

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



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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3790 метров на газовом месторождении (ЯНО)»
УДК 622.243.22:622.143:622.279(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б42Т	Костарев Алексей Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

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
Старший преподаватель	Алексеев Николай Архипович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

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»
Отделение нефтегазового дела

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

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Костареву Алексею Владимировичу

Тема работы:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3790 метров на газовом месторождении (ЯНО)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2018г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении (ЯНО), с ожидаемым притоком Q = 50000 м3/сутки.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>1.2 Геологические условия бурения</p> <p>1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4 Зоны возможных осложнений</p> <p>2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p>

	<p>2.2 Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2 Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4 Выбор интервалов цементированья</p> <p>2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.3 Углубление скважины</p> <p>2.3.1 Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.2.1 Выбор типа калибратора</p> <p>2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4 Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок</p> <p>2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементированья эксплуатационной колонны</p> <p>2.4.2.1 Обоснование способа цементированья</p> <p>2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкост</p> <p>2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора</p> <p>2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования</p> <p>2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных</p>
--	--

	2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5 Выбор буровой установки 3 ПЕРФОРАЦИЯ СКВАЖИН
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Современные тенденции в развитии PDC вооружения лопастного породоразрушающего инструмента	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2018г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Костарев Алексей Владимирович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 страницы, 15 рисунков, 25 таблиц, 27 литературных источников, 18 приложений.

Ключевые слова: глубина 3790м., газовое месторождение, (ЯНАО), разведочная, вертикальная скважина.

Объектом исследования является газовое месторождение района ЯНАО.

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания на газовом месторождении Ноябрьского района ЯНАО.

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 3790 метров на газовом месторождении Ноябрьского района ЯНАО.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения, отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность/значимость работы снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО - противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО - кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК - Трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ - ожидания затвердения цемента;

СПО - спуско-подъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируочный;

ГЦУ – головка цементируочная универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавовочная цементируочная.

В тексте документа применены слсокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; шт. – штуки; наруж. – наружный, внутр. - внутренний и др.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	12
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	12
1.2 Геологические условия бурения.....	12
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	13
1.4 Зоны возможных осложнений.....	13
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	14
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	14
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	14
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	14
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	15
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	15
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	15
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	17
2.3 Углубление скважины	18
2.3.1 Выбор способа бурения	18
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	19
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	19
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	20
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	21
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	22
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	22
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	23
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	24
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	25
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	25

2.4.1.1	Расчет наружных избыточных давлений.....	31
2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений.....	33
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине.....	35
2.4.2	Расчет процессов цементирования скважины.....	36
2.4.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	36
2.4.2.2	Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.....	36
2.4.2.3	Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора.....	37
2.4.2.4	Гидравлический расчет цементирования скважины.....	39
2.4.2.4.1	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	39
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	41
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	41
2.4.4.1	Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта.....	41
2.4.4.2	Проектирование пластоиспытателя.....	42
2.4.4.3	Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования.....	43
2.5	Выбор буровой установки.....	43
3	ПЕРФОРАЦИЯ СКВАЖИН.....	46
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	60
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».....	60
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	61
4.2.1	Расчет нормативного времени на механическое бурение.....	61
4.2.2	Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	62
4.2.3	Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей..	63
4.2.4	Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	63

4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....	63
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	65
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	84
ПРИЛОЖЕНИЕ А	87
Геологические условия бурения скважины	87
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	94
Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	94
ПРИЛОЖЕНИЕ В	95
Зоны возможных осложнений	95
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.1	97
Совмещенный график давлений	97
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.2	98
Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	98
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.1	99
Выбор породоразрушающего инструмента	99
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.2	100
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	100
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.3	103
Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	103
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.4	107
Гидравлическая программа промывки скважины	107
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.1	111
Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования	111
ПРИЛОЖЕНИЕ И	112
Организационная структура управления предприятия ОАО "Сургутнефтегаз".....	112
ПРИЛОЖЕНИЕ К.1	113

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	113
ПРИЛОЖЕНИЕ К.2	115
Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	115
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	117
Сметная стоимость строительства скважины	117
ПРИЛОЖЕНИЕ М	118
Производственная безопасность.....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ Н	120
Экологическая безопасность	122

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 скважины зависит то, сколько в конечном итоге будет 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.

Первое в мире бурение скважины для целей нефтедобычи было проведено в 1846 году в посёлке Баби-Эйбат близ Баку, входившим тогда в Российскую империю. Это стало отправной точкой для развития нефтяной индустрии по всему миру. Основоположником горизонтального бурения в России является Григорян Александр Михайлович. Он с 1953 года разрабатывал технологию горизонтального бурения. Первая горизонтальная скважина была пробурена в 1957 г. на Яблоновском месторождении Куйбышевской области. Длина непосредственно в интервале продуктивного пласта мощностью 30 м составила 130 м. Её стартовый дебит многократно превышал дебиты вертикальных скважин.

В данной работе представлено проектирование строительства эксплуатационной скважины на нефть в Нижневартовском районе ХМАО. Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» осуществляет деятельность по добыче нефти и газа в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах. С момента создания предприятия добыто более 850 млн тонн углеводородов в нефтяном эквиваленте.

Компания разрабатывает 13 месторождений: Холмогорское, Карамовское, Пограничное, Спорышевское, Средне-Итурское, Западно-Ноябрьское, Вынгапуровское, Новогоднее, Ярайнерское, Холмистое, Чатылькинское, Воргенское, Равнинное. Основная часть месторождений находится на Ямале.

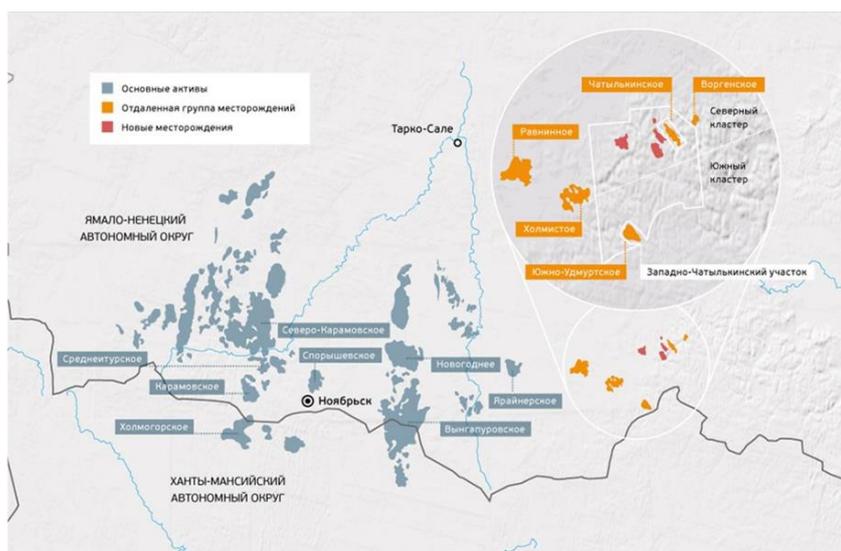


Рисунок 1 - Карта района

1.2 Геологические условия бурения

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена, в основном, глинами, алевролитами, песчаниками. Строение геологического разреза Восточно-Уренгойско площади типично для нефтегазовых месторождений Ямала. Продуктивный горизонт – сортымская свита выражена переслаиванием песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов.

Физико-механические свойства пород Восточно-Уренгойской площади типичны для месторождений ЯНАО. Продуктивный пласт в интервале 3585—4020 метров представлен песчаником, плотностью 2100 кг/м³, проницаемостью 3,3 мДарси, пористостью 18%. В соответствии с данными таблицы коллектор низкопроницаемый и это следует учесть при выборе конструкции эксплуатационного забоя.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлены в приложении Б.

Из таблицы видно, что разрез представлен пятью водоносными коллекторами. Проектируется отдельная эксплуатация пластов $K_1(AC_{10})$, $K_1(AC_{11})$ и $K_1(AC_{12})$, начиная с пласта $K_1(AC_{12})$.

1.4 Зоны возможных осложнений

Зоны возможных осложнений представлены в приложении В.

Осложнения, являются типичными для данных горных пород. На борьбу с ними уходит достаточно большое количество времени. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

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.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Наблюдается неравномерное чередование алевролиты серые, глинистые, плотные и неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых пород, следовательно **пласт литологически неоднородный**.

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается **забой закрытого типа**.

Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

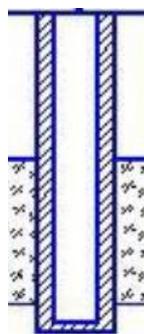


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

Совмещенный график давлений представлен в приложении Г.1.

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не

наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направления: глубина спуска 110м. (Четвертичное отложение 100м, величина перекрытия составляет 10м).

2. Кондуктор: глубина спуска 900м. (Покурская свита, величина перекрытия составляет 400м).

3. Эксплуатационная колонна: глубина спуска 3790м. (Вскрытия продуктивного пласта, бурение интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 40м).

Данные о глубинах спуска обсадных колонн приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Глубины спуска обсадных колонн

Название колонны	Глубина спуска, м
	По вертикали
Направление	110
Кондуктор	900
Эксплуатационная колонна	3790

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление: интервал цементирования 0-110м;

2. Кондуктор: интервал цементирования 0-900м;

3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 790-3790м.

(Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 500 м для газовой скважины).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх.

1. Диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк н}$, принимаем с учетом ожидаемого притока $Q=50000\text{м}^3/\text{сутки}$:

$$D_{эк н} = 114,3\text{мм};$$

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота $D_{эк д расч}$ для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

$$D_{эк д расч} \geq D_{эк м} + \Delta \quad (1)$$

где, $D_{эк м} = 127,0\text{мм}$, наружный диаметр муфты обсадной трубы;

$\Delta = 15\text{ мм}$, разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

$$D_{эк д расч} = 142\text{мм},$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{эк д} = 152,4\text{мм}$.

2. Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{к вн}$ определяется по формуле:

$$D_{к вн} = D_{эк д} + 10\text{мм}, \quad (2)$$

$$D_{к вн} = 162,4\text{мм};$$

$$D_{к н} = 177,8\text{мм};$$

Расчетный диаметр долота $D_{к д расч} = D_{к м} + \Delta = 194,5 + 25 = 219,5\text{мм}$,

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{к д} = 220,7\text{мм}$.

3. Диаметр направления выбирается из условия проходимости долота для бурения под кондуктор внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра направления $D_{н вн}$ определяется по формуле:

$$D_{н вн} = D_{к д} + 10\text{мм}, \quad (3)$$

$$D_{н вн} = 230,7\text{мм};$$

$$D_{н н} = 244,5 \text{ мм};$$

Расчетный диаметр долота $D_{н д \text{ расч}} = D_{н м} + \Delta = 269,5 + 25 = 294,5 \text{ мм}$,

Выбираем долото шарошечные, диаметр долота $D_{н д} = 295,3 \text{ мм}$.

Конструкция скважины представлена в приложении Г.2.

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 2

Таблица 2 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	110	0	110	244,5	295,3
Кондуктор	0	900	0	900	177,8	220,7
Эксплуатационная колонна	0	3790	400	3790	114,3	152,4

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (4)$$

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

ρ_n – плотность нефти (0,788), кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

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

$$P_{пл} = 39,05 \cdot (10^6) - 788 \cdot 9,81 \cdot 3731 = (39,05 - 28,8) \cdot 10^6 = 10,25 \text{ МПа}.$$

$$P_{му} = 10,25 \text{ МПа}.$$

Выбираем колонную головку по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. Давление на устье скважины при опрессовке составит 10,25 МПа, а диаметры обвязываемых обсадных колонн равны 114,3 мм и 244,5 мм. Следовательно, для обвязки устья скважины принимаем колонную головку ОКК1-35-114x244 с рабочим давлением 35 МПа. Устанавливаем ОП5-280/80x35.

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
0-110	Направление	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
110-900	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
900-3790	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа РС для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в приложении Д.1

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 295,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что

интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 220,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 152,4 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Таблица 4 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-110	110-900	900-3790
Исходные данные			
α	1	1	1
$R_{ш}$, кг/см ²	1500	2550	1900
$D_{д}$, см	29,53	22,07	15,24
η	1	-	-
δ , см	1.5	-	-
q , кН/мм	0.5	100	150
$G_{пред}$, кН	255	130	60
Результаты проектирования			
G_1 , кН	81	35	21
G_2 , кН	262	220	228
G_3 , кН	204	104	48
$G_{проект}$, кН	204	104	48

Осевая нагрузка под направление проектируется по известной методике, при сравнение G_1 и G_2 сравниваем его с G_3 выбираем наибольшее ($G_3=204$), это позволяет достичь эффективного разрушения горной породы. Она не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото по-этому принимается равной 204 кН.

Осевая нагрузка под кондуктор проектируется по известной методике, при сравнение G_1 и G_2 сравниваем его с G_3 выбираем наибольшее ($G_3=104$), это позволяет достичь эффективного разрушения горной породы. Оно не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото по-этому принимается равной 104 кН.

Осевая нагрузка под эксплуатационную колонну проектируется по известной методике, при сравнение G_1 и G_2 сравниваем его с G_3 выбирается наибольшее ($G_3=48$), это позволяет достичь эффективного разрушения горной породы. Она не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото по-этому принимается равной 48 кН.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-110	110-900	900-3790
Исходные данные				
V _л , м/с		2	2	2
D _д	м	0.2953	0.2207	0,1524
	мм	295,3	220,7	152,4
τ, мс		4	-	-
z		24	-	-
α		0.7	-	-
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин		131	173	254
n ₂ , об/мин		406	-	-
n ₃ , об/мин		511	-	-
n _{проект} , об/мин		131	173	254

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. В интервале бурения под направление (0-110 м) проектируем n₁ оно позволит достичь разрушения горной породы. Для интервалов бурение под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируется только n₁. Поскольку используются долото без опорные(PDC).

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Таблица 6 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-110	110-900	900-3790
Исходные данные				
D _д	м	-	0,2207	0,1524
	мм	-	220,7	152,4
G _{ос} , кН		-	166	60
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	198	137
M _р , Н*м		-	3010	1261
M _о , Н*м		-	110	75
M _{уд} , Н*м/кН		-	27,9	19,78

Для интервала бурения 110-900 метров (интервал бурения под кондуктор), из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-210.7/8.49 который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения 900-3790м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРЗ-120.6/7.43, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Таблица 7 - Технические характеристики запроектированных винтовых 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
ДРУ-210 7/8.49	110-900	210	6720	1710	30-57	190-360	17,5-35,6	93-293
ДРЗ-120.6/7.43	900-3790	120	5707	400	10-20	168-336	4,6-12,8	215

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Д.2

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;

- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;

Спроектированные параметры забойного двигателя по интервалам бурения представлены в приложении Д.3.

По результатам расчетов определяется область допустимого расхода бурового раствора, которая должна быть меньше $Q_3 = 68$ (направление), 59 (кондуктор), 23 (экспл. колонна), но больше большего из значений Q_1 , Q_2 , Q_4 , Q_5 и Q_6 , или равно ему. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 64 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

- Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 45 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

- Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 20 л/с, незначительное увеличения расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

Результаты расчеты системы бурового раствора под интервал 0-3790 м. представлены в приложении Д.3.2.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в приложении Д.4.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносного пласта. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 3731-3754м. Так как скважина является разведочной, интервал отбора керна мы принимаем по интервалу продуктивного пласта плюс 10 метров: 3726-3759м

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отбора керна и обеспечения данной бурголовкой, бурения интервала по пласту. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 72 мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя.

Таблица 8 - Тип проектируемой бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ IADC: S442	Масса, кг
У8-152,4/66,7 SC-2ТК	152,4	72	СП 112x4,233x1:16	8

Таблица 9 - Тип проектируемого керноотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (3)	72	14835	3-171	3-189	2300

Таблица 10 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3726-3759	СК-136/80 «ТРИАС»	2-5	90	18-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, который уже нами выбран при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группы прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности «Д» и вид исполнения «А» с типом соединения ОТТМ.

Секция 1 (в пределах эксплуатационного пласта)

1) Определяется требуемая прочность трубы на смятие для 1-ой секции $P_{см}^1$, которая удовлетворяет условию:

$$P_{см}^1 \geq n_{см} \cdot P_{ни}^1 \quad (5)$$

где $P_{ни}^1$ - величина наружного избыточного давления в начале 1-ой секции (на забое);

$n_{см}$ – коэффициент запаса на смятие внешним избыточным давлением. Для секций, находящихся в пределах эксплуатационного объекта, $n_{см} = 1,2 - 1,3$ (в зависимости от устойчивости коллекторов, пластового давления, количества эксплуатационных пластов), для остальных секций - 1,0.

$$P_{см}^1 \geq 1,2 \cdot 28,9 = 34,44 \text{ МПа}$$

2) По найденной прочности обсадной колонны выбираем колонну с толщиной стенки 7,4 мм, группы прочности „Д“ исполнения А с критическим давлением 36,9 МПа.

3) Из условия перекрытия продуктивного пласта на 150 м проектируем L^1 - глубину установки первой секции 3581 м по вертикали.

4) По эпюре наружных избыточных давлений в верхнем конце 1-ой секции $P_{ни}^2 = 26$ МПа.

5) Определяется предварительная длина 1-ой секции l^1

$$l^1 = L - L^1, \quad (6)$$

где L - глубина скважины по стволу, м;

L^1 - глубина установки первой секции по стволу, м;

$$l^1 = L - L^1 = 3790 - 3581 = 209 \text{ м};$$

б) Рассчитывается предварительный вес 1-ой секции G^1 ,

$$G^1 = l^1 \cdot q^1, \quad (7)$$

где q^1 - вес 1 м. труб 1-ой секции с толщиной стенки $\delta^1 = 7,4$ мм (находится в таблице основных характеристик выбранных обсадных труб).

$$q^1 = 0,194 \text{ кН}$$

$$G^1 = 209 \cdot 0,194 = 40,54 \text{ кН}$$

7) При $P_{\text{НИ}}^2 = 26$ МПа определяется фактический коэффициент запаса

$$n_P = P_P^2 / P_{\text{ВИ}}^2 \quad (8)$$

где P_P^2 - прочность труб 2-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки δ^2

$P_{\text{ВИ}}^2$ - внутреннее избыточное давление на глубине $*L^1$ (определяется по обобщённому графику избыточных внутренних давлений).

$$n_P = 37,2 / 9,52 = 3,90$$

на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{\text{СТР}} = Q_{\text{СТР}}^1 / *G^1, \quad (9)$$

где $Q_{\text{СТР}}^2$ - прочность на страгивающие нагрузки для труб 2-ой секции с толщиной стенок $\delta^2 = 6,4$ мм, кН;

G^1 - растягивающая нагрузка на 2-ую секцию, равная откорректированному весу 1-ой секции.

$$n_{\text{СТР}} = 755 / 40,54 = 18,62$$

т.к. $n_P = 3,90 > 1,15$ и $n_{\text{СТР}} = 18,62 > 1,15$, то параметры первой секции принимаются окончательными.

Параметры 1-ой секции:

группа прочности "Д";

толщина стенок $\delta^1 = 7,4$ мм;

длина секции $*l^1 = 209$ м;

интервал установки $L - *L^1 = 3790 - 3581$;

вес секции $*G^1=40,54$ кН.

Секция 2

1) Группа прочности материала труб для 2-ой секции принимается такой же, как для 1-ой.

2) Толщина стенок труб для 2-ой секции принята равной δ^2 при определении параметров 1-ой секции.

Трубы с толщиной стенки δ^2 могут быть установлены до глубины, на которой действующее наружное избыточное давление обеспечат трубы со следующей меньшей толщиной стенки $\delta^3 < \delta^2$.

3) Находится значение наружного избыточного давления $P^3_{\text{НИ}}$ из условия;

$$P^3_{\text{НИ}} = P^3_{\text{СМ}} / n_{\text{СМ}} \quad (10)$$

где $*P^3_{\text{СМ}}$ - прочность труб на смятие для толщины труб δ^3 (значение из таблицы для критических давлений в инструкции)

$$P^3_{\text{НИ}} = 24,2 / 1,0 = 24,2 \text{ МПа}$$

4) На графике наружных избыточных давлений находится глубина $L^2=3400$ м, на которой действует $P^3_{\text{НИ}}$ (предварительная глубина установки 2-ой секции).

5) Определяется предварительная длина 2-ой секции l^2

$$l^2 = *L^1 - L^2 \quad (11)$$

где $*L^1$ - откорректированная глубина установки 1-ой секции

$$L^2 = 3581 - 3400 = 181 \text{ м}$$

6) Рассчитывается предварительный вес 2-ой секции G^2

$$G^2 = l^2 \cdot q^2, \quad (12)$$

где q^2 - вес 1 м труб с толщиной стенки δ^2 (значение из таблицы сортамента выбранных обсадных труб).

$$G^2 = 181 \cdot 0,169 = 30,58 \text{ кН}$$

7) При $P^2_{\text{НИ}}=24,2$ МПа определяется фактический коэффициент запаса

$$n_p = P^3_p / P^3_{\text{ВИ}} \quad (13)$$

$$n_p = 33,1 / 9,6 = 3,44$$

на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{СТР} = Q^2_{СТР} / \Sigma * G^2, \quad (14)$$

где $Q^3_{СТР}$ - прочность на страгивающие нагрузки для труб 3-ей секции с толщиной стенок δ^3 (определено по таблице в инструкции);

$\Sigma * G^2$ - растягивающая нагрузка на 3 -ую секцию от откорректированного веса 2-х секций.

Рассчитанные коэффициенты должны быть больше допустимых коэффициентов запаса прочности.

$$n_{СТР} = 657 / 71,12 = 9,23$$

т.к. $n_p = 3,44 > 1,15$ и $n_{СТР} = 9,23 > 1,15$, то параметры второй секции принимаются окончательными.

Параметры 2-ой секции:

группа прочности "Д"

толщина стенок $\delta^2 = 6,4$ мм;

длина секции $*l^2 = 181$ м;

интервал установки 3581-3400м;

вес секции $*G^2 = 30,58$ кН.

суммарный вес секций $\Sigma G = 71,12$ кН.

Секция 3

1) Группа прочности материала труб для 3-ой секции принимается такой же, как для 1-ой.

2) Толщина стенок труб для 3-ой секции принята равной δ^3 при определении параметров 2-ой секции.

Трубы с толщиной стенки δ^3 могут быть установлены до глубины, на которой действующее наружное избыточное давление обеспечат трубы со следующей меньшей толщиной стенки $\delta^4 < \delta^3$.

3) Находится значение наружного избыточного давления $P^4_{ни}$ из условия

$$P^4_{ни} = P^4_{см} / n_{см} \quad (15)$$

где $*P^4_{CM}$ - прочность труб на смятие для толщины труб δ^4 (значение из таблицы для критических давлений в инструкции)

$$P^4_{НИ}=20,3/1,0=20,3 \text{ МПа}$$

4) На графике наружных избыточных давлений находится глубина $L^3=2760$ м, на которой действует $P^4_{НИ}$ (предварительная глубина установки 3-ой секции).

5) Определяется предварительная длина 3-ой секции l^3

$$L^3 = *L^2 - L^3 \quad (16)$$

где $*L^1$ - откорректированная глубина установки 1-ой секции.

$$L^2=3400-2760=640 \text{ м}$$

6) Рассчитывается предварительный вес 3-ой секции G^3

$$G^3 = l^3 \cdot q^3, \quad (17)$$

где q^3 - вес 1 м труб с толщиной стенки δ^3 (значение из таблицы сортамента выбранных обсадных труб).

$$G^2=640 \cdot 0,153=97,92 \text{ кН}$$

7) При $P^4_{НИ}=20,3$ МПа определяется фактический коэффициент запаса

$$n_P = P^4_P / P^4_{ВИ} \quad (18)$$

$$n_P=30,2/16,5=1,8$$

на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{СТР} = Q^3_{СТР} / \Sigma * G^3, \quad (19)$$

где $Q^4_{СТР}$ - прочность на страгивающие нагрузки для труб 4-ей секции с толщиной стенок δ^4 (определено по таблице в инструкции);

$\Sigma * G^3$ - растягивающая нагрузка на 4 -ую секцию от откорректированного веса 3-х секций.

Рассчитанные коэффициенты должны быть больше допустимых коэффициентов запаса прочности.

$$n_{СТР} = 585/169,04=3,46$$

т.к. $n_P=1,8>1,15$ и $n_{СТР}=3,46>1,15$, то параметры второй секции принимаются окончательными.

Параметры 3-ий секции:

группа прочности "Д"

толщина стенок $\delta^3=5,7$ мм;

длина секции $*l^3=640$ м;

интервал установки 3400-2760м;

вес секции $*G^3=97,92$ кН.

суммарный вес секций $\Sigma G=169,04$ кН.

Секция 4

1) Проектируются трубы с толщиной стенки $\delta^4=5,2$ мм. Определим, возможно ли установить трубы с $\delta^4=5,2$ мм до устья.

2) Длина 4-ой секции $l^4=2760$ м.

3) Рассчитывается вес 4-ей секции G^4

$$G^4 = l^4 * q^4 = 2760 \cdot 0,141 = 389,16 \text{ кН};$$

$$\Sigma G = G^1 + G^2 + G^3 + G^4 = 40,54 + 30,58 + 97,92 + 389,16 = 558,2 \text{ кН.}$$

4) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 4-ой секции:

$$n_p = P^4_p / P^4_{ви} \quad (20)$$

$$n_p = 30,2 / 16,5 = 1,8$$

на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{СТР} = Q^3_{СТР} / \Sigma G \quad (21)$$

$$n_{СТР} = 658 / 558,2 = 1,17$$

т.к. $n_p = 1,8 > 1,15$ и $n_{СТР} = 1,17 > 1,15$, то параметры четвертой секции принимаются окончательными.

Параметры 4-ой секции:

группа прочности "Д"

толщина стенок $\delta^4=5,2$ мм;

длина секции $*l^4=2760$ м;

интервал установки 2760-0м;

вес секции $*G^4=389,16$ кН.

суммарный вес секций $\Sigma G=558,2$ кН.

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (22)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 3 и 4.

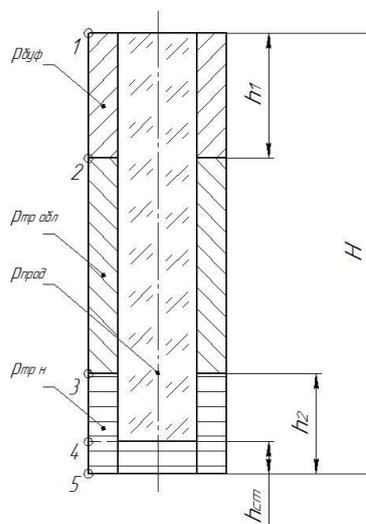


Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

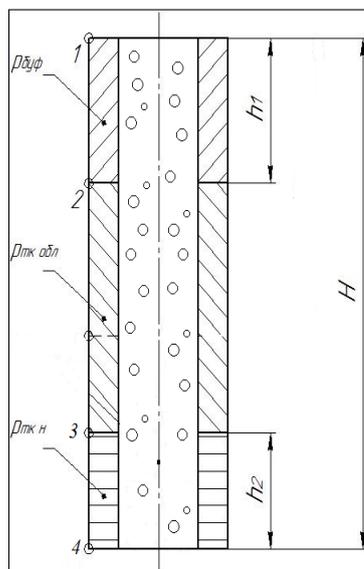


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 11 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 4.

Таблица 11 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0
2	400	0.2	2	400	4.1
3	3581	12.68	3	3581	26.02
4	3770	14.16	4	3790	28.73
5	3790	14.16			

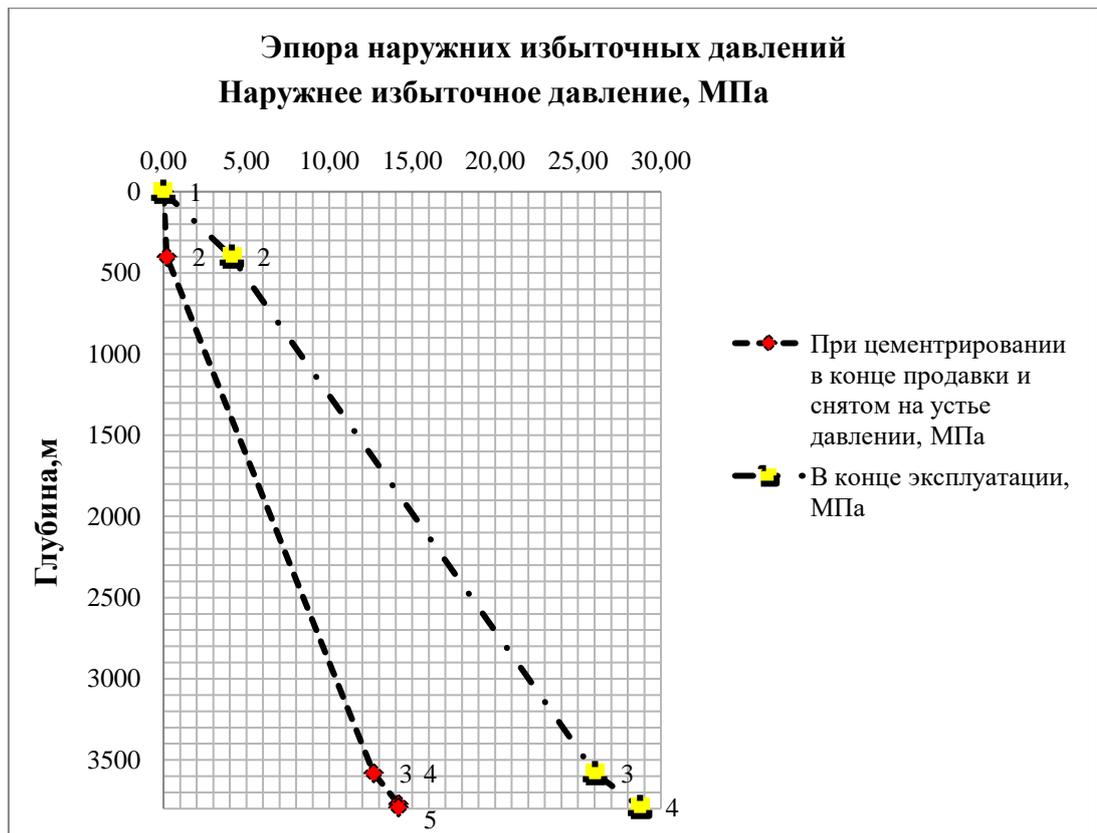


Рисунок 5 - Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (23)$$

где $P_{в}$ – внутреннее давление;

$P_{н}$ – наружное давление.

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, схема изображена на рисунке 6.

2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 7.

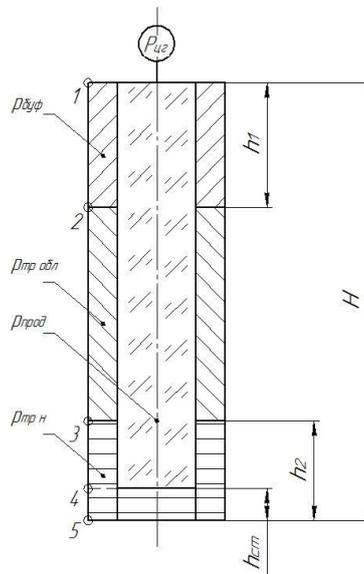


Рисунок 6 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

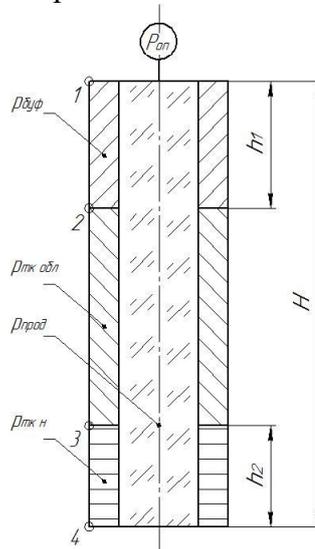


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 12 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 7.

Таблица 12 - Данные расчета внутренних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)
1	0	25.54	1	0	11.28
2	400	25.35	2	400	11.08
3	3581	12.86	3	3581	9.52
4	3770	11.38	4	3790	8.80
5	3790	11.38			



Рисунок 8 - Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Таблица 13 - Результаты расчётов

№ секции	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки
				1 м трубы	секции	суммарный	
1	Д	7,4	209	0,194	40,54	558,2	3581-3790
2	Д	6,4	181	0,169	30,58		3400-3581
3	Д	5,7	640	0,153	97,92		2760-3400
4	Д	5,2	2760	0,141	389,16		0-2760

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:

$$P_{зс кп} + P_{зд кп} \leq 0,95 \cdot P_{зр}, \quad (24)$$

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

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

$P_{зр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 67.6$ МПа.

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

$$P_{ГД кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к вн} - D_{эк н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк д} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{эк н})}, \quad (25)$$

$$P_{ГД кп} = 0.3 \text{ МПа.}$$

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

$$P_{Гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н тр} \cdot h_2), \quad (26)$$

$$P_{Гс кп} = 51.4 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле 1.1:

$$51.8 \text{ МПа} \leq 64.2 \text{ МПа,}$$

2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

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

$$V_{б.жс} = S_{к.н.о.с} \cdot V_{в.н} \cdot t, \quad (27)$$

где $V_{кп}$ – скорость восходящего потока, м/с (2 м/с);

t – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 550 с при турбулентном течении).

$$V_{б.ж} = 8.94 \text{ м}^3.$$

Объём тампонажного раствора V_{TP} (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{к вн}^2 - D_{эк н}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эк вн}^2 \cdot l_{см}] / 4, \quad (28)$$

$$V_{TP} = 35.3 \text{ м}^3;$$

Объём тампонажного раствора нормальной плотности:

$$V_{TP,норм.} = 2.09 \text{ м}^3;$$

Объём облегченного тампонажного раствора:

$$V_{TP,обл} = 39.19 \text{ м}^3.$$

Объём продажной жидкости $V_{прод}$ (м^3), расчет выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(d_{эк вн}^2 \cdot L - d_{эк вн}^2 \cdot h_{см}] / 4, \quad (29)$$

$$V_{прод} = 32.59 \text{ м}^3.$$

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

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

1. Цемент для приготовления облегченного тампонажного раствора:

- Диапазон температур в интервале закачки облегченного тампонажного раствора (900-3631м): 24-100⁰ С.

- Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{ТРобл}} = 1400 \text{ кг/м}^3$.

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента:

тип цемента: **ПЦТ - Ш - Об (5) – 100.**

- Рекомендуемое водоцементное отношение: $m = 0.85$.

- Плотность сухого цемента, кг/м^3 : 3631-3790.

Определяем массу сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема облегченного тампонажного раствора по формуле:

$$G_{\text{сух.обл}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (30)$$

$$G_{\text{сух.обл}} = 27.35 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м^3) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m, \quad (31)$$

$$V_{\text{в.обл}} = 22,15 \text{ м}^3.$$

2. Цемент для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности:

- Диапазон температур в интервале закачки тампонажного раствора нормальной плотности: (3631-3790 м): 101-110 $^{\circ}$ С.

- Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{ТРнорм}} = 1800 \text{ кг/м}^3$.

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента:

тип цемента: **ПЦТ - II - 150.**

- Рекомендуемое водоцементное отношение: $m = 0.485$.

- Плотность сухого цемента, кг/м^3 : 3120.

Масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора нормальной плотности:

$$G_{\text{сух.норм}} = 2,67 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м^3):

$$V_{\text{в.норм}}=1 \text{ м}^3.$$

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³.

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 14.

Таблица 14 - 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	2,2	1050	8,94	МБП-СМ	31,29 / 2	-	-
	6,74			МБП-МВ	93,87 / 4	-	-
Обл.тамп. р-р	33,19	1400	22,15	НТФ	14.27 / 1	ПЦТ-III-Об(5)-100	27.35 / 28
Тамп.р-р норм.плотн.	2,09	1800	1	НТФ	0.90 / 1	ПЦТ-II-100	2.67 / 3

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата (в МПа):

$$P_{\text{ца}} \geq P_{\text{цг}} / 0.8, \quad (33)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 25.54 \text{ МПа};$$

$$31.92 \text{ МПа} \geq 25.54 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320 (технические характеристики насоса 9Т приведены в таблице 15).

Таблица 15 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

Диаметр штулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

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

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad (34)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 2$ машины типа УС6-30Н(У);

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н (У).

3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 3 машины ЦА - 320.

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования.

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования представлена в приложении Е.1.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементирующая головка
Направление, D _{усл} =299мм	БКМ-245 ОТТМ, ОТТГ, БТС	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D _{усл} =219мм	БКМ-178 ОТТМ, ОТТГ, БТС	ЦКОДМ - 178 ОТТМ, ОТТГ, БТС	ПРП-Ц -178	ЦЦ-178/245- 270	ГЦУ-178 ГЦУ-178 А
Экспл. колонна, D _{усл} =114мм	БКМ-114 ОТТМ, ОТТГ, БТС	ЦКОДМ- 114 ОТТМ, ОТТГ, БТС	ПРП-Ц -114	ЦЦ-114/151	ГЦУ-114 А

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 20м, гл.2815-2835м.

Кумулятивные корпусные перфорационные системы однократного применения **КПО114** предназначены для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных, газовых и других скважинах как при низких, так и при высоких гидростатических давлениях, с температурой до 170°C.

Перфорационные системы КПО могут применяться в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах при спуске как на геофизическом кабеле, так и на насосно-компрессорных трубах.

Перфорационная система КПО114 комбинированная и представляет собой совместное использование зарядов «Глубокое пробитие» и «Большое отверстие» в одном корпусе перфоратора.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО-114 представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО-114

Обозначение перфоратора	КПО 114		
Вес ВВ одного заряда, г	30		
Тип заряда	ГП-00	ГП-01	БО
Диаметр перфоратора, мм*2	114		
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	145		
Максимальная температура применения, °С	170		
Давление (min/max), МПа*	0,3/80		
Максимальная плотность перфорации, отв./м.	20		
Фазировка, град.	60		
Глубина пробития по комбинированной мишени, мм	1000	1200	260
Диаметр входного отверстия, мм	12	11	22,5
Глубина перфоканала по API-19В, мм	-	1215	285
Диаметр входного отверстия перфоканала по API-19В, мм	-	10,22	20,94
Длина секции, м	1-2		

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором КПО-114 потребуется две спуско-подъемной операции перфорационного комплекса в составе из 5 секций (10м).

2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Условия эксплуатации - исследование в открытых стволах от 135 от 170мм, исследование в обсаженных колонной скважинах диаметрами 146, 168 мм. Работа в среде глинистого раствора, нефти, пластовой воды и т.д.

Таблица 18 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	116
Минимальный диаметр проходного канала, мм	35
Максимальный перепад давления, МПа	35
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-86, 3-102

2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование (рисунок 2.5.3);
- Скважинное оборудование (рисунок 2.5.4).

1. Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.

Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин предназначен для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КНОС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины.

Состав комплекса и технические характеристики представлены в приложении Ж.

2. Скважинное оборудование для свабирования КС-62

Колонна сваба предназначена для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины

Состав оборудования свабирования и технические характеристики представлен в приложение Ж.1.1.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего по условной глубине бурения, а затем, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной

грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. Также необходимо руководствоваться геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями.

Должны выполняться следующие условия :

$$[G_{кр}] / Q_{бк} > 0,6; \quad (35)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} > 0,9; \quad (36)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1, \quad (37)$$

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:

$$Q_{пр} = k \times Q_{мах}, \quad (38)$$

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

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

При расчёте давления на грунт основания, кроме веса вышечно-лебёдного блока учитывается дополнительная нагрузка от веса обсадной и бурильной колонны при проектной глубине скважины и веса бурового раствора для долива..

Расчётное давление на грунт основания:

$$P_{бо} = 0,1(Q_{влб} + Q_{бк} + (Q_{ок} * K_{п}) + Q_{бр}) / F_{бо}, \quad (39)$$

где: $Q_{влб}$ – вес вышечно-лебёдного блока, т;

$Q_{бк}$ – вес бурильной колонны, т;

$Q_{ок}$ – вес обсадной колонны, т;

$K_{п}$ – коэффициент, учитывающий возможность прихвата;

$Q_{бр}$ – вес бурового раствора для долива, т;

$F_{бо}$ – площадь опорной поверхности фундаментов, м².

Коэффициент запаса прочности для грунта основания с учётом динамических нагрузок:

$$k_{по} = P_o / P_{бо} > [k] = 1,25. \quad (40)$$

где P_o – нормативное давление на грунт, кг/см².

Если условие выполняется, то при устройстве тела основания из песка различной крупности установку фундаментов можно производить непосредственно на поверхностный слой грунта.

Выбор буровой установки представлено в приложение И.

3 ПЕРФОРАЦИЯ СКВАЖИН

В нефтяной промышленности особое место отведено технологическим процессам. Основное назначение перфорации - это создание каналов в обсадной колонне (одной или нескольких), цементном камне и участке горной породы, загрязненной частицами бурового раствора в процессе бурения скважины с целью обеспечения гидродинамической связи пласта со скважиной. Вторичное вскрытие пласта является одной из наиболее важных операций, влияющих на дальнейшую эффективную эксплуатацию нефтегазовых скважин.

Стоит понимать, что перфорация нефтяных скважин может проводиться с использованием различных методик. Необходимый способ выбирается, исходя из типа конструкции буровой, геологических особенностей области, условий бурения. В расчет принимаются различные факторы, возникающие впоследствии воздействия на продуктивный пласт. Потому каждый способ испытывается в лабораторных условиях, и только потом переносится на местность. Для нефтяной перфорации используются следующие технологии:

- торпедная;
- пулевая;
- кумулятивная;
- гидропескоструйная.
- Гидропескоструйная
- Гидромеханическая щелевая
- Сверлящая
- Радиальная струйная

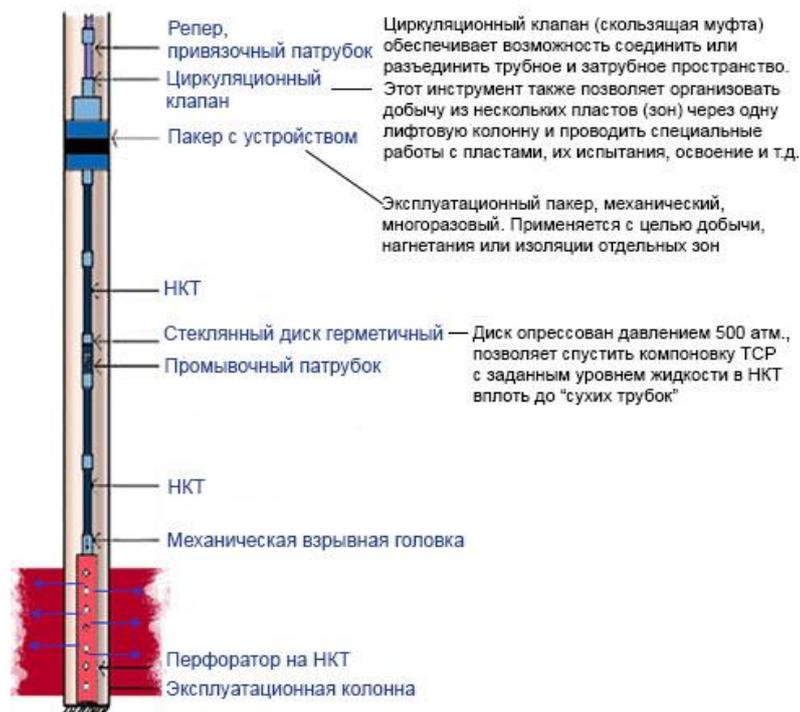


Рисунок 9 – Общая схема перфорации

Описание проведения работ:

1. Монтаж компоновки: перфоратор, пакер, циркуляционный клапан, промывочный патрубок.
2. Спуск и привязка компоновки к интервалу перфорации.
3. Установка пакера, его опрессовка.
4. Понижение уровня перед перфорацией, создание депрессии при перфорации.
5. Инициация перфоратора.
6. Очистка ПЗП свабиrowанием.
7. Отбор не менее 1 объема скважины, вывод скважины на режим.

В ходе вторичного вскрытия могут использоваться перфораторы разной конструкции.

1) Пулевая перфорация. Так, устройства пулевого типа спускаются в ствол на электрокабеле, и при создании импульса электричества осуществляется так называемый залп, в ходе которого происходят выстрелы по радиальной траектории. Диаметр пуль составляет 1,25 см, они способны пробить колонну с кольцом и оказаться в продуктивном слое. После этого

появляются каналы, которые могут иметь длину от 6,5 до 15 см в зависимости от мощности оборудования и физико-химических свойств пласта.

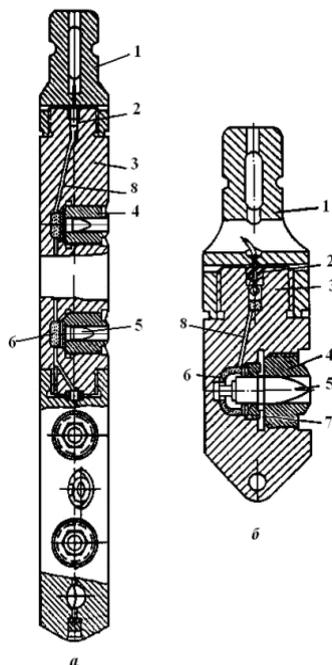


Рисунок 10 – Пулевой и торпедный перфораторы

Пулевой (а) и торпедный (б) перфораторы:

1 – головка; 2 – электровоспламенитель; 3 – корпус; 4 – ствол; 5 – пуля (торпеда); 6 – пороховой заряд; 7 – шайба; 8 – детонирующий шнур

2) Торпедная перфорация. Большой результативностью обладают устройства торпедной конструкции: они выстреливают снарядами разрывного вида, их диаметр колеблется от 2,2 до 3,2 см. При взрыве таких снарядов формируются глубокие каверны. Минусом этого и предыдущего типа оборудования является то, что после работы могут образоваться трещины на трубах и кольце из цементной смеси.

3) Кумулятивная перфорация. Применение кумулятивных устройств отверстия образуются в пласте, трубах и кольце при помощи прожигания стенок газовой сконцентрированной струей, которая образуется при взрывании снарядов кумулятивного типа. Давление струи доходит до 30 Гпа, и в породе создается канал длиной до 35 см, который имеет сужающуюся по длине структуру. Его максимальный диаметр составляет 1-1,5 см. Минусом метода считается то, что газовая струя влечет подачу жидкости из ствола, из-

за чего пласт засоряется, и в будущем при эксплуатации нефтяной приток может существенно уменьшиться.

Все кумулятивные перфораторы имеют горизонтально расположенные заряды и разделяются на корпусные и бескорпусные.

Корпусные перфораторы после их перезаряда используются многократно, бескорпусные - одноразового действия. Разработаны и корпусные перфораторы одноразового действия, в которых легкий корпус из обычной стали используется для герметизации зарядов при погружении их в скважину.

Перфораторы спускаются на кабеле или на насосно-компрессорных трубах. Также имеются малогабаритные перфораторы, опускаемые через НКТ. В случае спуска на НКТ взрыв производится не электрическим импульсом, а сбрасыванием в НКТ резинового шара, действующего как поршень на взрывное устройство

Корпусные перфораторы простреливают интервал до 3,5 м за один спуск, корпусные одноразового действия - до 10 м и бескорпусные или ленточные - до 30 м.

Недостаток бескорпусных перфораторов - невозможность контролирования числа отказов, тогда как в корпусных перфораторах такой контроль осуществим при осмотре извлеченного из скважины корпуса.

В последнее время активно используется кумулятивная перфорация на депрессии.

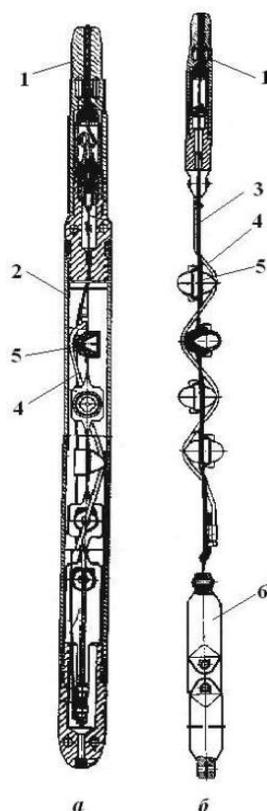


Рисунок 11 – Кумулятивные перфораторы

а – корпусный; б – бескорпусный;

1 – кабельный наконечник; 2 – корпус; 3 – алюминиевая лента;

4 – детонирующий шнур; 5 – кумулятивный заряд; 6 – груз

4) Гидропескоструйная перфорация. Недостатки, которые характерны для перфорирования при помощи вышеописанного оборудования, отсутствуют, если использовать гидропескоструйный метод. Перфоратор опускается в ствол, а затем при помощи насосного оборудования проводится нагнетание жидкости с песчинками под определенным давлением (обычно его показатель варьируется от 15 до 30 МПа). Жидкость подается через насадки и медленно разрушает стенки ствола, кольцо и пласт в заданных точках. В ходе гидропескоструйной обработки создается полость, имеющая форму конуса с возрастающим диаметром. Глубина такой полости достигает до 1 метра, и преимуществом является то, что колонна не будет деформирована в соседних участках.

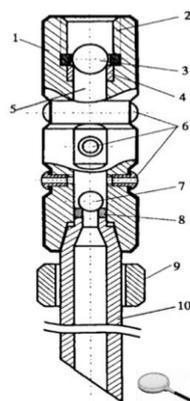


Рисунок 12 – Перфоратор

1 – корпус; 2 – резьба для соединения с НКТ; 3 – шар опрессовочного клапана; 4 – седло опрессовочного клапана; 5 – канал; 6 – насадки; 7 – нижний шар малого диаметра; 8 – седло нижнего шарового клапана; 9 – центратор; 10 – хвостовик

Гидропескоструйная перфорация бывает двух типов:

1. Точечная. В таком случае канал делается при помощи неподвижного перфоратора. Воздействие на нефтяную скважину данным способом проводится в течение 15 минут.

2. Щелевая. Предполагает использование подвижного перфоратора. Предполагает воздействие в течение 3 минут на каждый см длины.

Стоит отметить, что при работах в непродуктивных областях нефтеносного пласта может применяться обычная пресная вода. Делается это в целях экономии на промывочной жидкости. Абразивная смесь делается путем добавления в жидкость кварцевого песка или проппанта.

Если возникает непредвиденная остановка оснащения на долгий период, то нефтяную скважину следует без задержек промыть путем обратной циркуляции.

Технология перфорации стала применяться в отрасли после внедрения в нее стойких материалов, предназначенных для проведения технологических процессов в углеводородных скважинах. В сравнении с классическими методиками, гидропескоструйное воздействие имеет достаточно большой список достоинств: Повышенная успешность работ. Это продиктовано отсутствием преждевременной остановки закачки абразивной смеси, когда предполагается повторное проведение работ.

1. Уменьшение сроков освоения скважины. На разработку тратится меньше времени в силу того, что полностью отсутствуют работы с уплотнителем (пакером) и пределы по массе проппанта.

2. Исключение негативного воздействия на нефтеносный пласт. Взрывные нагрузки не производят положительного эффекта на эксплуатационную колонну. А получение отверстий путем нагнетания абразивного песка с жидкостью несет более щадящий характер. При этом получаемые отверстия после обработки нефтяной скважина имеют больший диаметр.

3. Более результативное проведение нескольких последовательных операций. Когда требуется определенное количество процессов перфорации, гидropескоструйная технология предполагает меньшую массу проппанта. Это связано с заданным размещением.

4. Технологический процесс ISOJET допускается а различных скважинах. Различные препятствия (кривизна канала, присутствие хвостовика) не могут повлиять на возможное применение способа. При этом для сооружений, относящихся по прочности к классу E (предполагается отсутствие усиленной колонны), гидropескоструйная перфорация также может применяться.

Но существуют и негативные стороны использования технологии. Здесь стоит отметить следующее:

1. Необходимость использования передового оснащения. Для гидropескоструйной обработки нефтяных скважин используются специальные перфораторы, компрессоры, пескосмесители. Также необходимо соорудить резервуары для жидкости.

2. Поглощение жидкости грунтом. В таком случае применение гидropескоструйной технологии перфорации полностью исключается.

3. Полное соблюдение технологи процесса. Здесь стоит наладить расход форсунок, давление при работе с учетом потерь по длине трубок,

контролировать продолжительность процесса. Если этого не соблюдать, то могут возникнуть необратимые последствия.

Перфорация нефтяных скважин гидropескоструйным методом – наиболее щадящая технология при воздействии на нефтеносные пласты. Способ достаточно эффективен и безопасен при полном соблюдении технологических процессов, а потому может применяться в случае необходимости. Методика допускается при освоении фонтанных скважин без подъема перфорирующего устройства.

б) Гидромеханическая перфорация. В отличие от гидropескоструйной перфорации при гидромеханической щелевой перфорации стенка обсадной трубы и цементное кольцо разрушаются механическим путем, поэтому та же цель – обеспечение предельной глубины перфорационного канала – достигается без применения абразивного материала и связанной с этим технической сложности всего процесса перфорации.

Первый этап - механическое разрезание эксплуатационной колонны или формирование продольного разреза в открытом стволе одним или двумя накатными дисками.

Второй этап - образование в продуктивном пласте глубоких каверн, воздействуя на горную породу гидромониторной струей жидкости вскрытия.

Основными преимуществами ГМЩП по сравнению с кумулятивной перфорацией являются:

- 1) более высокое гидродинамическое совершенствование по качеству вскрытия пласта, за счет вскрытия щелью всех флюидопроводящих каналов;
- 2) создание продольных разрезов необходимой протяженности;
- 3) при сохранении прочности обсадной колонны, удельная площадь вскрытия в 2-4 раза больше, чем при кумулятивной перфорации;
- 4) радиус проникновения в 2 раза больше, чем при кумулятивной перфорации;
- 5) нет ударного воздействия на эксплуатационную колонну;

б) нет фугасного воздействия на цементный камень за эксплуатационной колонной.

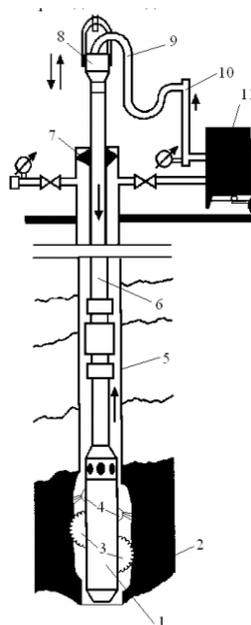


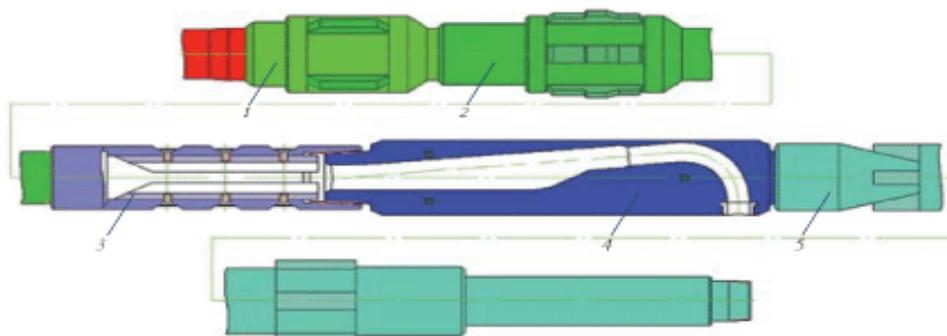
Рисунок 13 - Схема гидромеханической перфорации

1 – перфоратор; 2 – продуктивный пласт; 3 – накатные диски; 4 – гидромониторные насадки; 5 – эксплуатационная колонна; 6 – колонна НКТ; 7 – превентор; 8 – вертлюг; 9 – буровой рукав; 10 – стояк; 11 – насосный агрегат

б) Радиальная перфорация. Также порой для вскрытия вторичного типа используется фрезерная перфорация, при которой по колонне опускается устройство с кругом для резки, вращающимся вокруг оси, и с его помощью в колонне делаются специальные щели. Минусом такого метода считается малая глубина спуска, поэтому его можно применять на скважинах, которые в силу тех или иных причин не могут быть углублены.[2]

При производстве вторичного вскрытия продуктивных интервалов применяются перфораторы, спускаемые как на геофизическом кабеле, так и на насосно-компрессорных трубах. При этом реализуются оптимальные условия вскрытия пласта, перфорация при депрессии на продуктивную зону, включая перевод скважины на нефть, кислотную композицию, промывочную жидкость.

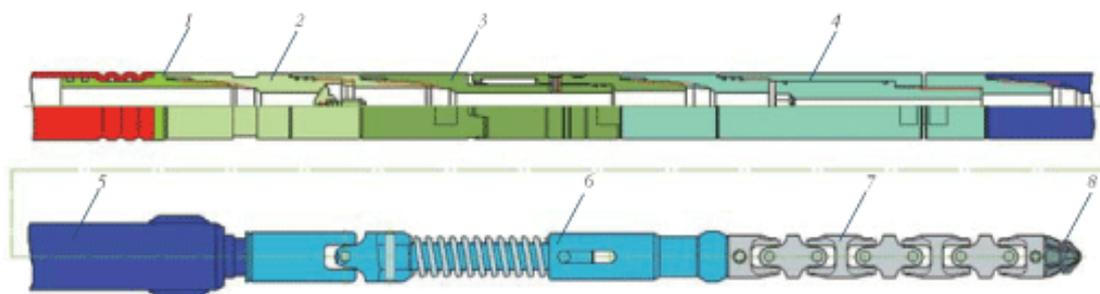
Комплекс оборудования для радиального вскрытия пласта / Equipment Set for Radial Drilling



Комплектовка направляющая / Steering Assembly

1 – фрикционный узел / friction unit; 2 – докатор муфтовых соединений / collar locator; 3 – направляющая / guide arc; 4 – багмак отклоняющий / deflector shoe; 5 – якорь / anchor

Комплекс оборудования для радиального вскрытия пласта / Equipment Set for Radial Drilling



Комплектовка для фрезерования / Milling Assembly

1 – соединитель / connector; 2 – клапан обратный / fluid control valve; 3 – разгрузитель аварийный / emergency breaker switch; 4 – механизм доворота / turning device; 5 – ВЗД / screw downhole motor; 6 – механизм загрузки / loading device; 7 – гибкий вал / flexible drive; 8 – инструмент / milling tool

Рисунок 14 – Радиальная перфорация

Перфорация проводится с применением современных перфораторных зарядов высокой пробивной способности. Использование при вторичном вскрытии пластов высокопробивных перфорационных систем позволяет значительно увеличивать дебиты скважин.

7) Сверлящая перфорация. Сверлящие префораторы разработаны на основе боковых сверлящих грунтоносов. Принцип их действия - высверливание отверстий в стенке скважины сверлом или коронкой, приводимых в действие электродвигателем. Прибор спускается в скважину на каротажном кабеле, прижимается к стенке скважины и высверливается каждое отверстие индивидуально.

Это позволяет более точно привязаться к интервалу перфорации по глубине (при малой толщине пласта), отсутствуют гидродинамические и механические ударные воздействия на обсадные трубы и цементный камень.

Однако этот способ вскрытия пластов требует длительного времени, и получаемые отверстия имеют небольшую глубину (50 - 80 мм). Кроме того, сверлящая перфорация характеризуется сложностью процесса сверления, низкой производительности, низкой надежности.

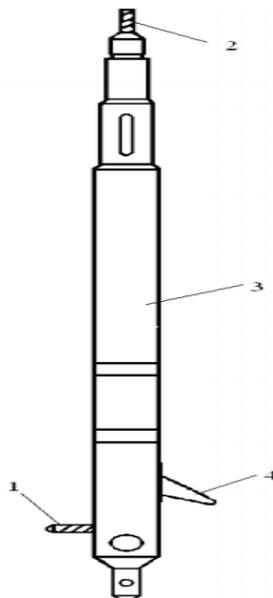


Рисунок 15 - Сверлящий перфоратор ПС-112
1 – сверло; 2 - каротажный кабель; 3 – корпус; 4 – выдвижная пята

После перфорации проводится цикл специальных мероприятий, позволяющих очистить призабойную зону с помощью свабирования, инжектирования с одновременным измерением гидродинамических характеристик. Тем самым повышается эффективность процесса очистки ПЗП и выбирается оптимальный режим промышленной эксплуатации скважины.

Кумулятивная перфорация на НКТ с пакером. Применение современных перфорационных зарядов дает увеличение продуктивности скважины после перфорации в среднем на 40%. Представленная технология позволяет создавать значительные депрессии на пласт, вызывать существенный приток нефти и тем самым способствует быстрой очистке призабойной зоны. При этом не происходит незапланированного разрушения цементной оболочки, а прилегающие породы пробиваются в нужном месте.

Сверлящая перфорация. Достоинства и преимущества:

- формирует перфорационные каналы без ударного воздействия на элементы крепления скважин;
- создает отверстия большего диаметра с чистой кромкой;
- обладает высокой избирательной способностью при вскрытии тонкослоистых пластов;
- обеспечивает эффективное вскрытие маломощных пластов.

Торпедирование.

Кумулятивные труборезы предназначены для перерезания насосно-компрессорных, обсадных, а также бурильных труб с высаженными наружу концами в скважинах с гидростатическим давлением до 80 МПа и температурой до 150°C. Основным преимуществом данных торпед перед обычными торпедами является в десятки раз меньшая масса заряда, что уменьшает фугасность при перерезании.

Технологические преимущества:

- многократность использования корпуса, что снижает стоимость каждого залпа и, следовательно, стоимость обработок ПЗП;
- наименьшая аварийность за счет снижения взрывных нагрузок на эксплуатационную колонну и цементный камень вокруг нее;
- наименьшая засоряемость скважин при ПВР, так как все осколки от зарядов и шлам из породы собираются в нижней пороховой камере;
- наибольшее полезное использование энергии пороховых газов за счет управляемости процессом горения порохового заряда;
- наиболее успешная стимуляция малодебитных скважин с вызовом притока за счет импловзивного эффекта. [3]

Сравнить методики можно на примере отличий. Так, кумулятивная технология отличается от гидропескоструйной тем, что она влечет за собой негативное воздействие на прочность цемента. Риск подвергается и обсадная колонна. Это спровоцировано большой длиной каналов. Пулевая и торпедная могут оказать сильное механическое воздействие на скважину. В результате этого могут возникнуть трещины на цементном кольце. При этом

наблюдается отслаивание эксплуатационной колонны и в редких случаях полное разрушение.

Потому специалисты в ряде случаев прибегают к применению более щадящей технологии – гидropескоструйной перфорации. Она оказывает не столь разрушающий эффект на скважину, колонну и цементное кольцо.

Данная методика применяется не столь часто, как кумулятивная, однако может быть использована в силу определенных обстоятельств на нефтяной скважине. Гидropескоструйная перфорация – это абразивное воздействие на преграды, их гидромониторное разрушение. Представляет собой процесс нагнетания в скважину жидкости и песка, после чего образуются чистые глубокие каналы.

Перфорация нефтяных скважин по данной технологии используется при вскрытии сжатых коллекторов. Они могут быть, как гомогенными по проницаемости, так и не являться такими. Способ применяется или для срезания трубы на буровой, когда требуется провести ремонт или замену оснащения.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Костарев Алексей Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): <i>материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	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
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2018г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Костарев Алексей Владимирович		

4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» осуществляет деятельность по добыче нефти и газа в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах. С момента создания предприятия добыто более 850 млн тонн углеводородов в нефтяном эквиваленте.

Компания разрабатывает 13 месторождений: Холмогорское, Карамовское, Пограничное, Спорышевское, Средне-Итурское, Западно-Ноябрьское, Вынгапуровское, Новогоднее, Ярайнерское, Холмистое, Чатылькинское, Воргенское, Равнинное. Основная часть месторождений находится на Ямале.

В 2016 году «Газпром нефть» утвердила стратегию реализации нового крупного проекта – освоения Отдаленной группы месторождений в южной части Ямало-Ненецкого автономного округа. Принятое решение объединяет в единый кластер активы «Газпром нефти», расположенные в Красноселькупском и Пуровском районах ЯНАО: Чатылькинское, Западно-Чатылькинское, Холмистое, Воргенское, Равнинное и Южно-Удмуртское месторождения, а также перспективные лицензионные участки. Оператором реализации нового крупного проекта выступает «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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

Нормативная карта представлена в приложение К.1.

4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по Западно-сахалинскому месторождению представлены в таблице 19

Таблица 19 - Нормы механического бурения на газовом месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	110	110	0,035	560
2	110	900	790	0,040	1640
3	900	3790	2890	0,062	1360

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (41)$$

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

H - количество метров в интервале, м

Для направления:

$$N = 110 \cdot 0,035 = 3,85 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
110	0,035	3,85
790	0,040	31.6
2890	0,062	179.18
Итого		214.63

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

$$n = H / П, \quad (41)$$

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

Для направления:

$$n = 110 / 520 = 1,26$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 21.

Таблица 21 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	n
110	520	1,21
790	1510	0,52
2890	1420	2,03
Итого на скважину		3,7

4.2.2. 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

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (42)$$

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

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложение К.2.

4.2.3 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.

4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -3-4 ч, кондуктора -10 ч, технической колонны 18 ч эксплуатационной колонны - 22 ч.

4.2.5 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 технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (43)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n -длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 110 - 10 = 100 \text{ м}$$

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

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (44)$$

Для направления:

$$L_T = 110 - 29 = 81 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (45)$$

где l_c - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 1/24 = 0,04 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 0,04 \cdot 2 + 5 = 5,08 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 900 - 10 = 890 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 890 - 29 = 861 \text{ м}$$

$$N = 861/24 = 35,8 \approx 36 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 36 \cdot 2 + 5 = 77 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 3790 - 11 = 3779 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 3779 - 29 = 3750 \text{ м}$$

$$N = 3750/24 = 156,25$$

$$T_{\text{конд.}} = 156,25 \cdot 2 + 5 = 318 \text{ мин}$$

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 и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 5,08 + 77 + 318 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 598,08 \text{ мин} = 9,97 \text{ ч.}$$

4.2.6 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.

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

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

4.2.8 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 305,27 часов или 12,71 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $305,27 \times 0,066 = 20,14$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет $305,27 + 20,14 + 25 = 350,41$ ч = 14,6 суток.

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (46)$$

$$T_{пр} = 305,27 \cdot 1,07 = 326,63$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент (количество букв в имени в %).

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (47)$$

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

$t_{пр}$, $t_{кр}$, $t_{всп}$, 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 таблице 6.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложение Л.

Таблица 22– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
Бурение:			
направление	5,07	5,42	0,22
кондуктор	43,32	46,35	1,93
эксплуатационная колонна	256,88	274,86	11,45
Крепление:			
направление	3,56	3,8	0,15
кондуктор	16,0	17,12	0,71
эксплуатационная колонна	35,3	37,77	1,57
Итого	360,13	385,32	16,03

4.4 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (48)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 3790/214,63 = 17,5 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (49)$$

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

$$V_p = 3790/(90,641+214,63) = 12,41 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (50)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 3790 \cdot 720/360,13 = 7577,26 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_δ , м

$$h_\delta = H/n, \quad (51)$$

где n - количество долот.

$$h_\delta = 3790/3,7 = 1024,32 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (52)$$

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

$П_n$ - плановые накопления, руб.

$$C_{с1м} = (51226289 - 39536)/3790 = 13505 \text{ руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 23.

Таблица 23 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3790
Продолжительность бурения, сут.	16,03
Механическая скорость, м/ч	17,5
Рейсовая скорость, м/ч	12,41
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7577,26
Проходка на долото, м	1024,32
Стоимость одного метра	13505

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 3-2Б42Т	ФИО Костарев Алексей Владимирович
--------------------------	---

ИПР	Бурение скважин
Уровень образования бакалавриат	Направление/специальность «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3790 метров на газовом месторождении (ЯНАО)
--	--

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. Повышенная запылённость и загазованность <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся части машин и механизмов, 2. Пожаровзрывобезопасность, 3. Электробезопасность
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу 	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу, литосферу. Разрушение плодородного слоя,</p>

<p>(выбросы);</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>загрязнение почвы, загрязнение водоемов, загрязнение недр, мероприятия по обеспечению экологической безопасности. Разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения Наиболее вероятным ЧС на объекте являются: возгорание, взрыв, подтопление, выброс. Действия при пожаре. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. Пожаровзрывоопасность.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <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. 	<p>Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности на буровой площадке, а также контроль за исправностью работы в помещении</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Алексеев Николай Архипович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Костарев Алексей Владимирович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины, которое расположено на ЯНАО. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

5.1 Производственная безопасность

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

5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте, при этом основным средством, предохраняющим работников от падения, является предохранительный пояс.

При расположении рабочих мест на перекрытиях воздействие нагрузок от размещенных материалов, оборудования, оснастки и людей не должно превышать расчетных нагрузок на перекрытие, предусмотренных проектом.

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи , амортизаторы блокирующие устройства .

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

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

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

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д.

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

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

3. Пожароопасность

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

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);

2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомеднённого инструмента);

3. Удар молнии;

4. Разряд зарядов статического электричества .

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

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

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

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

Пожарный щит необходим для принятия неотложных мер по тушению возможного возгорания до приезда пожарной бригады. Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания. В качестве огнетушительных веществ для тушения пожаров применяются: вода

в виде компактных струй - для тушения твердых веществ; пены химические- для тушения нефти и ее продуктов, горючих газов; пены воздушно-механические- для тушения твердых веществ, нефти и ее продуктов; порошковый состав (флюсы), песок- для тушения нефти, металлов и их сплавов; углекислота твердая (в виде снега)- для тушения электрооборудования и других объектов под напряжением; инертные газы- для тушения горючих газов и электрооборудования.

4. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов

Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с инструментами. Инструмент должен содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках, согласно ГОСТ 12.2.003-91.

5. Электрический ток

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

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

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать

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

6. Электрический ток

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

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

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

5.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

1. Превышение уровней вибрации

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

Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования.

К основным законодательным документам, регламентирующим

вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004.

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. Разделяют общую (вибрация, передаваемая на тело стоящего, сидящего или лежащего человека в точках его опоры) и локальную вибрацию (вибрация, передаваемая через кисти рук человека в местах контакта с управляемой машиной или обрабатываемым изделием). Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

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

2. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы.

Основное профилактическое мероприятие - противозэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год, обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных

3. Тяжесть физического труда

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

4. Превышение уровней шума

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

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

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014.

Таблица 24 - Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

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

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

5. Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

Согласно СП 52.13330.2011 различают естественное, искусственное и совмещенное освещение.

Освещение рабочих мест внутри помещения характеризуется освещенностью и яркостью. Естественное и искусственное освещение помещений вычислительных центров должно соответствовать СП 52.13330.2011. При этом естественное освещение должно осуществляться через окна и обеспечивать КЕО в таблице 25.

Таблица 25 - Нормы освещенности рабочих поверхностей

Наименование помещений	Характеристика зрительной зоны	Размер объекта различения, мм	Нормы КЕО, %	Искусственная освещенность, лк	Тип светильника
Лаборатория и камеральные помещения	Средней точности	0,5-1	4 – верхнее или комбинированное; 1,5 - боковое	300	Люминисцентные азотсодержащие лампы (ЛД), для бокового освещения настольные лампы накаливания

Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 нт/ М².

Предпочтение должно отдаваться лампам дневного света ЛБ 40-2 и ДРЛ 60-2.

6. Повышенная запыленность рабочей зоны

Воздушная среда производственных помещений, в которой содержатся вредные вещества в виде пыли и газов, оказывает непосредственное влияние на безопасность труда. Воздействие пыли и газов на организм человека зависит от их ядовитости (токсичности) и концентрации в воздухе производственных помещений, а также времени пребывания человека в этих помещениях.

При камеральной обработке полученных данных источником возникновения пыли может являться ее проникновение в помещение через открытые форточки, окна, двери. В связи с этим необходимо предусмотреть использование вытяжной вентиляции. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 запыленность в зале не должна превышать 0,5 мг/м³. Мероприятиями по борьбе с запыленностью являются регулярные влажные уборки.

5.2 Экологическая безопасность

При проведении буровых работ могут возникнуть следующие основные виды нарушений природной среды:

- отчуждение и приведение в негодность плодородных земель;
- нарушение почвенного слоя и уменьшение продуктивности почв на месте ведения буровых работ;
- поступление в водоносные горизонты и продуктивные пласты химических реагентов, применяемых в качестве добавок к буровым растворам;
- утечка и проникновение в продуктивный горизонт масел, нефтепродуктов и глинистых растворов, обработанных химическими реагентами;
- загрязнение поверхностных вод различными маслами, нефтепродуктами и химическими веществами, что ведёт к последующему проникновению этих вод в скважину;
- загрязнение подземных вод в ходе бурения эксплуатационных скважин на нефть и газ при использовании таких технических и технологических средств, как торпедирование, соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта и гидроразрыв пласта.

5.3 Анализ влияния процесса бурения на окружающую среду

При бурении скважин на нефть и газ появляются дополнительные источники загрязнения окружающей среды:

- факельные установки при сжигании газа;
- амбары пластовых флюидов.

Влияние потенциальных загрязнителей на окружающую среду не одинаково и зависит от:

- типа буровой установки, способа монтажа и вида привода;
- конструкции скважины;
- применяемого способа бурения;

5.4 Мероприятия по охране земель

При подготовке площади под строительство скважины нужно строго соблюдать нормы отвода земель. Выбираем площадку под бурение куста скважин, которая должна иметь обваловку высотой не менее 1 м, для исключения попадания загрязненных сточных вод в водоемы. Буровая площадка должна быть очищена от леса, кустарника, травы и спланирована с учетом создания уклона в сторону шламовых амбаров, обеспечивающего водосток. Величина уклона не должна превышать 0,5 м.

5.5 Объёмы отходов бурения

Основными отходами при бурении скважин являются буровой шлам и отработанный буровой раствор. Объем бурового шлама равен объему скважины и определяется по формуле:

$$V_{\text{БШ}} = 0,785 \cdot (L_{\text{к}} \cdot D_{\text{к}}^2 + (L_{\text{ЭК}} - L_{\text{к}}) \cdot D_{\text{ЭК}}^2), \quad (53)$$

где $L_{\text{к}}$, $D_{\text{к}}$ – длина и диаметр кондуктора, соответственно;

$L_{\text{ЭК}}$, $D_{\text{ЭК}}$ – длина и диаметр эксплуатационной колонны, соответственно.

$$V_{\text{БШ}} = 0,785 \cdot (900 \cdot 0,2207^2 + (3790 - 900) \cdot 0,114,3^2) = 87,07 \text{ м}^3.$$

Объем отработанный буровой раствор можно считать так же приблизительно равным объему скважины, плюс объем раствора, используемого для освоения скважины (1,5 объема скважины):

$$V_{\text{ОБР}} = V_{\text{СКВ}} + 1,5 \cdot V_{\text{СКВ}}, \quad (54)$$

$$V_{\text{ОБР}} = 87,07 + 1,5 \cdot 127,5 = 278,32 \text{ м}^3.$$

Также одним из основных источников загрязнения окружающей природной среды при бурении скважин являются буровые сточные воды. Согласно, при бурении скважин в Западной Сибири, удельный объем буровых сточных вод на один метр проходки составляет 0,24 м³. Тогда объем буровых сточных вод составит:

$$V_{\text{БСВ}} = 0,24 \cdot 278,32 = 66,79 \text{ м}^3.$$

5.6 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при бурении скважин

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

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

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. техногенного характера:
 - пожары (взрывы) в зданиях;
 - пожары (взрывы) на транспорте.
2. природного характера:
 - землетрясения ,.

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

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

5.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Рабочий несет ответственность за:

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

Перед началом работ рабочий должен:

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

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

Заключение

Согласно проведенного анализа геолого-технического условия бурения разведочной вертикальной скважины глубиной 3790м на газовом месторождении (ЯНАО), дебитом 50000 м³/сут., требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям в курсовом проекте был произведен расчет конструкции скважины, расчет обсадных труб на прочность, проектирование технологической оснастки обсадной колонны, расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны, проектирование процесса испытания и освоения скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: «Недра», 1986. - 199 с.
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. - 1007 с.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. - 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. - 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. Перфорационные системы [Электронный ресурс] / ООО «Промперфоратор»; Электрон.дан. - Самара: Промперфоратор, 2018. URL: <http://www.promperforator.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 14.03.2018 г.
12. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / Группа компаний KASC; Электрон.дан. – Актобе: KASC, 2018. URL:

<http://kasc.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 25.03.2018 г.

13. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ - Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 01.03.2018 г.

14. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон.дан. – Уфа: Буринтех, 2018. URL: <http://burintekh.ru> свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 20.02.2018 г.

15. ПО «Бурсофтпроект» - инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76с.

16. ПБ 08-624-03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. - М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с.

17. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99с.

18. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109с.

19. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16с.

20. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11с.

21. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49с.

22. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7с.
23. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23с.
24. ГОСТ12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31с.
25. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83с.
26. ГОСТ 12.4.026-2015. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 81с.
27. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 7с.

Приложение А
(Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности
от	до	Название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	100	Четвертичные отложения	Q	00	-	1,40
		Палеогеновые отложения	P			
		Верхний отдел (олигоцен)	P3			
100	150	Атлымская	P3 at	00	-	1,40
		Средний-верхний отделы (эоцен-олигоцен)	P2-3			
150	200	Юрковская	P2-3 yr	00	-	1,40
		Средний отдел (эоцен)	P2			
200	300	Люлинворская	P2 ll	00	-	1,40
		Нижний отдел (палеоцен)	P1			
300	580	Тибейсалинская свита	P1 tbs	00	-	1,40
		Меловые отложения	K			
		Верхний мел	K2			
580	860	Ганькинская	K2 gn	0-0,50	-	1,40
860	1100	Березовская	K2 br	0-0,50	-	1,20
1100	1150	Кузнецовская	K2 kz	0,5-0,80	-	1,20
		Нижний-верхний мел	K1-2			
1150	2070	Покурская	K1-2 pk	0,5-0,80		1,20
		Нижний мел	K1			
2070	2912	Тангаловская	K1 tn	0,8-1,50		1,10
2912	3750	Сортымская	K1 st	0,8-1,50	-	1,07
3750	4130	ачимовская пачка	K1 st	0,8-1,50	-	1,07

Таблица А.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страт. подразд.	Интервал		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
Q	0	100	Супеси Суглинки Глины	35 35 30	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, торфяники.
Р ₃ at	100	150	Пески Алевриты Глины	60 20 20	Глины, алевриты, пески кварцево-полевошпатовые и кварцево-глауконитовые.
Р ₂₋₃ yr	150	200	Глины Алевриты Пески	80 10 10	Глины зеленовато-серые, листоватые, с прослоями алевритов и глауконитового песка.
Р ₂ ll	200	300	Глины опоковидные Глины диатомовые Диатомиты	40 30 30	Верхняя часть - желтовато-зеленоватые глины с прослоями диатомитовых или слабоопоковидных глин. Средняя часть - серые глины, участками алевритистые, с прослоями опоковидных глин и опок. Нижняя часть - опоковидные глины, опоки.
Р ₁ tbs	300	580	Пески Глины	60 40	Верхняя часть - пески мелко- и среднезернистые, полевошпатово-кварцевые, с прослоями глин, алевролитов. Нижняя часть - глины алевритистые, слюDISTые, с прослоями алевролитов и песков
К ₂ gn	580	860	Глины	100	Глины темно-серые, зеленовато-серые, алевритистые, известковистые, с пиритизированными водорослями.
К ₂ br	860	1100	Глины Глины опоковидные Опоки	60 30 10	Верхняя часть - серые, зеленовато-серые и темно-серые глины, часто алевритистые с прослоями опоковидных глин и опок, реже алевролитов. Нижняя часть - опоки серые и голубовато-серые, глины темно-серые, прослоями опоковидные.
К ₂ kz	1100	1150	Глины	100	Глины темно-серые, серые и зеленовато-серые, плотные, с включениями глауконита и многочисленных растительных остатков.
К ₁₋₂ pk	1150	2070	Пески, песчаники Алевролиты Глины	40 30 30	Неравномерное переслаивание алевролитово-песчаных пластов с глинистыми прослоями. Пески и песчаники от светло-серых до темно-серых, среднезернистые, слабосцементированные, прослоями известковистые. Алевролиты разномзернистые, крепкие. Глины плотные, алевритистые, слюDISTые.
К ₁ tn	2070	2912	Песчаники Алевролиты Глины	30 30 40	Чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаники светло-серые, мелко-, среднезернистые, глинисто-карбонатные. Алевролиты серые, глинистые, плотные. Глины темно-серые до черных, участками тонкослоистые. В нижней части пачка «шоколадных» аргиллитов.
К ₁ st	3750	4130	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	40 30 30	Неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. В кровле чеускинская пачка темно-серых плитчатых глин с углефицированными остатками. В нижней части выделяется ачимовская пачка – песчаники серые, мелкозернистые с прослоями аргиллитоподобных глин.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость	Карбонатность	Категория твердости	Категория абразивности	Категория пород по промышленной классификации (М, С, Т и т.д.)
	от	до									
Q	0	100	Супеси, суглинки, глины	1900	35	-	15-20	-	3-4	7-8	МС
P ₃ at	100	150	Пески, алевролиты, глины	1800-1900	30-35	-	10-100	-	2-3	3-6	МС
P ₂₋₃ yr	150	200	Глины, алевролиты, пески	1900-2000	30-35	-	25-80	-	2-3	3-6	МС
P ₂ ll	200	300	Глины	2000	32	-	90-100	-	2-3	6	МС
P ₁ tbs	300	580	Пески, глины	2200	28	-	60-100	-	2-3	4	МС
K ₂ gn	580	860	Глины	1900	25	-	90-100	-	3	3-6	МС
K ₂ br	860	1100	Глины, глины	2200	20	-	95-100	-	2	4	М
K ₂ kz	1100	1150	Глины	2200	20-40	-	50-90	-	3	3-7	МС
K ₁₋₂ pk	1150	2070	Песчаники, алевролиты, глины	2200	20-40	-	20-30	-	3	3-7	С
K ₁ tn	2070	2912	Песчаники, алевролиты, глины	2300	15-30	0,1-2,6	40-60	-	2-3	6	С
K ₁ st	3750	4130	Песчаники, алевролиты, глины	2400	12-18	0,1-3,5	30-90	-	2-4	4	С

Таблица А.4 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Темп-ра в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источник получения
			МПа/м на м		источник получения	МПа/м на м		источник получения	Мпа/м на м		Источник получения	Мпа/м на м		источник получения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	До (низ)		от (верх)	до (низ)		От (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	100	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0160	0,0160	РАС	0,0187	0,0187	ПГФ	-2	РАС
P ₃ ¹ atl	100	150	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0160	0,0160	РАС	0,0190	0,0190	ПГФ	-1	РАС
P ₂₋₃	150	200	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0160	0,0160	РАС	0,0194	0,0194	ПГФ	-0.5	РАС
P ₂ ² llv	200	300	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0160	0,0160	РАС	0,0199	0,0199	ПГФ	-0.5	РАС
Pg ₁ tb	300	580	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0170	0,0170	РАС	0,0196	0,0196	ПГФ	2	РАС
K ₂ gn	580	860	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0170	0,0170	РАС	0,0196	0,0196	ПГФ	4	РАС
K ₂ br	860	1100	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0170	0,0170	РАС	0,0197	0,0197	ПГФ	24	РАС
K ₂ kz	1100	1150	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0170	0,0170	РАС	0,0205	0,0205	ПГФ	54	РАС
K ₂ +K ₁ pkr	1150	2070	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,018	0,018	РАС	0,0205	0,0205	ПГФ	87	РАС
K ₁₋₂ tn	2070	2912	0,0118	0,0118	РФЗ	-	-	-	0,018	0,018	РАС	0,0220	0,0220	ПГФ	101	РАС
K ₁ sr	2912	3754	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,019	0,019	РАС	0,0222	0,0222	ПГФ	101	РАС
K ₁ b	3754	4130	0,0166	0,0166	РФЗ	-	-	-	0,019	0,019	РАС	0,0222	0,0222	ПГФ	110	РАС

Приложение Б
(Обязательное)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 – Водоносность

Индекс пласта	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мдарси	Степень минерализации М, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
		От (верх)	До (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	15	17
группа Ю ₁ группа А	Pg ₂ -Pg ₃	1150	1200	пор.	1,0	1,0	500	0	да
	K ₁₋₂	1900	1970	пор.	1,01	200,0	300	15,0	нет
	K ₁	2400	2450	пор.	1,01	3,0	20	18,0	нет
	K ₁	2600	2781	пор.	1,01	12,0	30	17,0	нет
	J ₃	3000	3197	пор.	1,02	5,6	10	33,4	нет

Таблица Б.2 – Газоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т
от	до				
3546	3600	поровый	0,796	4000	100
3635	3694	поровый	0,775	40000	100
3731	3754	поровый	0,788	50000	100

Приложение В
(Обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 - Ожидаемые осложнения и их характеристика

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточного давления, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа и т.д.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₁ st (БУ ₁₆ ⁰)	3232	3252	г/к	3252	-	-	При нарушении технологии вскрытия и испытания продуктивных пластов	Увеличение объема и изменение параметров ПЖ, снижение удельного веса ПЖ. Увеличение газопоказаний.
K ₁ st (БУ ₁₆ ¹⁻²)	3262	3272	г/к	3272	-	-		
K ₁ st (БУ ₁₇ ¹⁻¹)	3635	3694	г/к	3412	-	-		
K ₁ st (Ач ₅ ²⁻³)	3731	3754	г/к	3622	-	-		

Таблица В.2 - Возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения:	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q - P ₁ tbs	0	580	Обвалы стенок скважины. Прихват инструмента. Кавернообразование	При нарушении технологии бурения ММП.
K ₂ gn	580	860	Прихват бурильного инструмента, Поглощение бурового раствора, Кавернообразование	При прохождении высокопроницаемых, трещиноватых пород. При прохождении глинистых пород, при их набухании и обваливании.

Таблица Б.3 - Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скв. до статического уровня при его тах снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, (кгс/см ²)/м		Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Р ₁ tbs	580	960	до 3	-	нет	0,0163	0,0170	Повышенная репрессия на пласты, превышение допустимой скорости СПО, отклонение параметров раствора от проектных
К ₂ gn	960	1100	до 5	-	нет	0,0157	0,0160	
К ₂ br	1100	1150	до 5	-	нет	0,0165	0,0174	
К ₁₋₂ pk	1150	2070	до 5	-	нет	0,0170	0,0179	
К ₁ tn	2070	2912	до 5	-	нет	0,0171	0,0176	
К ₁ st	2912	3457	до 5	-	нет	0,0174	0,0179	
К ₁ st (БУ16-17)	3457	3750	до 5	-	нет	0,0181	0,0187	
К ₁ st (ачимовская пачка)	3750	4130	до 5	-	нет	0,0192	0,0198	

Приложение Г.1
(Обязательное)

Совмещенный график давлений

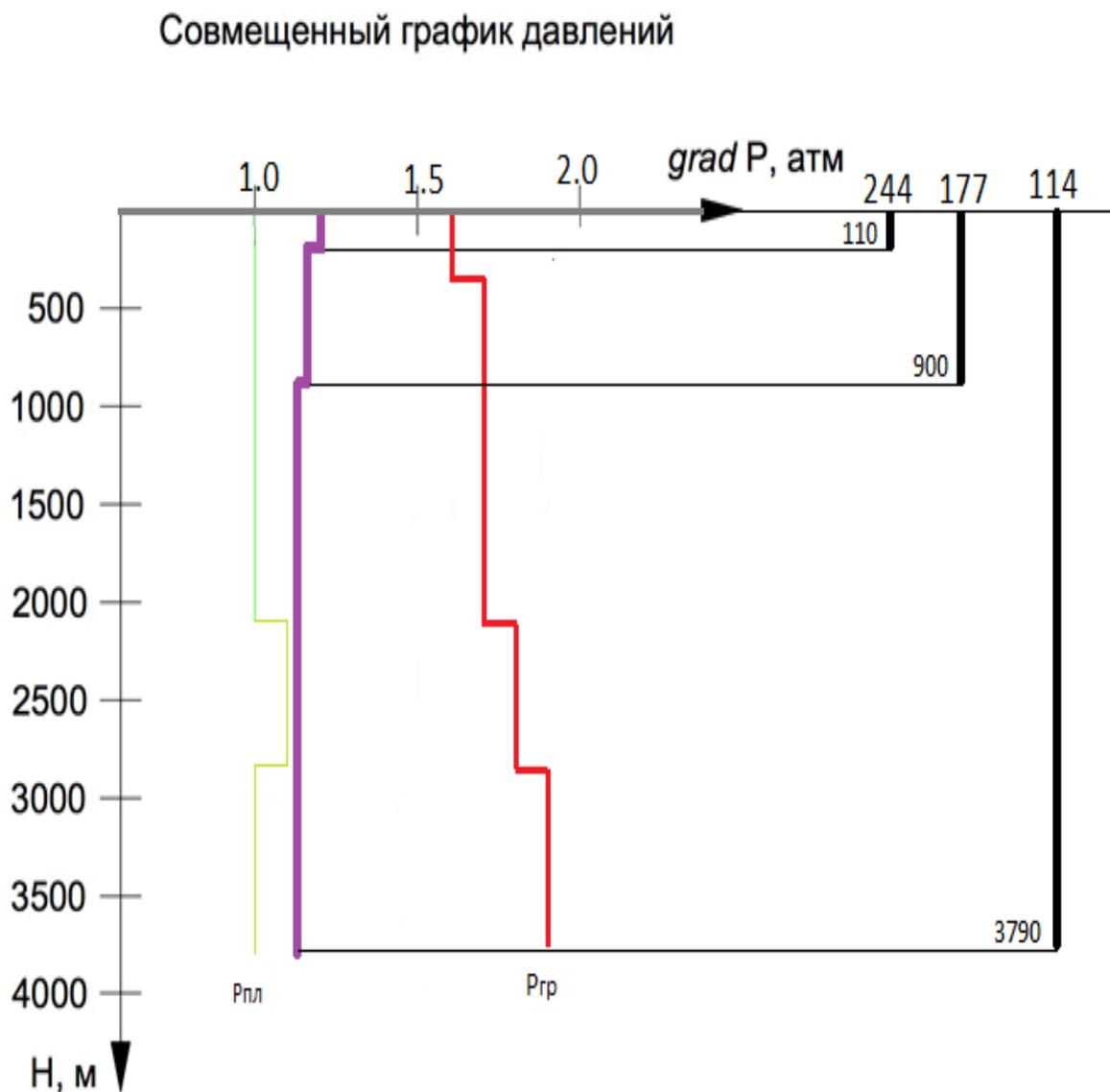


Рисунок Г.1 – Совмещенный график давлений

Приложение Г.2
(Обязательное)

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

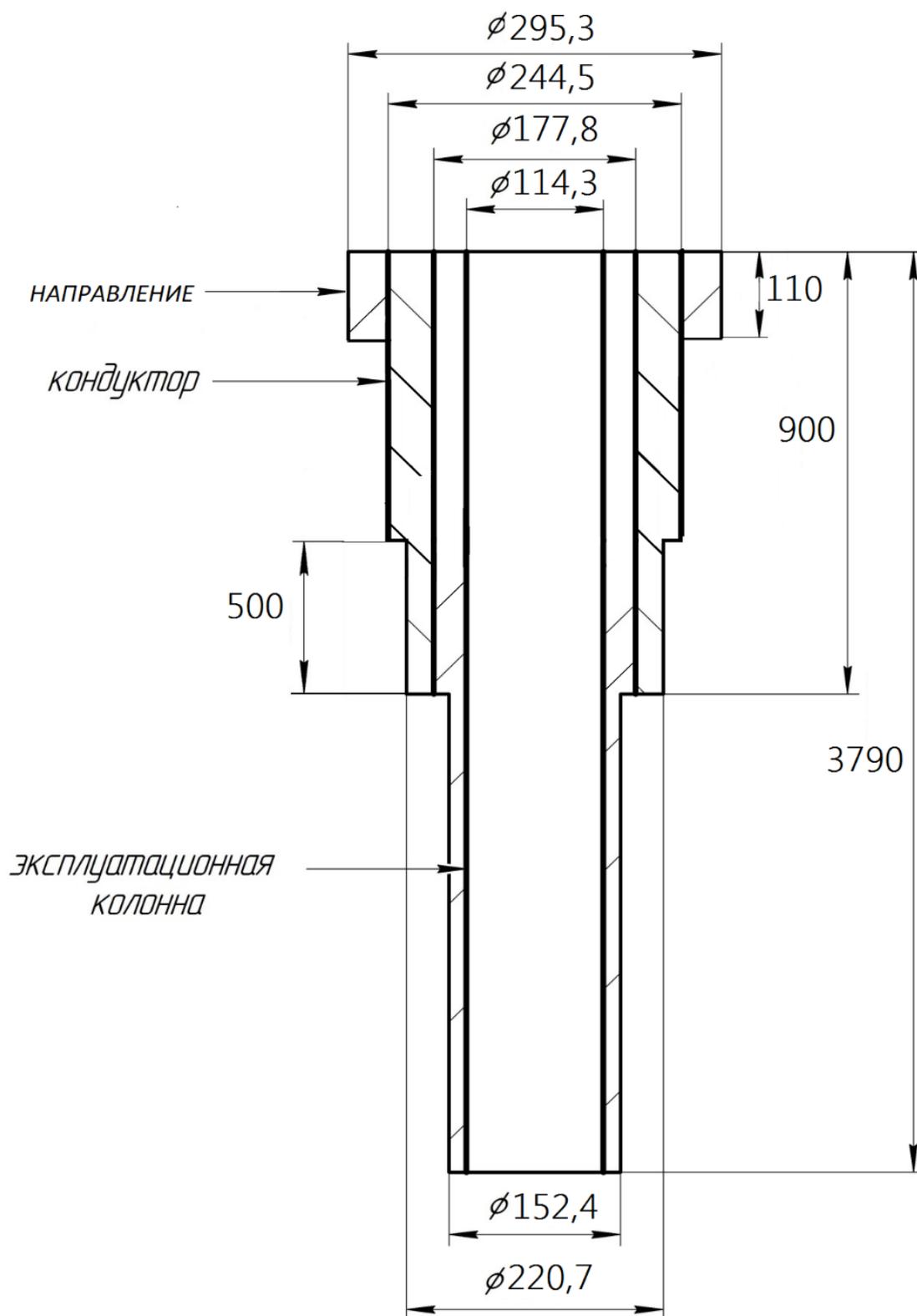


Рисунок Г.2 - Конструкция скважины

Приложение Д.1

(Обязательное)

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Д.1 - Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-110	110-900	900-3790
Шифр долота		295,3 (11 5/8) MTR217	220,7 (8 11/16) FD616SMF	PDC152,4(6)FD4 13SM (A285)
Тип долота		RC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		295,3	220,7	152,4
Тип горных пород		MC	MC	M,M-C,C
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3-152	Ниппель 3-117	Ниппель 3-88
	API	Pin 6 5/8 Reg	Pin 4 1/2 Reg	Pin 3 1/2 Reg
Длина, м		0,52	0,55	0,42
Масса, кг		79,20	47	26
G, тс	Рекомендуемая	11	9	6
	Предельная	14	13	8
n, об/мин	Рекомендуемая	60-80	160-220	95-120
	Предельная	400	350	200

Приложение Д.2

(Обязательное)

Выбор компоновки и расчет буровой колонны

Таблица Д.2.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-110м)

№	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 (0-110м)							
1	Долото 295,3 М-ГНУ-R-85	0,43	295,3	236,2			0,82
2	Переводник П152х171	0,52	203	122	3-171	Ниппель	0,83 (1,65)
					3-152	Ниппель	
3	Калибратор К 295,3 MC	1,0	295,3	122	3-152	Муфта	0,18 (1,18)
					3-152	Ниппель	
4	Переводник П152х171	0,52	203	122	3-152	Муфта	0,83 (2,66)
					3-171	Ниппель	
5	Двигатель ДГР-210.7/8.49	9,51	210	168	3-171	Муфта	1,8 (4,46)
					3-152	Муфта	
6	Клапан обратный КО-210	0,63	203	67	3-152	Ниппель	0,1 (4,56)
					3-152	Муфта	
7	Переводник П152х147	0,52	203	122	3-152	Ниппель	0,83 (5,39)
					3-147	Муфта	
8	УБТ УБТ 203х100 Д	48	203	100	3-147	Ниппель	9,22 (14,61)
					3-147	Муфта	
9	Переводник П147х133	0,70	203	100	3-147	Ниппель	0,15 (14,76)
					3-133	Муфта	
10	Буровая труба ТБПК 127х9 Е	До устья	127	109	3-133	Ниппель	1,5 (16,26)
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (110-900м)

№	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 (110-900м)							
1	Долото 220,7 FD 246S-A245	0,30	220,7	176,6			0,04
2	Переводник П152х171	0,63	203	122	3-152	Муфта	0,83
					3-171	Ниппель	(0,87)
3	Калибратор К 220,7 МС	1,0	178	70	3-171	Муфта	0,18
					3-171	Ниппель	(1,05)
4	Переводник П171х152	0,63	203	122	3-171	Муфта	0,83
					3-152	Ниппель	(1,88)
5	ДГР-210.7/8.49 210 мм	9,51	210	168	3-152	Муфта	1,82
					3-152	Муфта	(3,7)
6	Клапан обратный КО-210	0,63	203	67	3-152	Ниппель	0,1
					3-152	Муфта	(3,8)
7	Переводник П152х147	0,52	203	122	3-152	Ниппель	0,83
					3-147	Муфта	(4,63)
8	УБТ УБТ 203х100 Д	48	203	100	3-147	Ниппель	9,22
					3-147	Муфта	(13,85)
9	Переводник П147х133	0,70	203	100	3-147	Ниппель	0,15
					3-133	Муфта	(14)
10	Бурильная труба ТБПК 127х9 Е	До устья	127	109	3-133	Ниппель	24,81
					3-133	Муфта	(38,81)

Таблица Д.2.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (900-3790м)

№	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 (900-3790м)							
1	Долото PDC 152,4 В416НТ	0,40	152,4	121,9			0,19
2	Переводник П88х117	0,43	120	54	3-88	Муфта	0,83
					3-117	Ниппель	(1,02)
3	Калибратор К 152,4 ТК	0,44	146	68	3-117	Муфта	0,40
					3-117	Муфта	(1,42)
4	Переводник П117х117	0,43	120	54	3-117	Ниппель	0,83
					3-117	Муфта	(2,25)
5	ВЗД ДР 127.4000.56	5,54	127	101,6	3-117	Ниппель	1,82
					3-102	Муфта	(4,07)
6	Обратный клапан Sperry Drilling M102хН102	0,44	120	58	3-102	Ниппель	0,83
					3-102	Муфта	(4,9)
7	Переводник П102х88	0,43	120	54	3-102	Ниппель	0,83
					3-88	Муфта	(5,73)

Продолжение таблицы - Д.2.3

8	УБТ УБТ 108х45 Д	96	108	45	3-88	Ниппель	6,05 (11,78)
					3-101	Муфта	
9	Переводник П101х86	0,32	118	46	3-101	Ниппель	0,42 (12,2)
					3-86	Муфта	
10	Бурильная труба ТБВК 89х9 Е	До устья	89	71	3-86	Ниппель	72,63 (84,83)
					3-86	Муфта	

Таблица Д.2.4 – КНБК для отбора керн (3726-3759м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр , мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.ве с, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керн (2450-2475м)							
1	Долото PDC 152,4/72 B613C9	0,03	152,4	67			0,014
					3-133	Муфта	
2	Переводник П133х116	0,4	108	54	3-133	Ниппель	0,83 (0,84)
					3-116	Муфта	
3	Керноотборный снаряд УБТ СК-136/80	18	136	80	3-116	Ниппель	2,3 (3,14)
					3-108	Муфта	
4	Переводник П102х86	0,4	108	54	3-108	Ниппель	0,83 (3,97)
					3-108	Муфта	
5	УБТ УБТС1 108х102 Д	67	136	80	3-108	Ниппель	5,5 (9,47)
					3-102	Муфта	
6	Переводник П102х86	0,4	108	54	3-102	Ниппель	0,83 (10,3)
					3-86	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 89х9 Е	До устья	89	71	3-86	Ниппель	72,82 (83,12)
					3-86	Ниппель	

Приложение Д.3 (Обязательное)

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.3.1 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-110	110-900	900-3790
Исходные данные			
D _д , м	0,2953	0,2207	0,1524
K	0,65	0,5	0,4
K _к	1,4	1,4	1,13
V _{кр} , м/с	0,15	0,12	0,15
V _м , м/с	0,0083	0,0083	0,0015
d _{бг} , м	0,127	0,127	0,114
d _{мах} , м	0,203	0,177	0,127
d _{нмах} , м	0,0245	0,0194	0,0111
n	6	4	5
V _{кпмин} , м/с	0,5	0,5	0,5

Продолжении таблицы – Д.3.1

$V_{кп\max}$, 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	1,9	1,9	1,08
$\rho_{п}$, г/см ³	1,4	1,5	2,12
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	44	19	7
Q_2 , л/с	27	12	2
Q_3 , л/с	68	37	11
Q_4 , л/с	41	16	5
Q_5 , л/с	86	45	32
Q_6 , л/с	-	37-45	11-32

Таблица Д.3.1 - Проектирование допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-110	110-900	900-3790
Исходные данные			
Q_1 , л/с	44	19	7
Q_2 , л/с	27	12	2
Q_3 , л/с	68	59	23
Q_4 , л/с	41	16	5
Q_5 , л/с	57	45	19
Q_6 , л/с	-	45-59	19-23
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	140	57	20
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с	64	45	20
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}$, л/с	-	57	38
ρ_1 , кг/м ³	-	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	-	1190	1070
$M_{тм}$, Н*м	-	2150	1150
$M_{тб}$, Н*м	-	3010	1261

Таблица Д.3.2 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-3970 м

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	110	110	295,3	-	1,4	10,55
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 1,14$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{пот} = 7,35$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{спо} = 0,55$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 25,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{бр} = 34,14$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{перев1} = 15,06$

Продолжение таблицы – Д.3.2

Кондуктор Интервалбурения, м.		Длинаинтервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	Ккаверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
110	900	790	220,7	230,7	1,4-1,2	46,60
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 6,06$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 28,79$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,95$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 97,2$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 136,0$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 15,06$
Объемраствора к приготовлению:						$V_{2'} = 120,94$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 48,60$

Таблица Д.3.2 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-3970 м

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	Ккаверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
900	3631	2731	152,4	162,4	1,2-1,1	75,54
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 11,89$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 43,01$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 13,65$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 152,96$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 221,51$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 48,60$
Объемраствора к приготовлению:						$V_{3'} = 172,91$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	Ккаверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
3631	3790	159	152,4	162,4	1,1	21,82
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,67$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 2,12$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,795$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 47,64$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 51,23$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев3}} = 0$
Объемраствора к приготовлению:						$V_{4'} = 51,23$

Приложение Д.4
(Обязательное)

Выбор гидравлической программы промывки скважины

Таблица Д.4.1 - 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	110	БУРЕНИЕ	0,42	0,089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	18	115,4	3,55
Под кондуктор									
110	900	БУРЕНИЕ	1,05	0,160	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	15	88,5	5,52
Под эксплуатационную колонну									
900	3790	БУРЕНИЕ	1,38	0,080	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	83	3,64
Отбор керна									
3726	3759	Отбор керна	1	0,083	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11,1	106,7	7,4

Таблица Д.4.2 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
От (верх)	До (низ)										
0	110	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	85	160	220,5	0,9	125	30,6	61,2
110	900	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	85	160	220,5	0,9	120	30,6	61,2
900	3790	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	85	140	326,0	1,0	65	14,56	14,56
3726	3759	Отбор керна	УНБТ-950	1	85	140	293,4	1,0	85	15,23	15,23

Таблица Д.4.3 - 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	110	БУРЕНИЕ	101,0	45,2	37,7	7,8	0,3	10
110	900	БУРЕНИЕ	162,4	39,4	47,8	54,6	10,7	10
900	3790	БУРЕНИЕ	282,9	52,0	41,6	138,1	48,5	2,7
3726	3759pp	Отбор керна	220,4	26,2	0	163,9	48,7	2,9

Приложение Е.1 (Обязательное)

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

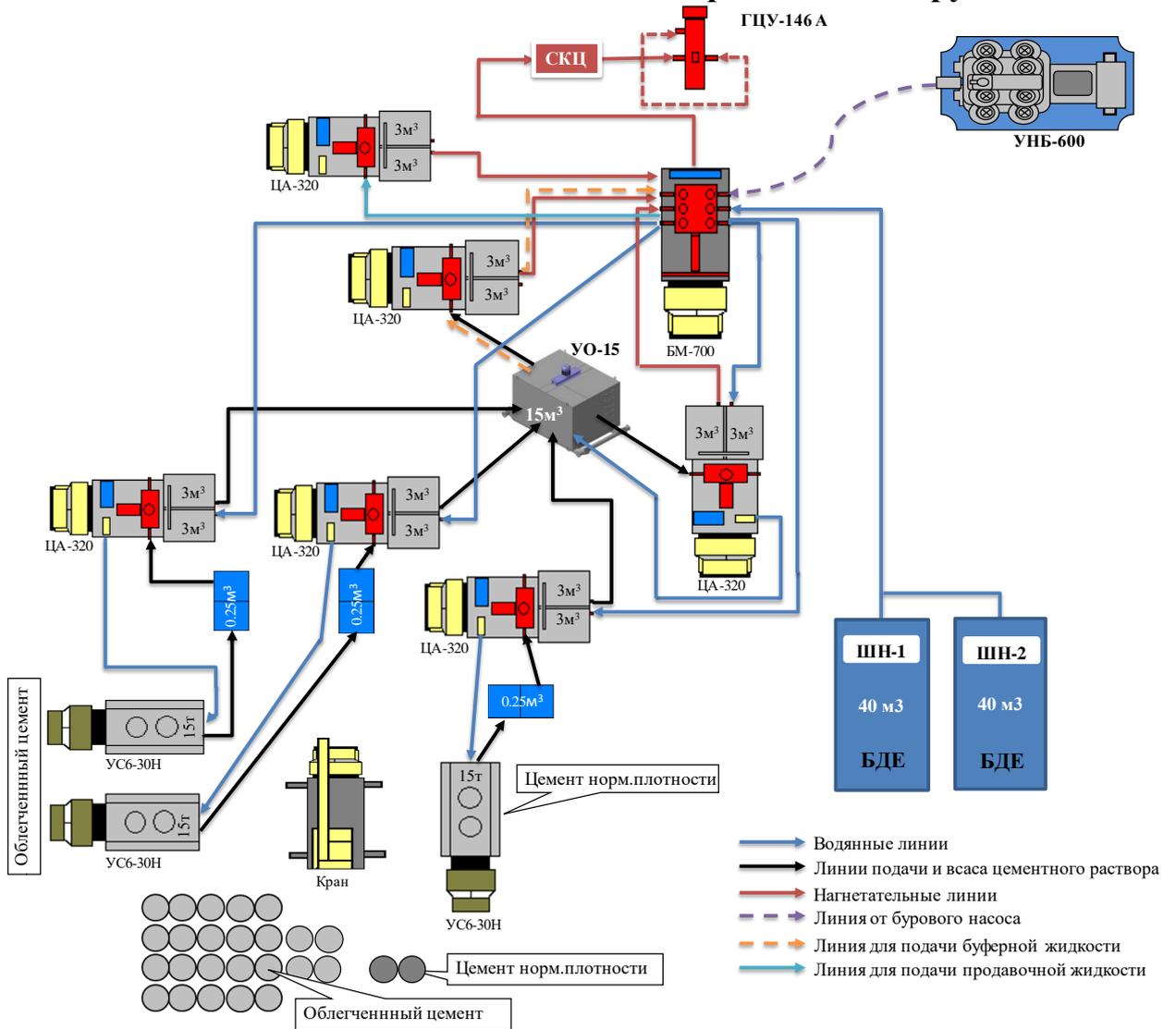


Рисунок Е.1 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

Приложение Ж.1
(Обязательное)

Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.

Таблица Ж.1 - Состав комплекса и технические характеристики

Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Лубризатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Кран шаровый КШН-73x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80x21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубков-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80 .	
Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80.	

Продолжение таблицы - Ж.1

Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80.	

Приложение Ж.1.1
(Обязательное)

Скважинное оборудование для свабирования КС-62

Таблица Ж.1.1 - Состав оборудования свабирования и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба.	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм.	
Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм.	
Диаметр наружный, мм	57
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба.	
Диаметр наружный манжеты, мм.	61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

Приложение И (Обязательное)

Выбор буровой установки

Таблица И.1 – Выбор буровой установки

Выбранная буровая установка			
Максимальная колонна вес буровой, тс ($Q_{бк}$)	96	$Q_{бк} / [G_{кр}]$	0,56
Максимальная вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	122	$Q_{об} / [G_{кр}]$	0,72
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	124,8	$Q_{пр} / [G_{кр}]$	0,73
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	170		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ($Q_{вלב}$)	260	$k_{по} = P_o / P_{бo}$ $(k_{по} > 1,25)$ $P_o = 1,2 \text{ кгс/с}$ м^2	$P_o / P_{бo} = 8,39$ $> 1,25$
Вес буровой колонны, т ($Q_{бк}$)	96		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	122		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата, ($K_{п}$)	1,3		
Вес р-ра для долива, ($Q_{бр}$)	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м^2 ($F_{бo}$)	36		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	8	985,77	
3	31	924,8	
4	25	655,7	
5	18	436,5	
6	32	278,9	

Приложение К.1 (Обязательное)

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица К.1 – Нормативная карта

Наименование скважины	Вертикальная разведочная
Проектная глубина, м:	3790 м.
Способ бурения:	
- под направление	Турбинный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	Турбинный
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 295 мм на глубину 110 м
- кондуктор	d 220 мм на глубину 900 м
- эксплуатационная	d 152 мм на глубину 3790 м
Буровая установка	Уралмаш 3900/225 ЭК-БМ
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950
производительность, л/с:	
- в интервале 0-110м	61
- в интервале 110-900м	61
- в интервале 900-3790м	15
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 108 мм – 25м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 0-110 м	ДГР-210.7/8.49
- в интервале 110-900 м	ДГР-210.7/8.49
- в интервале 900-3790 м	ВЗД ДР 127.4000.56
- при отборе керна	Керноотборный снаряд СК-136/80
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-110 м	127'9,19
- в интервале 110-900 м	127'9,19
- в интервале 900-3790 м	108'11,0
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-110 м	I 295,3 М-ГНУ-R-85
- в интервале 110-900 м	II 220,7 FD 246S-A245
- в интервале 900-9790 м	III PDC 152,4 B416HT
- в интервале 2450-2475 м	III PDC 152,4/72 B613C9

Приложение К.2 (Обязательное)

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица К.2.1 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервал 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	0-110	293,5	520	11	24	0-110	0,0111	1,221
II	110-900	220,4	1510	12	32	110-200	0,0131	1,17
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0153	1,53
						600-700	0,0156	1,56
						700-800	0,0157	1,57
						800-900	0,0157	1,57
III	900-3790	152,4	1420	12	32	900-1000	0,0164	1,64
						1000-1100	0,0175	1,75
						1100-1200	0,0186	1,86
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,0191	1,91
						1400-1500	0,0197	1,97
						1500-1600	0,0208	2,08
						1600-1700	0,0228	2,28
						1700-1800	0,0231	2,31
						1800-1900	0,0238	2,38
						1900-2000	0,0244	2,44
						2000-2100	0,0247	2,47
						2100-2200	0,0250	2,5
						2200-2300	0,0253	2,53
						2300-2400	0,0254	2,54
						2400-2500	0,0256	2,56
						2500-2600	0,0264	2,64
						2600-2700	0,0276	2,76
						2700-2800	0,0288	2,88
						2800-2900	0,0300	3,00
2900-3000	0,0312	3,12						
3000-3100	0,0324	3,24						
3100-3200	0,0337	3,37						
3200-3300	0,0340	3,4						
3300-3400	0,0352	3,52						
3400-3500	0,0364	3,64						
3500-3600	0,0369	3,69						
3600-3700	0,0381	3,81						
3700-3790	0,0393	3,53						
Итого								90,641

Приложение К.3
(Обязательное)

Нормативная карта вертикальной скважины на ЯНАО

Таблица К.3.1 - Нормативная карта вертикальной скважины на ЯНАО

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	I 295,3 М-ГНУ-R-85	520	1,21	0-110	110	0,035	3,85	1,22	5,07
Итого			1,21		110		3,85	1,22	5,07
Бурение под кондуктор	II 220,7 FD 246S-A245	1510	0,52	110-900	790	0,040	31,6	11,72	43,32
Итого			0,52		900		35,45	11,72	43,32
Бурение под эксплуатационную колонну	III PDC 152,4 В416НТ	1420	2,03	900-3790	2890	0,062	179,18	77,7	256,88
Итого			2,03		2890		179,18	77,7	256,88
Всего			3,76		3790		214,63	90,64	305,27

Продолжение таблицы - К.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление: - направления - кондуктора - эксплуатационная									3,56 16,0 32,4
Установка центраторов -направление -кондуктор - эксплуатационная ОЗЦ: -направление -кондуктора - эксплуатационной			- 3 8						- 0,05 0,13 4,0 10,0 22,0
Разбуривание цементной пробки (10 м) -направление -кондуктор - эксплуатационной				100-110 890-900 3780-3790					1,84 2,12 5,42
Промывка скважины (1 цикл) -направление -кондуктор - эксплуатационная									0,01 0,11 0,50
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									373,38
Ремонтные работы (3,3 %)									11,66
Общее время на скважину									415,93

Приложение Л
(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Л.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	-	-	0,22	30,4	1,93	266,70	11,45	1582,27
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,22	4,37	1,93	38,40	11,45	227,85
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,22	6,08	1,93	53,40	11,45	316,82
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,22	1,65	1,93	14,55	11,45	86,33
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,22	55,62	1,93	488,01	11,45	2,895,24
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,22	6,27	1,93	55,02	11,45	326,43
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,22	1,52	1,93	13,41	11,45	79,57
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,22	289,74	1,93	2541,81	11,45	15079,65
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,93	1646,84	11,45	9770,17

Продолжение таблицы – Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,22	3,54	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,93	475,97	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	11,45	4240,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,22	5,10	1,93	44,81	11,45	265,86
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,22	30,55	1,93	268,05	11,45	1590,29
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	-	-	0,22	22,18	1,93	194,62	11,45	1154,61
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,22	1,95	1,93	17,17	11,45	101,90
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,22	7,46	1,93	65,46	11,45	388,38
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,22	22,08	1,93	193,77	11,45	1149,58
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	1,93	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,22	37,24	1,93	326,72	11,45	1938,37
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,22	3,28	1,93	28,79	11,45	170,83
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	-	-
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

Продолжение таблицы – Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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		8266,31		2614,72		112579,26		39370,76	
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 VU-K11TG-R227	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
295,3V-54X-R175	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
215,9 AUM-LSP53X-R800	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ – 178	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
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		8266,31		2784,66		13327,14		45350,71	
Всего по сметному расчету, руб		46350,723							

Таблица Л.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационн ая	
		кол-во	сумма	кол-во	Сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,15	20,72	0,71	98,11	1,57	1635,86
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,15	2,98	0,71	14,12	1,57	31,24
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,15	4,15	0,71	19,64	1,57	43,44
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,15	1,13	0,71	5,35	1,57	11,83
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,15	37,92	0,71	179,53	1,57	396,99
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,15	4,27	0,71	20,24	1,57	44,76
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,15	7,24	0,71	4,93	1,57	75,83
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,15	197,55	0,71	935,07	1,57	2067,69
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,15	205,2	0,71	971,28	1,57	2147,76
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	19,4	0,15	62,91	0,71	297,77	1,57	658,45
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,15	20,83	0,71	98,61	1,57	218,05
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,15	15,12	0,71	71,59	1,57	158,31
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,15	1,33	0,71	56,23	1,57	13,97
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,15	15,06	0,71	71,28	1,57	157,62

Продолжение таблицы – Л.2

Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,15	25,39	0,71	120,19	1,57	266,41
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,15	2,76	0,71	13,06	1,57	28,88
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,15	5,08	0,71	24,08	1,57	53,25
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	12,88
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-168, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Башмак колонный БК-146, шт	32	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-
Центратор ЦЦ-215/255, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦОКДМ-324, шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-245, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-168, шт	105	-	-	-	-	1	105
ЦКОД-146-2, шт	95,4	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-324 351, шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219 245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126 168, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
ПНХ 114, шт	700	-	-	-	-	-	-
Пакер заколонный ППП-168	590,9		-	-	-	1	590,9
Головка цементировочная ГЦУ-324	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			4895,19		6839,78		11824,3
Обсадные трубы 324x9,5, м	37,21	30	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,9, м	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
Обсадные трубы 168x8, м	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44
Обсадные трубы 168x8,9, м	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49

Продолжение таблицы – Л.2

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-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
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	41,834	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			4895,197		6839,78		11824,3
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			6724,196		29581,83		84077,69
Всего по сметному расчету, руб					120383,7		

Таблица Л.3 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, ты. 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	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	46350
Крепление скважины	120383
Итого по главе 3	166733
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)	18316
Итого по главе 5	18316
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	426182
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	69893
Итого по главе 7	68019
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39536
Итого по главе 8	39536

Продолжение таблицы – Л.3

Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	22552
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15478
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	9607
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	269
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9	52800
Итого по главам 1-9	586541
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1173
Итого по главе 10	1173
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29616
Итого по главе 12	29616
Итого по сводному сметному расчету	621950
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 69,8	43412110
НДС 18%	7814179
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	51226289

Приложение М
(Обязательное)

Производственная безопасность

Таблица М.1– Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
Лабораторный и камеральный(внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения вагона-офиса инженера по бурению	1.Отклонение показателей микроклимата в помещении; 2.Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3.Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; 4.Превышение уровней электромагнитных и ионизирующ излучений.	1.Электрический ток; 2.Статическое электричество; 3.Пожароопасность	ГОСТ 12.1.045-84 [19] СП 52.13330.2011 [20] СанПиН 2.2.4.548-96 [21] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [22] СанПиН 2.2.4.3359-16 [24] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [24] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [26] ГОСТ 12.1.012-2004 [27] ГОСТ 12.2.003-91 [28] СНиП 2.04.05- 91 [29] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [30] ГОСТ 12.1.004-91 [18] ГОСТ 12.1.005-88 [7] СанПиН 2.2.1/2.1.11278-03

Продолжение таблицы – М.1

Полевой этап			
Работа	Вредные	Опасные	
непосредственно буровой площадке	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума; 3.Тяжесть физического труда 4.Превышение уровней вибрации. 5.Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); 2.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3.Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; 4.Электрический ток; 5.Пожароопасность	ГОСТ 12.2.003-91 [3] ГОСТ 12.2.062-81 [4] ГОСТ 12.3.009-76 [5] ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 [6] ГОСТ 12.1.005-88 [7] ГОСТ 23407-78 [8] ГОСТ 12.1.019-79 [9] ГОСТ 12.1.030-81 [10] ГОСТ 12.1.006-84 [11] ГОСТ 12.1.038-82 [12] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] ГОСТ12.1.012-90 [14] ГОСТ 12.4.002-97 [15] ГОСТ 12.4.024-86 [16] ГОСТ 12.1.007-76 [17] ГОСТ 12.1.004-91 [18]