действия с дроссельными отверстиями регулируемого сечения, создающая временную задержку при натяжении или сжатии буровой колонны;
- механический фиксатор - устройство, блокирующее шток от осевых перемещений в корпусе до тех пор, пока усилие натяжения буровой колонны не достигнет заданной величины.

Все узлы ясса -маслонаполненные.

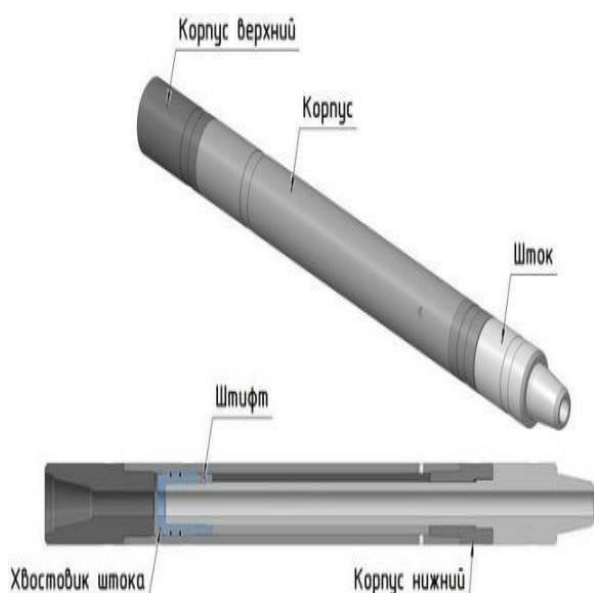


Рис.13 Механический ясс.

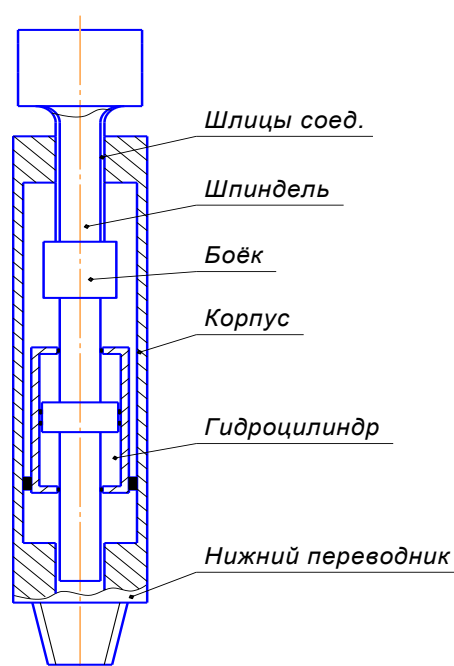


Рис.14 Гидравлический ясс.

Принцип работы.

При прихвате колонны и создании на крюке бурового станка осевого усилия, превышающего усилие срабатывания фиксатора, в поршневой камере за счет течения масла сквозь дроссельные отверстия малого сечения создается противодействующая сила, обеспечивающая временную задержку растяжения или сжатия яса. В течение временной задержки яса (~30 секунд) колонна труб упруго деформируется (растягивается или сжимается). При выходе поршня из участка уплотнения гидроцилиндра шток резко освобождается от

гидравлического сопротивления, возникает осевой удар, освобождающий колонну.

Шлицы передают крутящий момент бурильной колонны при нормальной работе, а при захвате создание крутящего момента вместе с осевой нагрузкой способствует более быстрому освобождению колонны. Принцип работы бурильного ясса заключается, в передаче ему накопленной колонной бурильных труб энергии деформации и преобразовании ее в кинетическую в месте захвата. Бурильный ясс может включаться в компоновку бурильной колонны в качестве предупредительной меры для борьбы с захватами инструмента.

Классификация яссов.

Типология бурильных яссов основывается на двух параметрах: метод срабатывания и принцип действия. По принципу действия выделяют бурильные и ловильные яссы – они обладают внешним сходством и оказывают примерно одинаковую ударную нагрузку, однако бурильные яссы по длине аналогичны бурильным трубам, а ловильные ясы – короче. Кроме того, в отличие от более износостойких бурильных, ловильные яссы не способны выдерживать буровые нагрузки, а потому предназначены только для работы по направлению вверх и опускаются в скважину только после отсоединения и подъема трубы выше места захвата. В последнее время также используют крутильные яссы. Крутильный ясс, представлен на Рисунке 15

По типу стопорного механизма выделяют гидравлические и механические яссы. Механические устройства приводятся в действие за счет пружин, замков и направляющих роликов с пусковыми механизмами, гидравлические – за счет протягивания штока через узкое место полости корпуса, заполненное гидравлической жидкостью.

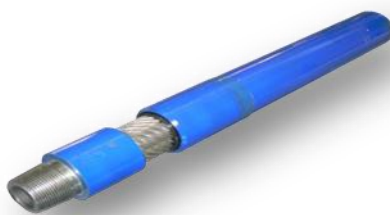


Рисунок -15 Ясс крутильный

Несмотря на то, что гидравлические яссы обладают рядом преимуществ, они все же не всегда являются идеальным решением для проведения работ. Так, одним из основных ограничений применения гидравлических яссов является соблюдение температурного режима: необходимо отслеживать температуру устройства и в случае ее существенного повышения – останавливать работу и ожидать охлаждения жидкости. Однако сегодня производители во всем мире разрабатывают решения, которые позволят обойти это и другие ограничения применения данного типа инструмента.

Порядок выполнения работ при осуществлении удара вниз:

- 1.Разгрузить бурильную колонну над яссом до расчетной величины, необходимой для удара вниз;
- 2.«Застопорить» буровую лебедку при помощи основного тормоза;
- 3.По истечении времени гидравлической задержки, ясс полностью закроется и произойдет удар вниз.

Для повторного удара вниз, ясс необходимо перезарядить, для этого необходимо:

Натянуть бурильную колонну до момента, когда показания индикатора веса будут соответствовать весу бурильной колонны над яссом.

Дополнительно натянуть бурильную колонну на величину, составляющую примерно 50% от испытательной растягивающей нагрузки, указанной в паспорте ясса.

Для исключения удара вверх, время натяжения должно быть не более времени гидравлической задержки при испытании ясса на растяжение.

Порядок выполнения работ при осуществлении удара вверх:

1. Натянуть бурильную колонну на расчетную величину тягового усилия необходимого для проведения удара вверх;
2. «Застопорить» буровую лебедку при помощи основного тормоза;
3. После окончания времени гидравлической задержки яс откроется и произойдет удар вверх;
4. Для повторного удара вверх, ясс необходимо перезарядить, для этого:
5. Разгрузить бурильную колонну до момента, пока показания индикатора веса будут соответствовать весу бурильной колонны над яссом.
6. Дополнительно разгрузить бурильную колонну на величину, составляющую примерно 50% от испытательной сжимающей нагрузки, указанной в паспорте ясса.

Для исключения удара вниз, время разгрузки должно быть не более времени гидравлической задержки при испытании ясса на сжатие.

Яссы гидравлические двустороннего действия ЯГ предназначены для работы в составе бурильной колонны в течение всего процесса бурения скважин с целью обеспечения безаварийной работы. Бурение с применением яссов наиболее эффективно в условиях и породах, способствующих осложнениям и прихватам элементов бурильной колонны. Ясы ЯГ применяются при бурении роторным способом и с применением забойных двигателей.

Место установки яссов определяется в соответствии с технологическими рекомендациями. Яссы ЯГ предназначены для бурения скважин при забойной температуре не более 110°C с использованием в качестве рабочей жидкости воды или бурового раствора с массовым содержанием абразивной фазы до 1%.

Для повышения эффективности применения ясса, особенно при проведении работ в сильно искривлённых скважинах или при небольшой глубине спуска, над УБГ рекомендуется устанавливать усилитель яса (интенсификатор). Так же целесообразно устанавливать осциллятор буровой,

создающий высокочастотные малоамплитудные осевые колебания буровой колонны, в процессе бурения или промывки скважины.

Осциллятор буровой представлен на рисунке 16

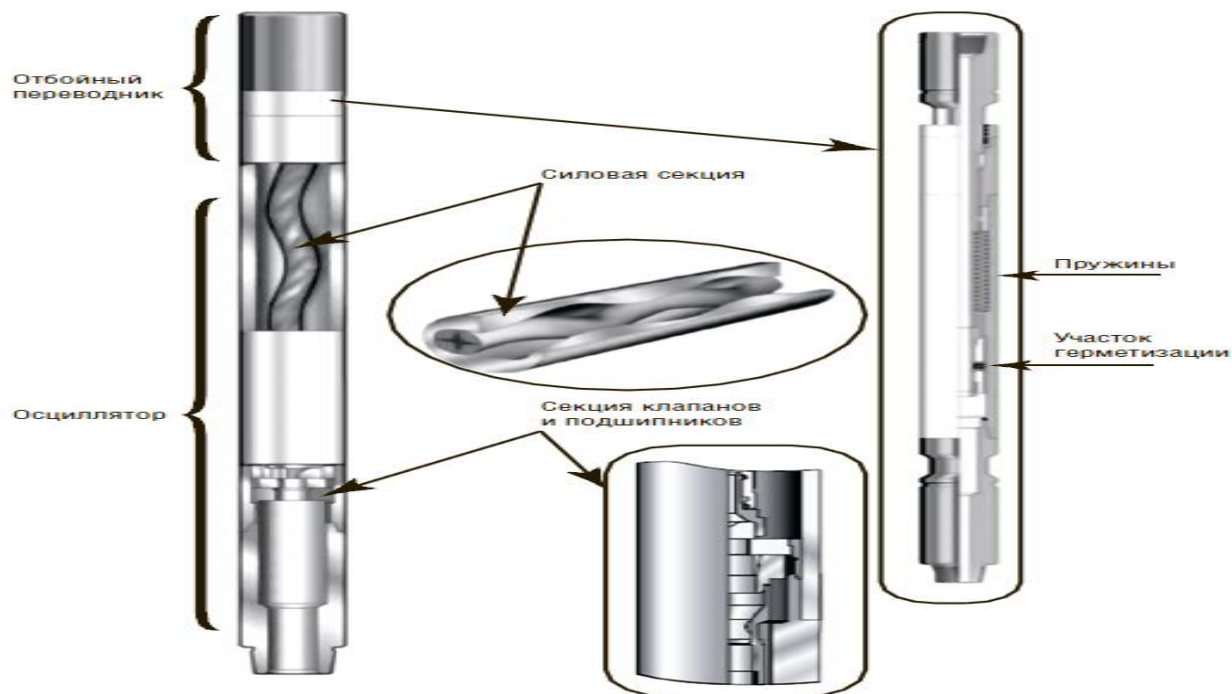


Рисунок 16

Недостатки и преимущества яссов.

К недостаткам гидравлического ясса можно отнести то, что в случае расположения ясса в зоне сжатия бурильной колонны, для исключения неконтролируемого срабатывание ясса вниз необходимо ограничивать осевую нагрузку на долото в течение первых 3 – 5 минут бурения.

К преимуществам- возможность регулировать силу удара как вверх, так и вниз. Ясс эффективно работает в скважинах со сложным профилем с большим коэффициентом трения где затруднительно создать и контролировать осевое усилие, необходимое для перезарядки ясса.

Недостаток гидромеханического ясса. В скважинах со сложным профилем, силы трения, действующие на бурильную колонну, будут препятствовать передаче к механизму, нагрузки, необходимой для его перезарядки.

Преимущество. В случае расположения ясса в зоне сжатия бурильной колонны не требуется принятия мер для исключения неконтролируемого срабатывание ясса вниз.

Таблица 23-Технические характеристики гидравлического ясса.

Показатели	Шифр изделия		
	ЯГ7-105	ЯГ-120	ЯГ4-170
Тип исполнения	Правое, двухстороннего действия		
Принцип действия	Гидравлический		
Наличие фиксатора	да	да	да
Максимальный наружный диаметр, мм	110	120	170
Диаметр проходного канала, мм	50	50	70
Максимально допустимая растягивающая нагрузка (при работе), т	100	120	200
Максимальная прикладываемая растягивающая нагрузка опасная для целостности оборудования, т	150	150	250
Допустимый передаваемый крутящий момент (при работе), кНм	18	25	50
Максимальный крутящий момент опасный для целостности оборудования, кНм	30	38	65
Усилие разблокировки фиксатора вверх, кН	100±20	105±25	300±20
Гидравлическая задержка, сек.	25±5	25±5	30±5
Номинально прикладываемая нагрузка для срабатывания ясса, т			
- вверх	15	25	40
- вниз	10	15	25
Присоединительные резьбы:			
- верх (муфта)	3-86	3-102	3-133
- низ (ниппель)	3-86	3-102	3-133
Ход штока не более, мм	450	450	500
Длина в транспортном состоянии, мм	5350	4810	5760
Масса, кг	250	290	600

Таблица 24-Технические характеристики механического ясса

Наименование	Условное обозначение ЯМ-54
Условный диаметр колонны, НКТ, мм	89
Длина ясса, мм, не более	1550
Диаметр, мм	54
Длина хода штока, мм	1135
Масса, кг, не более	17
Рабочая среда	Буровой раствор, нефть, вода
Температура среды, оС, не более	100
Присоединительные резьбовые размеры по ГОСТ 13877-80	Резьба штанговая Ш 22 *

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Тенькову Станиславу Григорьевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Теньков Станислав Григорьевич		

5.ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

5.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия

Imperial Energy – современная компания, ориентированная на эффективную разработку месторождений и долгосрочный рост добычи нефти.

Компания Imperial Energy занимается геологоразведкой и нефтедобычей на территории Российской Федерации

Сфера деятельности и профильные активы компании сконцентрированы в северо-восточной части Томской области.

Imperial Energy находится в Томске. Компанией руководит квалифицированный персонал с опытом работы в более чем 18 странах. Менеджмент и специалисты компании обеспечивают успешное внедрение передовых технологий, проектное управление, корпоративное управление, а также наилучшие меры по защите Здоровья, Безопасности и Окружающей среды.

Штат Imperial Energy насчитывает 880 человек, большая часть которого находится в Томске.

Imperial Energy осуществляет свою деятельность через три дочерних предприятия, расположенных в Томске: «Альянснефтегаз», «Сибинтернефть» и «Норд Империял». Imperial владеет 14 лицензиями и занимает второе место после «Томскнефти» по площади лицензионных участков.

Организационная структура УБР включает производственные подразделения, участвующие в изготовлении основной продукции - скважин, и органы управления предприятием. Также отражены организационные, иерархические и технические особенности предприятия в, Приложении Б.

5.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением

цикла строительства скважины. По результатам расчетов приведенных в этом разделе составляется нормативная карта.

Таблица 25 - Исходные данные для расчета нормативной карты:

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	2620
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
-под кондуктор и эксплуатационную колонну	Турбинный
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 324 мм на глубину 70 м
- кондуктор	d 219 мм на глубину 800 м
- эксплуатационная	d 140 мм на глубину 2620 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950, 2
производительность, л/с:	
- в интервале 0-70м	66
- в интервале 70-800м	58
- в интервале 800-2620м	25
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178мм -70м d 146мм-56м d 229мм- 8м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 70-800 м	Д195.4000.7/8
- в интервале 800-2620 м	ДГР172/7/8.56
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-70 м	ТБВК 127x10(48,5м)
- в интервале 70-800 м	ТБВК 127x10(732м)
- в интервале 800-2620 м	ТБВК 127x10(2554м)
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-70 м	393.7GRD111
- в интервале 70-800 м	269.9FD616SM
- в интервале 800-2620 м	БИТ188.9В613МТВХ
- в интервале отбора керна 2575-2590 м	БИТ-188,9/80 В 613 С9

5.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на интервалы бурения, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 34.

Таблица 26 - Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	70	70	0,027	490
2	70	800	730	0,027	820
3	800	2620	1820	0,037	310

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (4)$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H - количество метров в интервале, м

Для направления:

$$N = 30 \cdot 0,027 = 0,81 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
70	0,027	1.89
730	0,027	19.71
1820	0,037	67.34
Итого		88.94

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

$$n = H / П, \quad (5)$$

где $П$ - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 70 / 490 = 0.14;$$

Для кондуктора:

$$n = 730 / 820 = 0.89;$$

Для эксплуатационной колонны:

$$n = 1820 / 310 = 5.87;$$

Результаты расчета сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
70	490	0,14
730	820	0,89
1820	310	5.87
Итого на скважину		6.9

5.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

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

Расчет производится по формуле

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (6)$$

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

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 29.

Таблица 29 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-70	393,7	490	11	24	0-70	0,0118	0.8
II	70-800	269.9	820	12	32	70-100	0,0119	0.35
						100-200	0,013	1,3
						200-300	0,0143	1,43
						300-400	0,0143	1,43
						400-500	0,0143	1,43
						500-600	0,0152	1,52
						600-700	0,0154	1,54
						700-800	0,0156	1.56
ИТОГО								11.36
III	800-2620	188.9	310	12	32	800-900	0,0156	1,56
						900-1000	0,0157	1, 57
						1000-1100	0,0163	1,63
						1100-1200	0,0174	1,74
						1200-1300	0,0185	1,85
						1300-1400	0,0187	1,87
						1400-1500	0,0190	1,90
						1500-1600	0,0196	1,96
						1600-1700	0,0207	2,07
						1700-1800	0,0227	2,27
						1800-1900	0,0230	2,30
						1900-2000	0,0237	2,37
						2000-2100	0,0243	2,43
						2100-2200	0,0246	2,46
						2200-2300	0,0249	2,49
2300-2400	0,0252	2,52						
2400-2500	0,0252	2,52						
2500-2620	0,0256	2,56						
								38.07
Итого								49.43

5.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- кондуктор: $3 \cdot 1 = 3$ мин;
- эксплуатационная колонна: $8 \cdot 1 = 8$ мин.

5.2.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

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

5.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

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

- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

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

Наворачивание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (7)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n -длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 70 - 10 = 60 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущей трубы (24 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (8)$$

Для направления:

$$L_T = 60 - 25 = 35 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (9)$$

где l_c - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 35/24 = 1,45 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1,45 \cdot 2 + 5 = 7,09 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 800 - 10 = 790 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 790 - 25 = 765 \text{ м}$$

$$N = 765/24 = 31,87 \approx 32 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 32 \cdot 2 + 5 = 69 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2620 - 10 = 2610 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2620 - 25 = 2595 \text{ м}$$

$$N = 2595/24 = 108 \text{ шт}$$

$$T_{\text{конд.}} = 108 \cdot 2 + 5 = 221 \text{ мин}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

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

$$\Sigma = 7,09 + 69 + 221 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 495,29 \text{ мин} = 8,25 \text{ ч.}$$

5.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

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

5.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

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

5.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

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

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 139,17 часов или 5,79 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $139,17 \times 0,066 = 9,185$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет (Приложение Д)

$$139,17 + 9,185 + 25 = 173,355 \text{ ч} = 7,22 \text{ суток.}$$

5.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

5.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (10)$$

$$T_{np} = 139,17 \cdot 1,09 = 151,69$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (11)$$

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

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

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

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 30.

Таблица 30– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
Бурение:			
направление	2,69	2,93	0,12
кондуктор	31,07	33,86	1,41
эксплуатационная колонна	105,41	114,89	4,78
Крепление:			
направление	3,56	3,88	0,16
кондуктор	16,0	17,44	0,72
эксплуатационная колонна	32,4	35,31	1,47
Итого	191,13	208,31	8,66

5.4 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие

нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (10)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2620/88,94 = 29,45 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (11)$$

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

$$V_p = 2620/(49,43+88,94) = 18,9 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (12)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2620 \cdot 720/191,13 = 9869 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_δ , м

$$h_\delta = H/n, \quad (13)$$

где n - количество долот.

$$h_\delta = 2620/6,9 = 379 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (14)$$

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

$П_n$ - плановые накопления, руб.

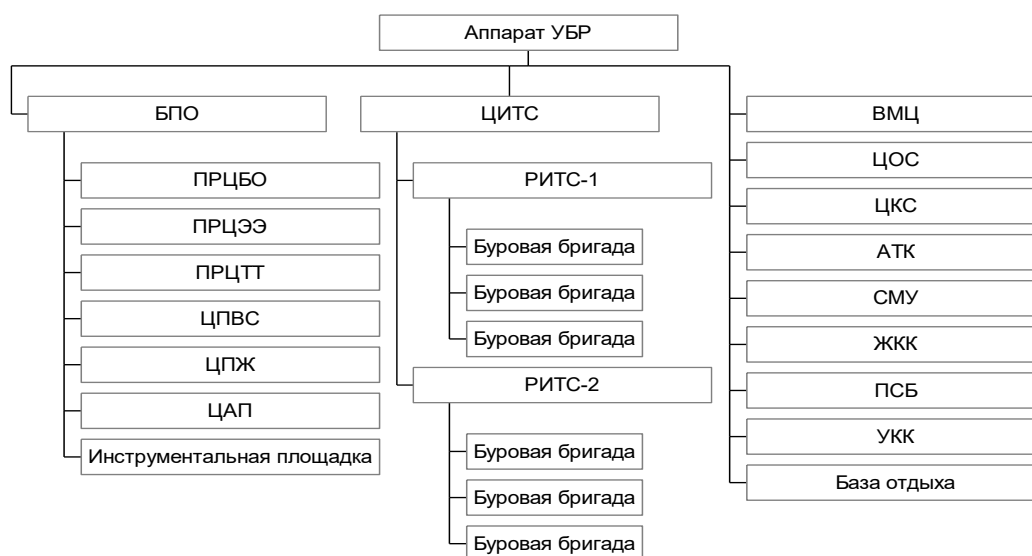
$$C_{с1м} = (151733607,54 - 39901)/2620 = 57898,37 \text{ руб;}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 31.

Таблица 31 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2620
Продолжительность бурения, сут.	8,66
Механическая скорость, м/ч	29,45
Рейсовая скорость, м/ч	18,9
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9869
Проходка на долото, м	379
Стоимость одного метра	57898,37

На рисунке 17 приведена организационная структура «Норд Империл».



5.5 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 32:

Таблица-32 Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	2
помощник бурового мастера	2
бурильщик 7 разряда	4
бурильщик 6 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	8
электромонтёр 6 разряда	4
Слесарь по обслуживанию буровой 6 разряда	4

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Тенькову Станиславу Григорьевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело/Бурение НиГС

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объект исследования: проект технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2640 метров на нефтяном месторождении (Томская область).</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума. 2. Повышенный уровень вибрации. 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 4. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. 5. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы. 2. Электробезопасность. 3. Пожаровзрывобезопасность.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 	<p>Воздействие на окружающую среду сводиться к минимуму, так как используемые вещества, такие как Бентонит, Крахмал, Каустическая сода, минимально токсичны. Некоторые из них могут быть отправлены на вторичное производство, а остальные утилизируются с помощью</p>

экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	дополнительных средств защиты.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	Рассмотрены наиболее характерные ЧС: 1. техногенные (несчастные случаи, нефтегазопроявления, пожары); 2. природные (наводнения, ураганы, морозы); 3. военные.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности на буровой площадке, а также контроль за исправностью работы в помещении.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Теньков Станислав Григорьевич		

6. Социальная ответственность. Производственная безопасность

6.1 Анализ вредных факторов

Повышенный уровень шума

Источниками повышенного шума на буровой являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. При бурении ротором, шум составляет до 115дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ.

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 эквивалентный уровень звука составляет 80 дБа.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки,
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противозумный шлем);

6.1.2 Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации на буровой являются: КПЦ 700, буровая лебедка, электродвигатели, ротор, вибросита, буровые насосы.

Нормирование общей вибраций ведется согласно ГОСТ 12.1.012-90 “ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности”, где основным нормируемым параметром является, среднеквадратичная виброскорость и ее логарифмический уровень в зависимости от частоты (октавный ряд среднегеометрических частот — 1,2,4,8,16,32,63Гц). Нормирование ведется как для общих, так и для локальных вибраций на рабочих местах различных производственных помещений

Мероприятия по устранению вибрации:

- балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов;

– применение средств индивидуальной защиты

6.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 33.

Таблица 33- Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50 ⁰ . Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30 ⁰ .	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50 ⁰ .	75
Путь талевого блока.	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70 ⁰ .	20
Кронблок.	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блок-пусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

6.1.4 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Таблица 34- Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды СН)	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C ₁ -C ₅)	0,3831	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C ₆ -C ₁₀)	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C ₁₂ -C ₁₉)	0,0343	
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

Таблица 35-ПДК и классы опасности.

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

6.1.5 Отклонение параметров климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Таблица 36- Климатические нормативы.

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

6.2 Анализ опасных факторов

6.2.1 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность согласуется со следующими нормативными документами: ГОСТ 12.1.044-84 "Пожаровзрывоопасность взрывчатых веществ и материалов", ГОСТ 12.1.044-76 "Пожарная безопасность, общие требования", ГОСТ 12.1.010-76 "Взрывобезопасность. Общие требования", СНиП 2-80 "Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений";

"Правила пожарной безопасности в Российской Федерации" 1993 г., "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" 2000 г.

Для предупреждения возникновения пожара необходимо:

- устанавливать молниезащиту;
- устье скважины обвязывать противовыбросовым оборудованием и осуществлять постоянный контроль за ним;
- выхлопные трубы дизелей и автомобилей оборудовать искрогасителями;
- организовывать места для курения за пределами буровой установки; осторожное обращение с открытым огнем (сварные работы, курение); применять омеднённый инструмент;
- устанавливать коммутирующую аппаратуру;
- проверять сопротивление изоляции (один раз в год);
- соблюдать правила хранения и эксплуатации горюче смазочных материалов.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 3.1.3.

Таблица 37- Первичные средства пожаротушения.

Наименование	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
Огнетушитель пенный		8
Ящик с песком объемом 0.5 м ³	ГОСТ 16005-70	4
Ящик с песком объемом 1 м ³	-	2
Лопаты	-	5
Ломы	ГОСТ 3620-76	2
Топоры	ГОСТ 16714-71	2
Багры	ГОСТ 16714-71	2
Ведро пожарные	ГОСТ 16714-71	4
	-	

6.2.2 Электробезопасность

К основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Основные причины электротравматизма:

- использование неисправного оборудования;
- допуск к работе с электрооборудованием неквалифицированных лиц. Лицо, допускаемое к работе с электрооборудованием, должно иметь IV квалификационную группу по технике безопасности (для электроустановок до 1000 В).

При эксплуатации электрооборудования запрещается:

- обслуживание электроустановок без применения защитных средств (диэлектрических перчаток, бот, изолирующих подставок);
- управление лебедками и другим электрооборудованием без диэлектрических перчаток, если рукоятки управления не имеют надежного изоляционного покрытия;
- эксплуатация стационарного электрооборудования без изолирующих подставок в условиях повышенной влажности и проводимости почвы (пола);
- ремонт электрооборудования, находящегося под напряжением;
- работа электроустановок при неисправном или неправильно выполненном защитном заземлении, а также при неисправной защите от опасных токов утечки;
- держать под напряжением не использующиеся электрические сети (за исключением, резервных).

Получение электротравм возможно при работе с электрооборудованием в сырую погоду без средств защиты (диэлектрических перчаток, резиновых ковриков и.т.д.), также в помещении буровой при работе с электрораспределительными устройствами и линиями освещения. Безопасность работ может быть обеспечена только при применении следующих средств и методов защиты: защитное заземление; защитное

отключение; изоляция токоведущих частей; знаки безопасности, средства защиты.

Безопасность обслуживающего персонала обеспечивается путем применения следующих методов и способов защиты: диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения; дополнительные защитные средства (применяются в электроустановках напряжением до 1000 В): диэлектрические галоши, резиновые коврики, изолирующие подставки. Выбор тех или иных изолирующих средств, для применения при оперативных переключениях или ремонтных работах регламентирован правилами эксплуатации установок и техники безопасности, специальными инструкциями, а также определяется местными условиями на основании требований этих правил и инструкций. Все основные изолирующие защитные средства рассчитаны на применение их в закрытых или открытых распределительных устройствах и на воздушных линиях электропередачи только в сухую погоду. Основными условиями возникновения электрических травм являются прикосновения к частям электрооборудования, находящихся под напряжением, прикосновения к конструктивным металлическим частям электроустановок нормально не находящихся под напряжением при повреждении электрической изоляции.

6.2.3 Движущиеся машины и механизмы

При проведении работ используются буровые станки, трактора и автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде

различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91.

При проведении работ по опробованию необходимо соблюдать технику безопасности, так как отбор проб будет осуществляться с помощью специальных инструментов (молоток, кайло). Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за острую кромку или заусенец инструмента можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых при отборе проб инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

6.3 Экологическая безопасность

Во время проведения работ по сооружению скважины естественно происходит загрязнение окружающей среды. Вредные воздействия на окружающую среду, природоохранные мероприятия представлены в таблице 38.

Таблица 38- Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель	1. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. 2. Соблюдение нормативов отвода земель (СН 459-74). 3. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, хим. реагентами и другими веществами	1. Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники и др. 2. Вывоз и уничтожение, захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов и других веществ.
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов (металлолом, керн, шлам и т.д.) и мусора.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной активности	Засыпка горных выработок.
	Уничтожение сельскохозяйственной растительности	Оплата потрав.
	Оставление недорубов, захламление лесосек	1. Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос. 2. Использование вырубленной древесины.
	Прорубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций и посёлков	1. Попоенная оплата 2. Соблюдение нормативов отвода земель в залесных территориях.
Вода и водные ресурсы.	Загрязнение производственными сточными водами и буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами и др.	1. Отвод, складирование и дальнейшая утилизация при помощи оборудования для бурения по без амбарной технологи и сточных вод 2. сооружение водоотводов, наполнителей и отстойников.
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых и бытовых стоков (канализационные устройства).
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад, засыпка выработок в русле.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж скважин.

	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при разрушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважины обваловками.
Недра	Нарушение естественных свойств геологической среды (инженерно-геологические свойства, подземные воды и т.д.)	1. Ликвидационный тампонаж скважин. 2. Гидрогеологические, гидрохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах и выработках.
	Не комплексное изучение недр	1. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства. 2. Тематические и научно – исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр.
	Неполное использование извлечённых из недр полезных компонентов и застройка месторождений их затопление и т.д	1. Ведение работ позволяющих извлечь из недр как можно больше полезных компонентов. 2. Геологические работы с целью проверки “стерильности” зон застройки и организация рудных отвалов и складов, хранение образцов
Воздушный бассейн	1. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой забоя, выхлопные газы автомобилей, работа котельных.	Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия
Животный мир	1. Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение. 2. Браконьерство	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ по охране животных. Профилактическая работа.

6.4 Разработка мероприятий по охране окружающей природной среды

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Госкомприроды, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава России, а также местных директивных и контролирующих органов.

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;
- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации. Твёрдая фаза образовавшаяся после утилизации подлежит вывозу в могильник;
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

На этапе бурения и крепления скважины, для защиты окружающей среды от вредного воздействия должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 “Оборудование противовыбросовое”;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом, например типа цементовозов или смесительных машин;

- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др.) осуществлять только в цистернах или специальных ёмкостях;

- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды после мытья пола буровой или оборудования должны быть собраны в специальную ёмкость и подлежат утилизации при помощи оборудования для без амбарного бурения.

Для надёжной охраны недр в процессе бурения скважины необходимо:

- строго соблюдать запроектированную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытия интервалов поглощений бурового раствора;

- создать по всей длине интервалов цементирования колонны прочное цементное кольцо с целью исключения межпластовых, заколонных перетоков;

- при ликвидации и консервации скважин производить все работы согласно требованиям “Инструкции о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с пользованием недрами (Госгортехнадзор России, 02. 06. 99 г.) “Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудовании их устьев и стволов” (Госгортехнадзор России, 22. 03. 2000 г.). [19]

После окончания бурения скважины и её крепления с последующим демонтажем оборудования необходимо приступить к рекультивации земель:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

- засыпать все ямы, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;

- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы (ГОСТ 17.0.02-76 ОП):

- ГОСТ 17.1.02-79, охрана гидросферы;
- ГОСТ 17.2.02-79, охрана атмосферы;
- ГОСТ 17.4.02-79, охрана почв;
- ГОСТ 17.5.02-79, охрана земель;
- ГОСТ 17.6.02-79, охрана флоры.

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей среде.

ЧС могут носить следующий характер:

- техногенные (несчастные случаи, нефтегазопрооявления, пожары);
- природные (наводнения, ураганы, морозы);
- военные.

При возникновении лесных пожаров оповещают все близлежащие населенные пункты. Производится эвакуация людей в безопасные места, вырубка просек поперек направления движения пожара, тушение пожара с помощью наземных сил и авиации, оказание первой медицинской помощи пострадавшим.

В случае наводнения на буровую площадку дополнительно завозится грунт, производится устройство защитных дамб. Разрабатываются мероприятия на случай необходимого вывоза людей.

При возможности возникновения ураганов необходимо согласовывать работы метеослужбы с диспетчерской связью. Применять необходимые меры к укрытию людей. Отменять все виды работ при возникновении ураганов.

В настоящее время на территории Российской Федерации существуют угрозы террористических актов. Для их предупреждения необходимо:

- усилить службу безопасности бурового предприятия;
- назначить ответственного работника по организации против террористических мероприятий;
- всем работникам сделать пропуска для прохождения на рабочие объекты и в вахтовый транспорт;
- уведомлять службу безопасности о посторонних людях и предметах на территории предприятия.

Индивидуальная защита людей предусматривается с помощью противогазов, специальной изолирующей защитной одежды.

При существовании угрозы нападения со стороны противника буровое предприятие переводится на особый режим работы.

Разрабатываются мероприятия по осуществлению неотложных аварийно-восстановительных работ на случай разрушения буровой установки при применении ОМП противником.

6.6 Правовые и организационные мероприятия

Оценка потенциальной опасности объекта производится на основе критерий и нормативных документов.

Основные составляющие опасного производственного объекта включают одиночные скважины. Таким образом, бурение скважин это опасные производственные объекты. Но, следует также учитывать риск, связанный с возможным загрязнением веществами, представляющими опасность окружающей природной среде (нефть и ее смесь с пластовыми водами и т. п.).

Окончательное решение, о техническом состоянии и несущей способности, металлоконструкций подъемника принимается в результате комплексного анализа АЭ. Информации по совокупности критериев, с оформлением заключения, в котором указывается возможность безопасной эксплуатации (при каких условиях, каких рабочих характеристиках, на какой

срок (до трех лет), либо делается заключение на устранение дефектов и проведением обследования повторно. Учитывая потенциальную промышленную и экологическую опасность технологических процессов бурения скважин существует, определенная вероятность возникновения нештатных и аварийных ситуаций, прямо или косвенно влияющих на окружающую среду.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с нефтегазопроявлениями, обученность буровой бригады. Часто аварии возникают из-за халатности самого работника, несоблюдения правил техники безопасности и требований проектов. ГОСТ Р 22 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

6.6.1 Основные мероприятия по предотвращению и ликвидации чрезвычайных ситуаций

Одним из основных условий возникновения газонефтеводопроявления является поступление пластового флюида в ствол скважины вследствие превышения пластовым давлением забойного. Возможно возникновение газонефтеводопроявлений, и при наличии достаточного противодействия на продуктивный пласт, в результате поступления пластового флюида в ствол скважины, в результате диффузионных или осмотических процессов, гравитационного замещения, контракционных эффектов. Инструкция по предупреждению газонефтепроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности РД 08-254-98.в Возникновение и развитие газонефтеводопроявлений из-за неуравновешенности пластового давления гидростатическим давлением столба бурового раствора в процессе ремонта и освоения скважин может явиться следствием:

- недостаточного оперативного контроля за текущими изменениями пластовых давлений вследствие, законтурного, заводнения и других факторов;

- использования бурового раствора и жидкости глушения скважины заниженной плотностью;
- снижение гидростатического давления столба раствора из-за падения уровня жидкости в скважине вследствие поглощения;
- снижение гидростатического давления столба раствора из-за недолива скважины при подъеме колонны труб;
- снижение плотности раствора при его химической обработке;
- снижение гидростатического давления столба раствора из-за перетоков, обусловленных разностью плотностей раствора в трубном и затрубном пространствах;
- уменьшение забойного давления при установке жидкостных ванн с низкой плотностью раствора (соляно-кислотная обработка и т. д.);
- разгазирование раствора в призабойной части вследствие длительных простоев скважины без промывок.

Причинами возникновения открытого фонтанирования в процессе бурения и освоения скважин могут явиться:

- низкое качество монтажа фонтанной арматуры и противовыбросового оборудования, несоблюдение установленных условий их эксплуатации;
- несвоевременность обнаружения возникновения газонефтеводопроявлений;
- снижение прочности эксплуатационной колонны в результате ее износа при спуско-подъемных операциях;
- недостаточная обученность производственного персонала, несоответствие его квалификации характеру проводимых работ и принимаемых решений;
- низкая трудовая дисциплина и т. д.

Разрабатываемые системы оперативного производственного контроля, за состоянием профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов должны обеспечивать

проверку надежности и эффективности мероприятий противодействия, возможным причинам возникновения аварийных ситуаций, в том числе использованию и регистрации прямых и косвенных признаков, возникновения и развития газонефтеводопроявлений.

Контроль за скважиной должен включать три линии (стадии) защиты:

- первая линия защиты – предотвращение притока пластового флюида в скважину за счет поддержания достаточного гидростатического давления столба жидкости;

- вторая линия защиты – предотвращение притока пластового флюида в скважину за счет использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования;

- третья линия защиты (защита от открытого выброса) – ликвидация газонефтеводопроявлений стандартными методами и обеспечение возможности возобновления первой линии защиты.

К работам на скважинах с возможными газонефтеводопроявлениями допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины». Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях в специализированных учебных центрах (комбинатах), имеющих соответствующую лицензию. Проверка знаний и переподготовка этих кадров проводится не реже одного раза в три года. При необходимости сроки переподготовки должны быть сокращены.

При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину (перелив бурового раствора, увеличение его объема в приемных емкостях, несоответствие расчетного и фактического объемов доливаемого (вытесняемого) раствора при СПО) подается сигнал «Выброс». При этом персонал обязан загерметизировать канал бурильных труб (НКТ), устье скважины, информировать об этом руководство предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. Перед герметизацией канала труб должны быть сняты показания манометров в трубном и в затрубном пространствах.

После закрытия устья скважины при газонефтеводопроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины.

Ликвидация газонефтеводопроявлений производится с использованием стандартных методов (с учетом фактических условий) под руководством ответственного лица, имеющего необходимую квалификацию.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении открытого фонтана:

- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные линии электропитания;
- отключить электроэнергию в загазованной зоне;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи скважины;
- прекратить в газоопасной зоне все огневые работы, курение, а также другие действия, способные вызвать искрообразование;
- обесточить все производственные объекты (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и т. д.), которые могут оказаться в газоопасной зоне;
- оповестить руководство предприятия, противofонтанной службы и пожарной охраны о возникновении открытого фонтана;
- прекратить движение на прилегающих к скважине подъездных дорогах к территории, установить предупреждающие знаки и посты охраны;
- прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться за ее пределы;
- при возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

Список используемой литературы

1. ГОСТ 12.0.003-2015 - Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
2. ГОСТ 12.2.003-91 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
3. ГОСТ 12.2.062-81 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные;
4. ГОСТ 12.4.011-89 - Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
5. ГОСТ 12.1.005-88 - Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
6. СанПиН 2.2.4.548-96 - Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
7. ГОСТ 12.4.026-2001 - Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний;
8. СанПиН 2.2.4.3359-16 - Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах
9. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;
10. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близиюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. –512 с.
11. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. - Тюмень: Экспресс, 2008. - 347 с.
12. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для ВУЗов. - Тюмень 2010.

13. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
14. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005-75 с.
15. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 262с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
17. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. — М. : Недра, 2003. — 1007 с.
18. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
19. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
20. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
21. Инструкция по расчету бурильных колонн. - М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
22. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.
23. Книга инженера по растворам – Москва 2006г.
24. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие /Под ред. А.Г.Калинина.- М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.- 450 с.
25. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие /Под ред. А.Г.Калинина.- М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.- 450 с.

26. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник /Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
27. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
28. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн - Томск: Изд. ТПУ, 1997. - 47 с.
29. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г.– 263 с.
30. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 1994 г.
31. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. — М. : Нефть и газ, 2007. — 264 с.
32. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.
33. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.
34. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.
35. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов/ А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
36. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. — М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. — 368 с. : ил. — (Высшее нефтегазовое образование) . — Библиогр.: с. 365.

37. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Гидравлический расчет цементирования». – Томск, ТПУ.
38. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор способа цементирования». – Томск, ТПУ.
39. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Расчет обсадных колонн на прочность». – Томск, ТПУ.
40. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Проектирование конструкции скважины». – Томск, ТПУ.
41. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки». – Томск, ТПУ.
42. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Расчет натяжения эксплуатационной колонны». – Томск, ТПУ.
43. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор конструкции эксплуатационного забоя». – Томск, ТПУ.
44. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. – Москва: ЗАО «Сибирская Сервисная компания».
45. «Mud lubricated drilling motors» руководство «Weatcherford» русское издательство 2010г.
46. www.sibserv.com
47. www.burinteh.com

Приложение А. График совмещенных давлений

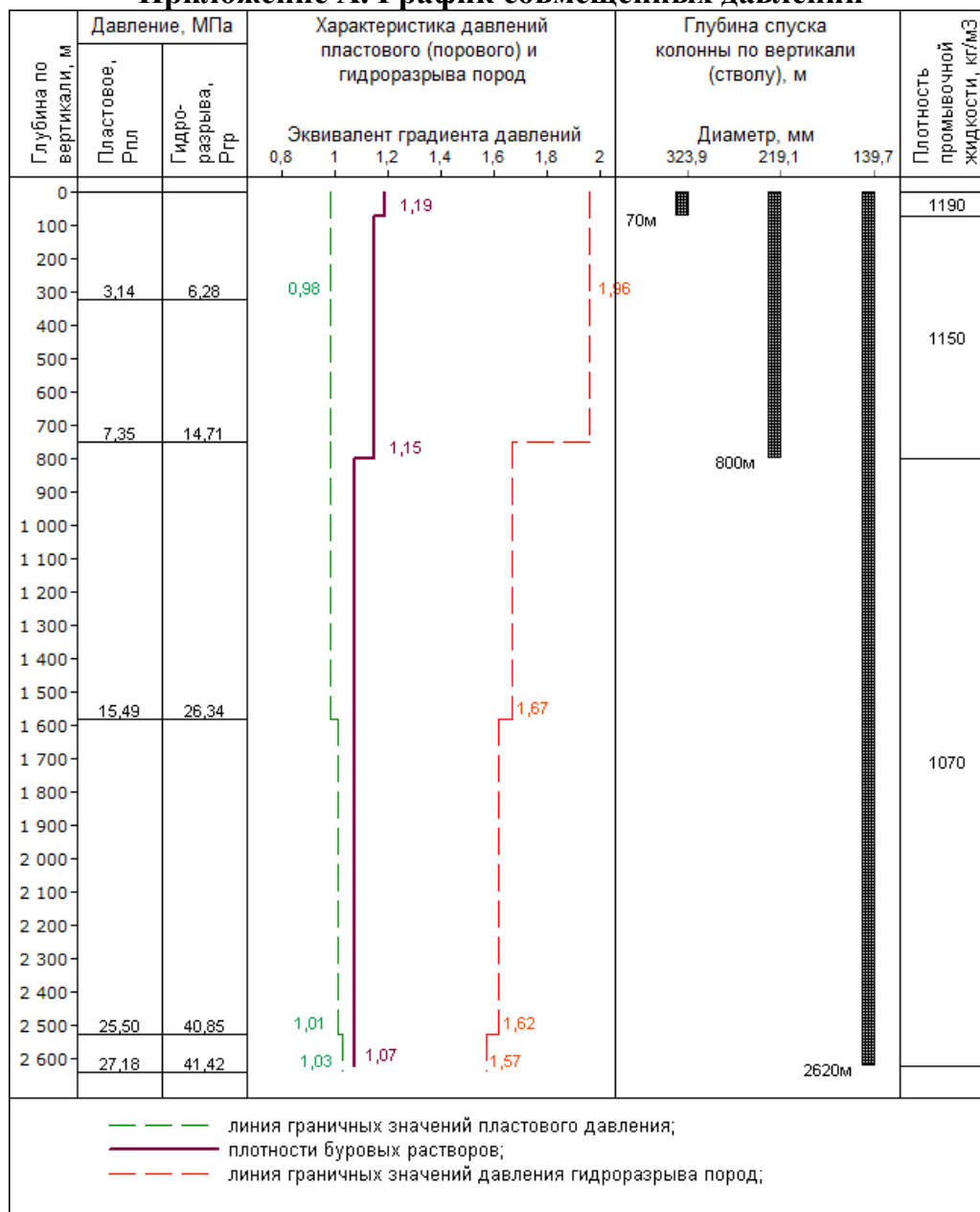


Рисунок А.1 – График совмещенных давлений

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	K	d, м		
от	до									
0	70	1,1	0,49	70	9,81	1200	1,5	0,003		
70	800	1,1	9,11	730	9,81	1200	1,5	0,003		
800	2475	1,1	28,67	1675	9,81	1200	1,5	0,003		
2475	2620	1,05	28,81	2940	9,81	1200	1,5	0,003		
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	pH	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	70	1,19	-	-	40	-	-	до 2	-	-
70	800	1,15	10-30	20-60	35	10	9	до 1,5	80	10-18
800	2475	1,07	10-30	20-60	30	10	9	до 1,5	70	10-18
2475	2620	1,07	20-35	40-70	50	доб	10	До 0,5	100	10-15

Таблица Б.2 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	70	Глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH
70	800	Полимер-глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, ПАА, Na ₂ CO ₃ , ПАЦ НВ, смазка
800	2475	Полимер-глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, ПАА, ПАЦ НВ, Ингибитор, смазка
2475	2620	Биополимерный раствор Техническая вода, NaOH, Ксантановая камедь, KCl, CaCO ₃ , биоцид, Na ₂ CO ₃ , крахмал, пеногаситель, смазка

В таблице Б.3 приведены результаты расчета системы бурового раствора.

Таблица Б.3 – Результаты расчета системы бурового раствора под интервал «0-2620»

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	70	70	393,7	-	1,3	11,03
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,89$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 7,40$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,35$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 26,07$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 34,71$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 13,03$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
70	800	730	269,9	306,9	1,3- 1,25	58,42
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 6,24$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 36,13$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,65$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 120,83$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 166,85$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 13,03$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 153,82$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 60,42$

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
800	2475	1675	188,9	202,9	1,25	89,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 10,08$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 42,74$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 8,575$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 175,2$

Общая потребность бурового раствора на интервале:					$V_{бр} = 244,59$	
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала					$V_{перев2} = 60,42$	
Объем раствора к приготовлению:					$V_{з'} = 184,17$	
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний \varnothing предыдущей обсадной колонны, мм.	к каверн.	Объем скважины в конце интервала, $м^3$.
от	до					
2475	2620	145	188,9	-	1,2	95,76
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации					$V_{фил} = 1,05$	
Расчетные потери бурового раствора при очистке					$V_{пот} = 4,43$	
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО					$V_{спо} = 0,925$	
Объем раствора в конце бурения интервала					$V_4 = 195,52$	
Общая потребность бурового раствора на интервале:					$V_{бр} = 201,9$	
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала					$V_{перев3} = 0$	
Объем раствора к приготовлению:					$V_{4'} = 201,9$	

Таблица Б.4

Наименование материала	Назначение	Расход реагента $кг/м^3$	Упаковка ед. изм. кг	Потребное количество реагентов	
				Итого	
				кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	0,7-1,2 0,4-0,5 0,4-0,5 2-2,1	25	725	29
Глинопопрошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	310 308 308	1000	178000	178
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2 -0,5	25	300	12
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	5	25	2775	111
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5 3-5 18-24	25	6800	272

Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	3,4 – 3,6	25	725	29
KCL	Подавление гидратации и набухания глины	30-50	1000	8000	8
Крахмал	Регулятор фильтрации	16-18	25	3425	137
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	10-15	1000	3000	3
Карбонат кальция 50 мкр	Кольматация каналов	236	1000	48000	48
Карбонат кальция 150 мкр	Регулирование плотности	10-12	1000	2000	2
Бактерицид	Защита от микробиологич. деструкции	0,4-0,5	25	100	4
Пенегаситель	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5	25	100	4
Кальценирован. сода	Снижение жесткости раствора	50	50	23550	471

Приложение В. Геологические условия бурения

В таблице В.1 представлена стратиграфическая характеристика разреза.

Таблица В.1 – Стратиграфическая характеристика разреза и коэффициент кавернзности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве	Кoeffициент кавернзности интервала (средневзвешенная величина)	
от	до					
(кровля)	(подошва)	название	индекс	угол		
				град	мин.	
0	60	Четвертичные отложения	Q	-	-	1.3
60	120	Неогеновая	N	-	-	1.3
120	160	Некрасовская свита	Р ₃	-	-	1.3
160	200	Чеганская свита	Р ₃ – Р ₂	-	-	1.3
200	285	Люлинворская свита	Р ₂	-	-	1.3
285	320	Талицкая свита	Р ₁	-	-	1.3
320	370	Ганькинская свита	К ₂	-	-	1.25
370	490	Славгородская свита	-“-	-	-	1.25
490	735	Ипатовская свита	-“-	-	-	1.25
735	750	Кузнецовская свита	-“-	-	-	1.25
750	1580	Покурская свита	К ₂ – К ₁	-	50	1.25
1580	1615	Алымская свита	К ₁	-	50	1.25
1615	2030	Киялинская свита	-“-	1	20	1.25
2030	2090	Тарская свита	-“-	1	20	1.25
2090	2515	Куломзинская свита	-“-	1	20	1.25
2515	2525	Баженовская свита	Ј ₃	1	40	1.2
2525	2640	Наунакская свита	-“-	1	40	1.2

В таблице В.2 представлена литологическая характеристика разреза скважины.

Таблица В.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
Q	0	60	Почвенно-растительный слой, пески аллювиальные, озерные, болотные пески, глины, суглинки.
N	60	120	Переслаивание песков, глин, супесей.
Р ₃	120	160	Супеси с прослоями песков и глин, линзами бурового угля.
Р ₃ – Р ₂	160	200	З/серые алевритистые глины с редкими прослоями песков и линзами бурового угля.
Р ₂	200	285	Глины диатомовые серые, з/серые.
Р ₁	285	320	Глины темно-серые, алевритистые с прослоями супесей, местами опоковидные.
К ₂	320	370	Серо-цветные глины с прослоями мергелей, известковистых алевролитов.
-“-	370	490	Серо-цветные глины с прослоями алевролитов, песчаников и песков.
-“-	490	735	Переслаивание серо-цветных песчаников, алевролитов и глин.
-“-	735	750	Переслаивание алевритистых и песчаных глин зеленовато-серого цвета с прослоями алевролитов и глинистых песков.
К ₂ – К ₁	750	1580	Серые пески и песчаники с прослоями серых алевритистых и песчаных глин и алевритов.
К ₁	1580	1615	Переслаивание песков и глин.
-“-	1615	2030	Глины пестроцветные, пески, алевролиты, гравелиты.
-“-	2030	2090	Переслаивание песчаников и алевролитов, с прослоями аргиллитов.
-“-	2090	2515	Аргиллиты серые с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков.
Ј ₃	2515	2525	Аргиллиты буровато-черные битуминозные, окремненные, с пропластками известковистых аргиллитов.
-“-	2575	2640	Переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей.

В таблице В.3 представлены физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.
Таблица В.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Карбонатность, %	Пористость, %	Глинистость, %	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации	
	от	до							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Q	0	30	Пески гравий суглинки торф	-	-	20-30	2-3	Мягкие	
P ₃ /trt	30	80	Глины алевриты пески	-	-	40	2-4	Мягкие	
P ₃ /nm	80	180	глины алевролиты угли	-	-	40	2-4	Мягкие	
P ₃ /atl	180	325	пески глины	-	-	40	3-4	Мягкие средние	
P ₃ -2/chg	325	500	глины алевролиты пески	-	-	40	3-4	Мягкие средние	
P ₂ /llv	500		700	песчаники опоки алевролиты глины	-	-	95	3-4	Мягкие средние
P ₁ /tl	700		800	алевриты глины	-	-	70	3-4	Мягкие средние
K ₂ /gn	800		975	глины мергели алевриты	-	-	70	3	Мягкие средние
K ₂ /bz	975		1150	опоки алевролиты песчаники глины	-	-	50	3	Мягкие средние

Продолжение таблицы В3

K2/kz	1150	1175	глины алевролиты	-	13	95	3	Мягкие средние
K1/pkr	1175	1900	песчаники пески алевролиты глины	0,6- 0,8	13-31	50	6	Мягкие средние
K1/alm	1900	2000	глины аргиллиты	0,8	13	95	3	Мягкие средние
K1/vrt	2000	2675	глины песчаники аргиллиты алевролиты	0,6	26	95	4	Мягкие средние
K1/mg	2675	2790	песчаники алевролиты аргиллиты	-	13	95	2	Мягкие средние
K1/ach	2790	2830	глины песчаники алевролиты	-	17	95	-	Мягкие средние
J3/bg	2830	2855	песчаники алевролиты аргиллиты глины	5	17	20	2-4	Мягкие средние
J3/gr	2855	2860	аргиллиты	-	-	-	6	Средние
J3-J2/vs	2860	2935	аргиллиты алевролиты песчаники	5	17	20	5	Средние
J1/tm	2935	3000	песчаники алевролиты аргиллиты	-	-	-	5	Средние

Давление и температура по разрезу скважины представлена в таблице В.4.

Таблица В.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратигра фического о подразде ления	Интервал, м		Градиент						Температу ра в конце интервала, град. °С	Источни к получен ия
	от (верх)	до (низ)	пластового давления		гидро разрыва пород		горного давления			
			величина кгс/см ² на м	источн ик получе ния	величин а кгс/см ² на м	источн ик получе ния	величи на кгс/см ² на м	источни к получен ия		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q– P ₁	0	320	0,100	расчет	0,200	расчет	0,22	расчет	12	РФЗ
K ₂	320	750	0,100	-“-	0,200	-“-	0,22	-“-	28	-“-
K ₂ – K ₁	750	1580	0,100	-“-	0,170	-“-	0,22	-“-	59	-“-
K ₁ – J ₃	1580	2525	0,103	-“-	0,165	-“-	0,23	-“-	94	-“-
J ₃	2525	2640	0,105	-“-	0,160	-“-	0,23	-“-	96	-“-

Приложение Г

Таблица Г.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	70	БУРЕНИЕ	0.46	0.1	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	16	109.8	4.05
Под кондуктор									
70	800	БУРЕНИЕ	0.98	0.101	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	11	75.9	3.47
Под эксплуатационную колонну									
800	2620	БУРЕНИЕ	1.38	0.091	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8	84.9	3.65
Отбор керна									
2580	2595	Отбор керна	0.96	0.080	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	8	44.0	0.86

Таблица Г.2 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	70	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	180	194	1	90	33	66
70	800	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	170	214	1	88	29	58
800	2620	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	150	280	1	100	25	25
2580	2595	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	140	326	1	100	22	22

Таблица Г.3 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	70	БУРЕНИЕ	104.1	84.8	0	9.2	0.1	10
70	800	БУРЕНИЕ	163.8	39.2	55.3	57.4	1.9	10
800	2620	БУРЕНИЕ	123.7	45.5	25.7	30.8	14.6	7.1
2580	2595	Отбор керна	65,2	12,6	0	36,1	11.2	5.4

Приложение Д. Характеристика газонефтеводоносности месторождения

В таблице Д.1 представлена нефтеносность по разрезу скважины

Таблица Д.1 – Нефтеносность разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Подвижность, Дарси/с П	Содержание серы % /парафинов %	Дебит, м ³ /сут.	Пластовое давление, кгс/см ²	Газовый фактор, м/м ³	Относительная по воздуху плотность газа	Динамический уровень в конце эксплуатации, м	Температура жидкости в колонне на устье скваж. При экспл., град.	Давление насыщения, МПа
	от (верх)	до (низ)											
Ю ₁ ¹⁻²	2575	2590	пор. ов.	0,846	0,003	0,38/2,6	90	260	92,4	1,208	2390	35-40	8

В таблице Д.2 представлена водоносность по разрезу скважины

Таблица Д.2 – Водоносность разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Дебит, м ³ /сут	Пластовое давление, кгс/см ²	Химический состав (воды), % экв.						Минерализация, г/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатонатр., ГКН-гидрокарбонатр., ХМ-хлоро-магн., ХК-хлоро-кальциев.	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ²⁻ ₄	HCO ⁻ ₃	Na ⁺ (К)	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
Четвертично-палеогеновый комплекс	0	320	поров.	1,009	100-150	0-32	89	-	11	86	4	10	0,1-0,2	ГКН	да
Апт-альб-сеноманский комплекс	750	1580	поров.	1,01	500-800	75-158	98	0,5	1,5	85	4,4	10,6	15,883	ХК	нет
Неокомский комплекс	1580	2515	поров.	1,01	до 50	158-252	95	-	5	92,5	1,1	6,4	17,2	ГКН-ХК	нет
Юрский комплекс	2515	2600	порово-трещин.	1,013	до 10	228-234	87,4	-	12,6	94,2	1,66	4,14	22	ХК	нет
J ₃ (Ю ₁ ¹⁻²)	2560	2570	порово-трещин.	1,023	до 10	230-232	97	1,2	1,8	92	0,3	7,7	33,99	ХК	нет

Приложение Е. Зоны возможных осложнений

Таблица Е.1 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м.		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Условия возникновения, в том числе допустимая репрессия
	от (верх)	до (низ)		
Q– K ₁	0	1580	1	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО
K ₁ – J ₃	1580	2600	3	

Таблица Е.2 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия до начала осложнения, сутки	Интенсивность осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за этого осложнения		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			мощность, м	скорость, м/час	
Q– K ₂	0	750	3	интенсивн.	750	100-110	Нарушение технологии бурения, превышение скорости СПО, организационные простои (ремонтные работы, ожидание инструмента, материалов), несоблюдение параметров бурового раствора, в т.ч. плотности, водоотдачи, вязкости и др., несвоевременная реакция на признаки осложнений.
K ₂ – K ₁	750	1580	3	слабые	830	“-“	
K ₁	1580	1615	3	интенсивн.	35	“-“	
K ₁ – J ₃	1615	2640	3	слабые	985	“-“	

Таблица Е.3- Нефтегазоводопрооявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, газ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
K ₂ - K ₁	750	1580	вода	Снижение гидростатического давления в скважине из-за: - недолива жидкости; - подъема инструмента с “сальником”; - снижения плотности жидкости, заполняющей скважину ниже допустимой величины.
J ₃ (Ю ₁ ¹⁻²)	2525	2540	нефть	
J ₃ (Ю ₁ ²)	2560	2570	вода	

Таблица Е.4- Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Репрессия при прихвате, кгс/м ²	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q- K ₁	0	1580	-	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама, оставление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках бурения и СПО
K ₁ - J ₃	1580	2640	-	

Таблица Е.5- Прочие возможные осложнения

Интервал, м		Вид (название осложнения)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
от (верх)	до (низ)		
750	1580	Разжижение бурового раствора	Создание противодавления на водонасыщенные пласты устраняются повышением плотности промывочной жидкости
1580	2640	Сужение ствола скважины	Естественный процесс набухания глин при длительном контакте их с раствором на водной основе. Отложения устраняются проработкой этих интервалов

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Таблица Ж.1 – Проектирование КНБК для бурения под направление







№	Эскиз	Элемент	Длина	
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес	Глубина (верх) Сумм. длина	
6		БТ ТБВК 127x10 Д ЗУ-155 127 x 10 мм 1,56 тн (32,1 кг/м)	48,5 м глуб. 0,0 сум. 70,0	
5		УБТ УБТ178 178 (80) мм 1,87 тн (156,0 кг/м)	12,0 м глуб. 48,5 сум. 21,5	
4		Переводник Н171xМ133 229 (100) мм 150,0 кг	0,70 м глуб. 60,5 сум. 9,5	
3		УБТ УБТС2-229 Д 229 (90) мм 2,18 тн (273,0 кг/м)	8,00 м глуб. 61,2 сум. 8,8	
2		Переводник М177xМ171 229 (101) мм 108,1 кг	0,42 м глуб. 69,2 сум. 0,8	
1		Долото 393,7 393,7 (0) x 0 мм 180,0 кг	0,40 м глуб. 69,6 сум. 0,4	

Таблица Ж.2 - Проектирование КНБК для бурения под кондуктор








№	Эскиз	Элемент	Длина	
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес	Глубина (верх) Сумм. длина	
7		БТ ТБВК 127х10 Д ЗУ-155 127 х 10 мм 23,50 тн (32,1 кг/м)	732 м глуб. 0,0 сум. 800,0	
6		Переводник М133хН147 178 (89) мм 79,1 кг	0,54 м глуб. 732,2 сум. 67,8	
5		УБТ УБТ178 178 (80) мм 9,40 тн (162,0 кг/м)	58,0 м глуб. 732,7 сум. 67,3	
4		Клапан обратный переливной 172 178 (71) х 0 мм 98,0 кг	0,80 м глуб. 790,7 сум. 9,3	
3		Двигатель ДР-195 195 мм 1400,0 кг	7,90 м глуб. 791,5 сум. 8,5	
2		Переводник М152хН117 203 (80) мм 60,1 кг	0,28 м глуб. 799,4 сум. 0,6	
1		Долото 269,9 269,9 (0) х 0 мм 70,0 кг	0,30 м глуб. 799,7 сум. 0,3	

Таблица Ж.3 - Проектирование КНБК для бурения под эксплуатационную колонну




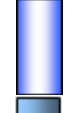
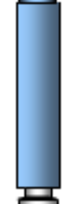

№	Эскиз	Элемент	Длина	
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес	Глубина (верх) Сумм. длина	
6		БТ ТБВК 127x10 Д ЗУ-155 127 x 10 мм 81,98 т. (32,1 кг/м)	2554 м глуб. 0,0 сум. 2620,0	
5		УБТ УБТ146 146 (75) мм 6,22 т. (111,0 кг/м)	56,0 м глуб. 2553,8 сум. 66,2	
4		Переводник М147xН133 172 (89) мм 79,1 кг	0,54 м глуб. 2609,8 сум. 10,2	
3		Клапан обратный переливной 172 178 (71) x 0 мм 98,00 кг	0,80 м глуб. 2610,3 сум. 9,7	
2		Двигатель ДГР172 172 мм 1189,0 кг	8,61 м глуб. 2611,1 сум. 8,9	
1		Долото 188,9 188,9 (0) x 0 мм 45,0 кг	0,25 м глуб. 2619,8 сум. 0,3	

Таблица Ж.4 – КНБК для бурения секции под направления (0-70м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-70м)							
1	Долото 393,7GRD111	0,40	393,7	-	3-177	Ниппель	0.18
2	Переводник М 3-177/171	0,50	229	100	3-177	Муфта	0.26
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТ 229х100 Д	12	229	100	3-171	Ниппель	2.71
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/133	0,52	229	100	3-171	Ниппель	2.66
					3-133	Муфта	
5	УБТ УБТ 178х80 Д	12	178	80	3-133	Ниппель	4.54
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	107	3-133	Муфта	6,0
					3-133	Ниппель	

Таблица Ж.5 – КНБК для бурения секции под кондуктор (70-800м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (70-800м)							
1	Долото 269.9FD616СМ	0,29	269,9	-	3-152	Ниппель	0,07
2	Переводник П 3-152/117	0,50	195	95	3-152	Муфта	0,14
					3-117	Ниппель	
3	ВЗД Д-195.4000.7/8.	7.5	195	-	3-117	Муфта	1,52
					3-147	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-172	0,8	178	67	3-147	Ниппель	1,62
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178х80 Д	58	178	80	3-147	Ниппель	11,01
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	11,02
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	23,51
					3-133	Муфта	

Таблица Ж.6 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (800-2620м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (800-2620м)							
1	Долото PDC 188,9 В613МТБХ	0,25	188,9	-	3-117	Ниппель	0,045
2	ВЗД ДГР-172.7/8.56	8,6	172	-	3-117	Ниппель	1,23
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,8	172	40	3-147	Ниппель	1,24
					3-147	Муфта	
4	Переводник П 3-122/147	0,4	172	80	3-147	Ниппель	1,25
					3-122	Муфта	
5	УБТ УБТ 146х68 Д	56	146	68	3-122	Ниппель	6,34
					3-147	Муфта	
6	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	114	94	3-147	Муфта	67,6
					3-147	Ниппель	

Таблица Ж.7 – КНБК для отбора керна (2580-2595м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2580-2595м)							
1	Бурголовка PDC 188,9/80 В613С9	0,25	188,9	-	3-150	Муфта	0.012
2	Керноотборный снаряд СК-136/80 «ТРИАС	18	136	80	3-150	Ниппель	1,25
					3-108	Муфта	
3	УБТ УБТ 133х64 Д	24	133	64	3-108	Ниппель	3,35
					3-108	Муфта	
4	Переводник П 3-122/108	0,4	163	80	3-108	Ниппель	3,35
					3-122	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 114х10 Е	До устья	114	94	3-122	Ниппель	72,0
					3-122	Муфта	

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Таблица 3.1 - Нормативная карта вертикальной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	393.7GRD111	490	0,14	0-70	70	0,027	1,89	0,8	2,69
итого			0,14		70		1,89	0,8	2,69
Бурение под кондуктор	269.9FD616SM	820	0,89	70-800	730	0,027	19,71	11,36	31,07
Итого			1,03		800		21,6	12,16	33,76
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ188.9В613 МТВХ	310	5,87	800-2620	1820	0,037	67,34	38,07	105,41
Всего			6,9		2620		88,94	50,23	139,17

Продолжение таблицы Таблица 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление:									
- направления									3,56
- кондуктора									16,0
- эксплуатационная									32,4
Установка центраторов									
-направление			-						-
-кондуктор			3						0,05
- эксплуатационная			8						-
ОЗЦ:			-						
-направление									4,0
-кондуктора									10,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной пробки (10 м)									
-направление				60-70					
-кондуктор				790-800					1,84
- эксплуатационная колонна				2610-2620					2,12
Промывка скважины (1 цикл)									5,42
-направление									
-кондуктор									0,01
- эксплуатационная									0,11
Спуск и подъем при ГИС									5,89

Продолжение таблицы Таблица 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									273,13
Ремонтные работы (3,3 %)									9,185
Общее время на скважину									320,855

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Таблица И.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,12	16,528	1,41	194,8479	4,78	660,5482
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,12	2,388	1,41	28,059	4,78	95,122
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,12	3,3204	1,41	39,0147	4,78	132,2626
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,12	0,9048	1,41	10,6314	4,78	10,6314
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,12	30,3442	1,41	356,5326	4,78	1208,6708
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,12	3,4212	1,41	40,1991	4,78	136,2778
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,12	0,834	1,41	9,7995	4,78	33,221
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,12	158,04	1,41	1856,97	4,78	6295,26
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,41	1203,1389	4,78	4078,7262

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7	8		
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,12	1,9344	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,41	347,7342	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	4,78	1770,273
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,12	2,7864	1,41	32,7402	4,78	110,9916
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,12	16,6668	1,41	195,8349	4,78	663,8942
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-		
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,12	12,1008	1,41	142,1844	4,78	482,0152
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,12	1,068	1,41	12,549	4,78	42,542
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,12	4,0704	1,41	47,8272	4,78	162,1376
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,12	12,048	1,41	141,564	4,78	479,912
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	1,41	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,12	20,3148	1,41	141,564	4,78	809,2062
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,12	1,7904	1,41	21,0372	4,78	71,3176
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7	8		
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-		
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8266,35		2374,2506		10667,9844		18144,36
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 GRD111	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
269.9FD616SM	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
БИТ188.9В613МТВХ	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ –	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7	8		
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб			0	169,944		747,883		5979,951	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб			8266,35	2544,1946		11415,8674		24124,311	
Всего по сметному расчету, руб			46350,723						

Таблица И.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,1104	0,72	99,4968	1,47	203,1393
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,184	0,72	14,328	1,47	29,253
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,4272	0,72	19,9224	1,47	40,6749
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,2064	0,72	5,4288	1,47	11,0838
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,4576	0,72	182,0592	1,47	371,7042
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,5616	0,72	20,5272	1,47	41,9097

Продолжение таблицы И.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,112	0,72	5,004	1,47	10,2165
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,72	948,24	1,47	1935,99
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	218,88	0,72	984,96	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	67,104	0,72	301,968	1,47	616,518
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,16	22,2224	0,72	100,0008	1,47	204,1683
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	16,1344	0,72	72,6048	1,47	148,2348
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16	1,424	0,72	6,408	1,47	13,083
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	16,064	0,72	72,288	1,47	147,588
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	27,0864	0,72	121,8888	1,47	248,8563
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,944	0,72	13,248	1,47	27,048
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,4272	0,72	24,4224	1,47	49,8624
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-219, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-139, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-219/16, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-

Продолжение таблицы И.2

Центратор ЦЦ-139/36, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦОКДМ-324,1 шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-219,1 шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-139,1 шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПП-324,1 шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219,1 шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-139,1 шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Пакер заколонный ППП-139,1шт	590,9	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементирующая ГЦУ-324	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-219	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-139	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			4930,623		6831,495		13676,96
Обсадные трубы 324х9,5, м	37,21	30	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 219,1х7,9, м	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
Обсадные трубы 139,7х8, м	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44
Обсадные трубы 139,7х8,9, м	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49
Портландцемент тампонажный ПЦТ- I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III об(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066

Продолжение таблицы И.2

Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985		22742,0521		70653,34566		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	6759,6215		29573,5471		84330,30566		
Всего по сметному расчету, руб	120663,47426						

Таблица И.3 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	15130 1
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	15310 1
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	46350, 72
Крепление скважины	120663 ,47
Итого по главе 3	167014
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18345, 51
Итого по главе 5	18345, 51

Продолжение таблицы И.3

1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764,1
Итого по главам 1-6	428492
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	70272
Итого по главе 7	70272
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39901
Итого по главе 8	39901
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24778
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15621
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9695
Топографо-геодезические работы	269
Скважины на воду	123
	4771
Итого по главе 9	55257
Итого по главам 1-9	593922
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1187
Итого по главе 10	1187
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательные работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620

Продолжение таблицы И.3

1	2
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29986
Итого по главе 12	29986
Итого по сводному сметному расчету	629715
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2 НДС 18%	128587803
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	23145804,54
	151733607,54