

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 2650 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)»

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Назимов Александр Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович			

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	Назимову Александру Николаевичу

Тема работы:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2650 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2018г.
--	--------------

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 нефтяном месторождении (Красноярский край), с ожидаемым притоком Q = 35000 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 1.2 Геологические условия бурения 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4 Зоны возможных осложнений 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 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 цементирования 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 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 цементирования эксплуатационной колонны 2.4.2.1 Обоснование способа цементирования 2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкост 2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора</p> <p>2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p>
--	---

	2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5 Выбор буровой установки 3 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИИ PDC ВООРУЖЕНИЯ ЛОПАСТНОГО ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Геолого-технический наряд 2. Компонировка буровой 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
Ассистент	Башкиров Иван Александрович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Назимов Александр Николаевич		

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»)

Уровень образования: бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

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

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 92 с., 13 рис., 23 табл., 27 литературных источников, 18 прил.

Ключевые слова: скважина, нефть, долото, вертикальная, 2650 м. Объектом исследования является газовое месторождение района Красноярского края.

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания на нефтяном месторождении Красноярского края.

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2650 метров на нефтяном месторождении Красноярского края.

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 режимами 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, нормативные ссылки

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

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

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

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

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

Оглавление

Введение	13
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	14
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	14
1.2 Геологические условия бурения	16
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	18
1.4 Зоны возможных осложнений	18
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	19
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	19
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	20
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	20
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	22
2.3 Углубление скважины	23
2.3.1 Выбор способа бурения	23
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	24
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	26
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	28
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	29
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	31
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	31
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	32
2.4.1 Расчет обсадных колонн	32
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	37
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	39
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	42
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	42
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	42
2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	43
2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	44

2.4.2.4	Гидравлический расчет цементирование скважины	47
2.4.2.4.1	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	47
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	48
2.4.2	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	48
2.4.4.1	Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта.....	48
2.4.4.2	Проектирование пластоиспытателя.....	49
2.4.4.3	Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования	50
2.5	Выбор буровой установки	51
3	Двигатель с регулируемым углом	52
4	ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	66
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО «Таймырнефть»	66
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	66
4.2.1	Расчет нормативного времени на механическое бурение	66
4.2.2	Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	68
4.2.3	Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	69
4.2.4	Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	69
4.2.5	Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	69
4.2.6	Расчет нормативного времени на геофизические работы	71
4.2.7	Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	72
4.2.8	Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	72
4.3	Корректировка сметной стоимости строительства скважины	72
4.3.1	Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	72
4.4	Расчет технико-экономических показателей	73
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	77
5.1	Производственная безопасность	77
5.1.1	Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды	78
5.1.2	Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды	83
5.3	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	92
5.4	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	95
	Заключение	95
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	96

Приложение А	100
Геологические условия бурения скважины	100
Таблица А.3 - Давление и температура по разрезу скважины	102
Приложение Б	104
Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	104
Приложение В	105
Зоны возможных осложнений	105
Приложение Г.1	106
Совмещенный график давлений	106
Приложение Г.2	107
Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	107
Приложение Д.1	108
Выбор породоразрушающего инструмента	108
Приложение Д.2	109
КНБК для бурения секции	109
Приложение Д.3	112
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	112
Приложение Д.4	115
Выбор гидравлической программы промывки скважины	115
Таблица Д.4.1 - Гидравлические показатели промывки скважины	115
Таблица Д.4.2 - Режим работы буровых насосов	116
Таблица Д.4.3 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе	116
Приложение Е.1	117
Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования	117
Приложение Ж.1	118
Приложение Ж.1.1	119
Скважинное оборудование для свабирования КС-62	119
Приложение И	120
Выбор буровой установки	120
Приложение К.1	121
Приложение К.2	122
Приложение К.3	124
Нормативная карта вертикальной скважины на Красноярский край	124
Приложение Л	127
Сметная стоимость строительства скважины	127

Приложение М	141
Производственная безопасность	141

Введение

Повышение эффективности технологических процессов строительства скважин на углеводородное сырьё, как наиболее капиталоемкой отрасли хозяйственной деятельности страны. Всегда было и должно оставаться приоритетной задачей страны.

Строительство скважин на нефть и газ-это сложный производственный процесс, состоящий из нескольких видов последовательно выполняемых технологически связанных между собой работ. Экономическое развитие России в 21 веке базируется на значительной добыче углеводородного сырья. Данное обстоятельство стимулирует рост ежегодных объёмов добычи нефти и газа и соответственно объёмов бурения глубоких разведочных и эксплуатационных скважин для этих целей.

В последние годы произошли заметные качественные и количественные изменения в техническом уровне применяемых технологических процессов и технических средств для строительства нефтяных и газовых скважин.

В данной работе представлено проектирование строительства эксплуатационной скважины на нефть Красноярском крае. 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

По системе геологического нефтегазового районирования Ванкорское месторождение расположено в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области в составе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В тектоническом отношении месторождение приурочено к Ванкорскому поднятию в северной части Лодочного вала, осложняющего южную часть Большехетской структурной террасы Надым-Тазовской синеклизы. Его продуктивные горизонты имеют песчаный состав и приурочены к нижнемеловым отложениям нижнехетской (верхний берриас — нижний валанжин) и яковлевской (средний апт — средний альб) свит. В кровле долганской свиты (верхний альб — сеноман) установлены непромышленные скопления газа.

Ванкорское месторождение - перспективное нефтегазовое месторождение в Красноярском крае России (), вместе с Лодочным, Тагульским и Сузунским месторождениями входит в Ванкорский блок. Расположено на севере края, включает в себя Ванкорский (Туруханский район Красноярского края) и Северо-Ванкорский (расположен на территории Таймырского Долгано-Ненецкого района) участки.

Лицензия на разработку месторождения принадлежит ООО «Енисейнефть», контрольным пакетом которой владеет Anglo-Siberian Oil Company, принадлежащая компании «Роснефть». Владельцем лицензии на Северо-Ванкорский блок месторождения является ООО «Таймырнефть».

По состоянию на 31.12.2010 суммарные запасы нефти по категориям АВС1 и С2 российской классификации на месторождении составляют 10,5 млрд баррелей (490 млн т), газа — около 74 млрд м³. В 2011 году на месторождении было добыто 15 млн т нефти. Достижение проектной мощности — 70 тыс. т нефти в сутки (порядка 25 млн т в год) — ожидается в 2014 году.

Расчетный период эксплуатации месторождения — 35 лет. Проектная мощность трубопровода составляет около 30 миллионов тонн в год, по состоянию на август 2009 года ожидаемая совокупная выручка от проекта — 80 миллиардов долларов. По завершении строительства нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий Океан» объёмы добычи нефти на Ванкорском месторождении планируется увеличить до максимального уровня.

С точки зрения технического освоения по состоянию на август 2009 года согласно данным специалистов «Ванкорнефти» на месторождении было пробурено 88 скважин, 44 из них — эксплуатационные. По состоянию на август 2009 года нефтяники Ванкора добывали 18 тысяч тонн нефти в сутки. Добыча нефти на 2012 год планируется на уровне 18 миллионов тонн против 15 миллионов тонн в 2011 году. Рост добычи будет обеспечен бурением новых скважин с применением передовых методов и технологий разработки. Нефть поступает в нефтепровод «Ванкор-Пурпе» и затем в систему «Транснефти».

В 2010 году планировалась добыча на уровне 12,5 млн тонн нефти (добыто 12,7 млн.т), максимальный же уровень ежегодной добычи на месторождении запланирован на 2014 год — примерно 25 млн тонн.

Всего на месторождении будет пробурено 425 эксплуатационных скважин, из которых 307 — горизонтальные. Поставки нефти с месторождения планируется осуществлять на Дальний Восток страны через Восточный нефтепровод. Во второй половине 2009 года был введен в тестовую эксплуатацию 556-километровый нефтепровод Ванкор-Пурпе диаметром 820 мм, связывающий месторождение с магистральным нефтепроводом «Транснефти».



Рисунок1 - 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.

Как видно из таблицы, в основном скважину приходится бурить в условиях цементированных абразивных пород средней твердости.

Градиенты пластовых давлений, давлений гидроразрыва пород, горного давления (для текучих пород) и распределение температур приведены в таблице

Из представленных выше таблиц при последующих расчетах будут взяты необходимые данные: коэффициент пластичности, пористости, проницаемости, тип коллектора – для обоснования конструкции эксплуатационного забоя. Ожидаемый дебит, возможные осложнения – для расчета конструкции скважины. Данные по температуре необходимы при расчете цементирования. Данные по градиентам пластового, горного давлений, градиента гидроразрыва горных пород учитываются при расчете цементирования скважины – выбора числа ступеней цементирования, выбора обвязки обсадных колонн.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица Б1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

1.4 Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в приложении Б.

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

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.

Для предотвращения возникновения осложнений во время спуска обсадной колонны и кондуктора необходимо:

- перед началом спуска довести параметры бурового раствора до заложенных в проекте величин, для чего произвести не менее одного цикла промывки;
- соблюдать установленную скорость спуска колонн;
- постоянно следить за уровнем бурового раствора в скважине;
- доливать скважину по мере необходимости;
- минимизировать время работ по обсадке скважины, для чего все подготовительные и вспомогательные работы произвести до начала спуска колонн.

Осложнения и их характеристика представлены в приложении В.

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

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.

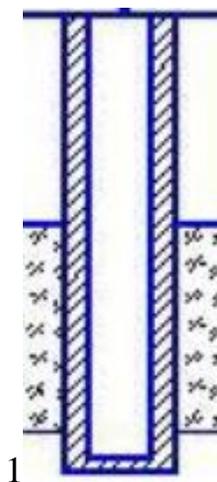


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа

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. С учетом наличия геологических осложнений по совмещенному графику давлений решается вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска.

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта, наблюдаются интервалы несовместимого по условию бурения. Следовательно, требуется промежуточная колонна.

Совмещенный график давлений представлен в приложении Г.1.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Кондуктор: глубина спуска 1200м.
2. Техническую колонну спускаем на глубину 1350м.

Конструкция скважины является двухколонной. Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение о наличии интервала, несовместимого по условию бурения, -1200-1350м. Поэтому проектируется спуск и крепление технической колонны в интервале от 0-1350м.

3. Эксплуатационная колонна: глубина спуска 2650м. (Вскрытия продуктивного пласта, бурение интервала под ЗУМППФ)

Данные о глубинах спуска обсадных колонн приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Глубины спуска обсадных колонн

Название колонны	Глубина спуска, м
	По вертикали
Кондуктор	1200
Промежуточная колонна	1350
Эксплуатационная колонна	2650

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Кондуктор: интервал цементирования 0-1200м;
2. Техническая колонна 1050-1350м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 2650-(1350-150) =1200м. (Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который принимается от ожидаемого суммарного дебита нефти 35 м³/сут.

Согласно рекомендуемым диаметрам эксплуатационных колонн в зависимости от дебита (35 м³/сут) выбираем эксплуатационную колонну диаметром 114,3 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 $D_{\text{эк д расч}}$ для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

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

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

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами. Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{\text{к вн}}$ определяется по формуле:

$$D_{\text{к вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм;

(10÷14) – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

Выбор наружного диаметра обсадных труб для кондуктора $D_{\text{к нар}}$ производится по результатам расчетов.

Выбор диаметра долота под кондуктор $D_{\text{к д}}$, диаметры других обсадных колонн и долот производится аналогично выше представленным расчетам.

$$Q = 35 \text{ м}^3/\text{сут};$$

Выбираем эксплуатационную колонну 114,3 мм.

$$D_{\text{д эк}} = 152,4 \text{ мм. (PDC)}$$

$$D_{\text{тp к}} = 177,8 \text{ мм.}$$

$$D_{\text{д к}} = 220,7 \text{ мм. (PDC)}$$

$$D_{\text{тp н}} = 244,5 \text{ мм.}$$

$$D_{\text{д н}} = 295,3 \text{ мм. (Шарошечное долото)}$$

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		
Кондуктор	0	1200	0	1200	244.5	295.3
Техническая колонна	1200	1350	0	1350	177.8	220.7
Эксплуатационная колонна	0	2650	1200	2550	114.3	152.4

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Цель раздела – определить необходимость использования противовыбросового оборудования (ОП) и колонной обвязки (КО) для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивного пласта.

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

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_n \cdot g \cdot H_{\text{кр}}, \quad (3)$$

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

ρ_n – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м³;

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

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

$$P_{\text{му}} = 14.3 \text{ Мпа,}$$

Устанавливаем ОКК2-21-114x177x245, ОП5-280/80x21.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ 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 на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-1200	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1200-1350	Техническая колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1350-2650	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 кондуктор эксплуатационную колонну и PDC для интервала бурения под направление, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице

1. Для бурения интервала под кондуктор проектируется шарошечное долото диаметром 295,3мм, 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 промежуточную колонну 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 шарошечное диаметром 152,4мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами.

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	0-1200	1200-1350	1350-2650
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	570	1100	1180
$D_{д}, \text{см}$	29.53	22.07	15.24
η	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1.5	1.5	1.5
$q, \text{кН/мм}$	0.8	0.8	0.9
$G_{пред}, \text{кН}$	235	150	80
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	96	94	134.87
$G_2, \text{кН}$	236.24	176.56	121.92
$G_3, \text{кН}$	188	120	64
$G_{проект}, \text{кН}$	188	120	64

Осевая нагрузка под направление проектируется по известной методике, при сравнение G_1 и G_2 сравниваем его с G_3 выбираем наибольшее ($G_3=188$), это позволяет достичь эффективного разрушения горной породы. Она не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото по-этому принимается равной 188 кН.

Осевая нагрузка под кондуктор проектируется по известной методике, при сравнение G_1 и G_2 сравниваем его с G_3 выбираем наибольшее ($G_3=120$), это позволяет достичь эффективного разрушения горной породы. Оно не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото по-этому принимается равной 120 кН.

Осевая нагрузка под эксплуатационную колонну проектируется по известной методике, при сравнение G_1 и G_2 сравниваем его с G_3 выбирается

наибольшее ($G3=64$), это позволяет достичь эффективного разрушения горной породы. Она не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото по-этому принимается равной 64 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		0-1200	1200-1350	1350-2650
Исходные данные				
$V_{л}, м/с$		1,5	2	1.2
$D_{д}$	м	0.2953	0.2207	0.1524
	мм	295.3	220.7	152.4
$\tau, мс$		4	-	4
z		24	-	20
α		0.7	-	0,5
Результаты проектирования				
$n_1, об/мин$		77	173	150
$n_2, об/мин$		144	-	325
$n_3, об/мин$		511	-	107
$n_{проект}, об/мин$		77	173	107

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно паспортным данным турбины и долота, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под эксплуатационную колонну (1350-2650 м) запроектировано расчетное значение частоты вращения по сравнению с предельным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых

пород и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент.

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		0-1200	1200-1350	1350-2650
Исходные данные				
D _д	м	0.2953	0.2207	0.1524
	мм	295,3	220,7	152,4
G _{ос} , кН		156	166	117
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		235	166	120
M _р , Н*м		5909	4755	1837
M _о , Н*м		147.65	110.35	57.15
M _{уд} , Н*м/кН		36.936	27.984	15.216

Для интервала бурения 0-1200 метров (интервал бурения под кондуктор) расчетное значение крутящего момента на долото составило 7кН*м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-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 1200-1350м под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-166.4/5.62, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Для интервала бурения 1350-2650м под техническую 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
ДГР-210.7/8.49	0-1200	235	9507	1825	19-57	48-144	12,5-21,5	48-226
ДГР-210.4/5.62	1200-1350	166	8652	1015	17-38	70-160	10,0-15,5	211
ДРЗ-120.6/7.43	1350-2650	120	5707	360	10-20	168-336	2,8-4,5	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

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 таблицах 1-4.

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;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Спроектированные параметры забойного двигателя по интервалам бурения представлены в Приложении Д3.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 66л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

1. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 40л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

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

Результаты расчеты системы бурового раствора под интервал 0-3790м.
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 таблицах Д4.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале 2580-2632м. Так как скважина является разведочной в следствие этого планируются интервалы отбора керна следующий:

Интервал отбора керна 2580-2632м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения запланируемого интервала. 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 67мм, а также с использованием керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемом интервале.

Таблица 8 - Тип проектируемой бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
У6-158,7/67 SC-4 MC	158,7	67	3-133 (м)	11

Таблица 9- Тип проектируемого кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	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
2580-2632	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:

$$P_{см}^1 \geq n_{см} \cdot P_{ни}^1 \quad (4)$$

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.

$$P_{см}^1 \geq 1,3 \cdot 21,3 = 27,69 \text{ МПа}$$

2) По найденной прочности обсадной колонны выбираем колонну с толщиной стенки 7,7 мм, группы прочности „Д“ исполнения А с критическим давлением 28,8 МПа.

3) Из условия перекрытия продуктивного пласта на 50 м проектируем L^1 - глубину установки первой секции 2590 м по вертикали.

4) По эпюре наружных избыточных давлений в верхнем конце 1-ой секции $P_{ни}^2=20,7$ МПа.

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

$$l^1 = L - L^1, \quad (5)$$

где L - глубина скважины по стволу, м;

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

$$l^1 = L - L^1 = 2650 - 2540 = 110 \text{ м};$$

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

$$G^1 = l^1 \cdot q^1, \quad (6)$$

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

$$q^1 = 0,251 \text{ кН} \quad (7)$$

$$G^1 = 110 \cdot 0,251 = 27,61 \text{ кН}$$

7) При $P_{ни}^2=20,7$ МПа определяется фактический коэффициент запаса

$$n_p = P^2_p / P^2_{ви} \quad (8)$$

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

$P^2_{ви}$ - внутреннее избыточное давление на глубине $*L^1$ (определяется по обобщённому графику избыточных внутренних давлений).

$$n_p = 33,2/10,6 = 3,1$$

на страгивание в резьбовом соединении:

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

где $Q^2_{СТР}$ - прочность на страгивающие нагрузки для труб 2-ой секции кН;

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

$$n_{СТР} = 971/27,61 = 35,1$$

т.к. $n_p = 3,1 > 1,15$ и $n_{СТР} = 35,1 > 1,15$, то параметры первой секции принимаются окончательными.

Параметры 1-ой секции:

группа прочности "Д";

толщина стенок $\delta^1 = 7,7$ мм;

длина секции $*l^1 = 110$ м;

интервал установки $L - *L^1 = 2650 - 2540$;

вес секции $*G^1 = 27,61$ 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)

$$P^3_{\text{НИ}} = 19,3/1,0 = 19,3 \text{ МПа}$$

4) На графике наружных избыточных давлений находится глубина $L^2 = 2000 \text{ м}$, 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 $*L^2$ - откорректированная глубина установки 2-ой секции.

$$L^2 = 2540 - 2000 = 540 \text{ м}$$

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).

$$G^2 = 540 \cdot 0,229 = 123,6 \text{ кН}$$

7) При $P^2_{\text{НИ}} = 20,7 \text{ МПа}$ определяется фактический коэффициент запаса

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

$$n_P = 29,5/10,3 = 2,86$$

на страгивание в резьбовом соединении:

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

где $Q^3_{\text{СТР}}$ - 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.

$$n_{СТР}=882/151,21=5,8$$

т.к. $n_p=2,86>1,15$ и $n_{СТР}=5,8>1,15$, то параметры второй секции принимаются окончательными.

Параметры 2-ой секции:

группа прочности "Д"

толщина стенок $\delta^2=7,0$ мм;

длина секции $*l^2=540$ м;

интервал установки 2540-2000м;

вес секции $*G^2=123,6$ кН.

суммарный вес секций $\Sigma G=151,21$ кН.

Секция №3

1) Проектируются трубы с толщиной стенки $\delta^3=5,2$ мм. Определим, возможно ли установить трубы с $\delta^3=5,2$ мм до устья.

2) Длина 3-ой секции $l^3=2000$ м.

3) Рассчитывается вес 3-ей секции G^3

$$G^3 = l^3 * q^3 = 2000 \cdot 0,205 = 410 \text{ кН}; \quad (15)$$

$$\Sigma G = G^1 + G^2 + G^3 = 27,61 + 123,6 + 410 = 561,21 \text{ кН}. \quad (16)$$

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

$$n_p = P^4_p / P^4_{ВИ} \quad (17)$$

$$n_p = 29,5 / 10,3 = 2,86$$

на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{СТР} = Q^3_{СТР} / \Sigma G \quad (18)$$

$$n_{СТР} = 784 / 561,21 = 1,39$$

т.к. $n_p=2,86>1,15$ и $n_{СТР}=1,39>1,15$, то параметры третьей секции принимаются окончательными.

Параметры 3-ой секции:

группа прочности "Д"

толщина стенок $\delta^3=6,2$ мм;

длина секции * $l^3=2000\text{м}$;

интервал установки 2000-0м;

вес секции * $G^3=410\text{кН}$.

суммарный вес секций $\Sigma G=561,21\text{кН}$.

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.

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (19)$$

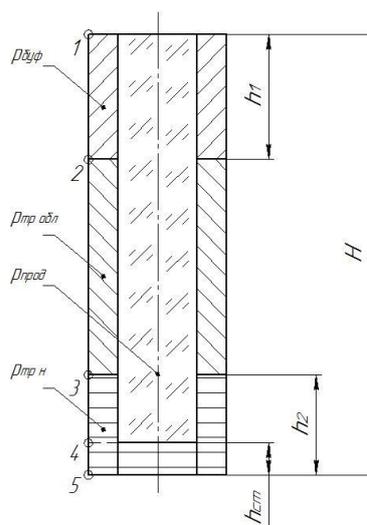
где P_n – наружное давление;

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 плотности или высоты рисунк 3и 4.



колонны и по этой схеме точки (в местах изменения расположения жидкостей),

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

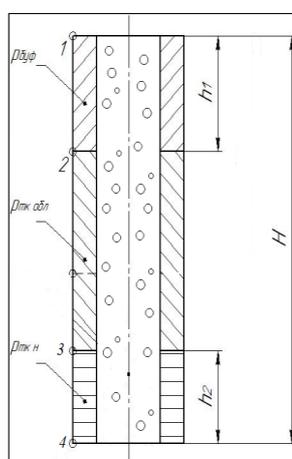


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 11 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 5.

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	1200	1,18	2	1200	12,94
3	2440	6,43	3	1767	18,77
4	2540	7,21	4	2540	20,73

5	2650	7,21	5	2640	21,34
---	------	------	---	------	-------

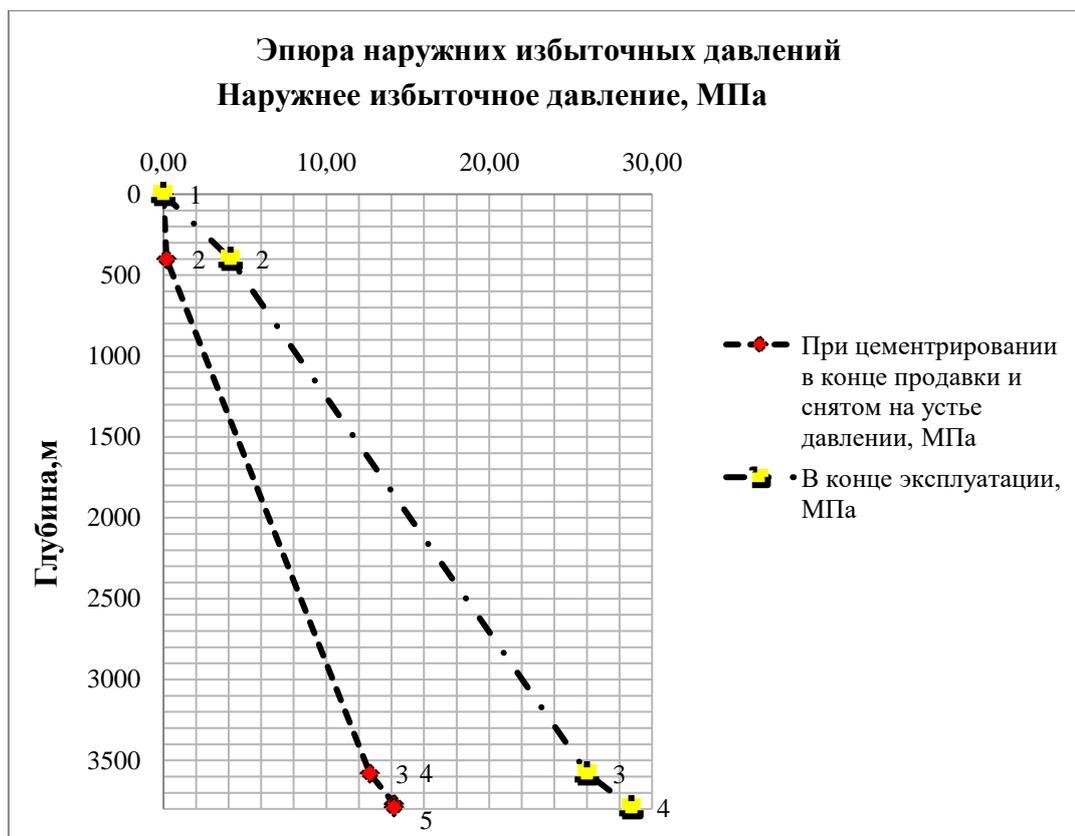


Рисунок 5 - Эпюра наружных избыточных давлений

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.

$$P_{ви} = P_v - P_n, \quad (20)$$

где P_v – внутреннее давление;

P_n – 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.

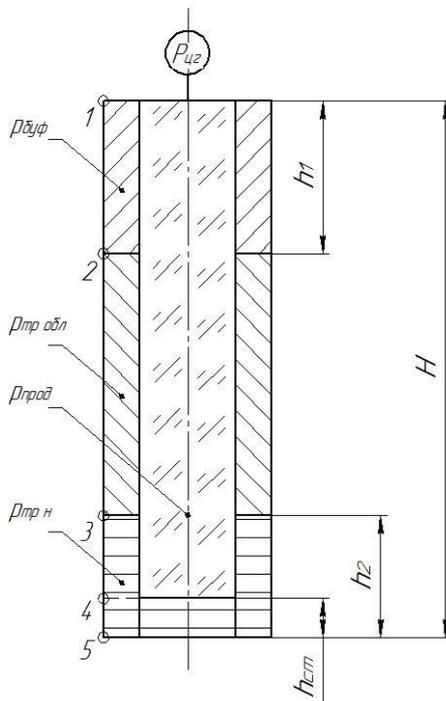


Рисунок 6 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

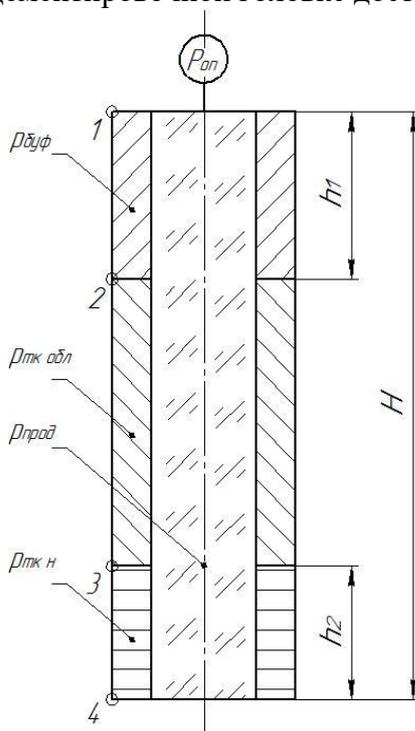


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

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

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	16,31	1	0	12,5
2	1200	15,4	2	1200	11,32
3	2370	9,88	3	2540	10,67
4	2540	9,1	4	2650	10,29
5	2650	9,1			

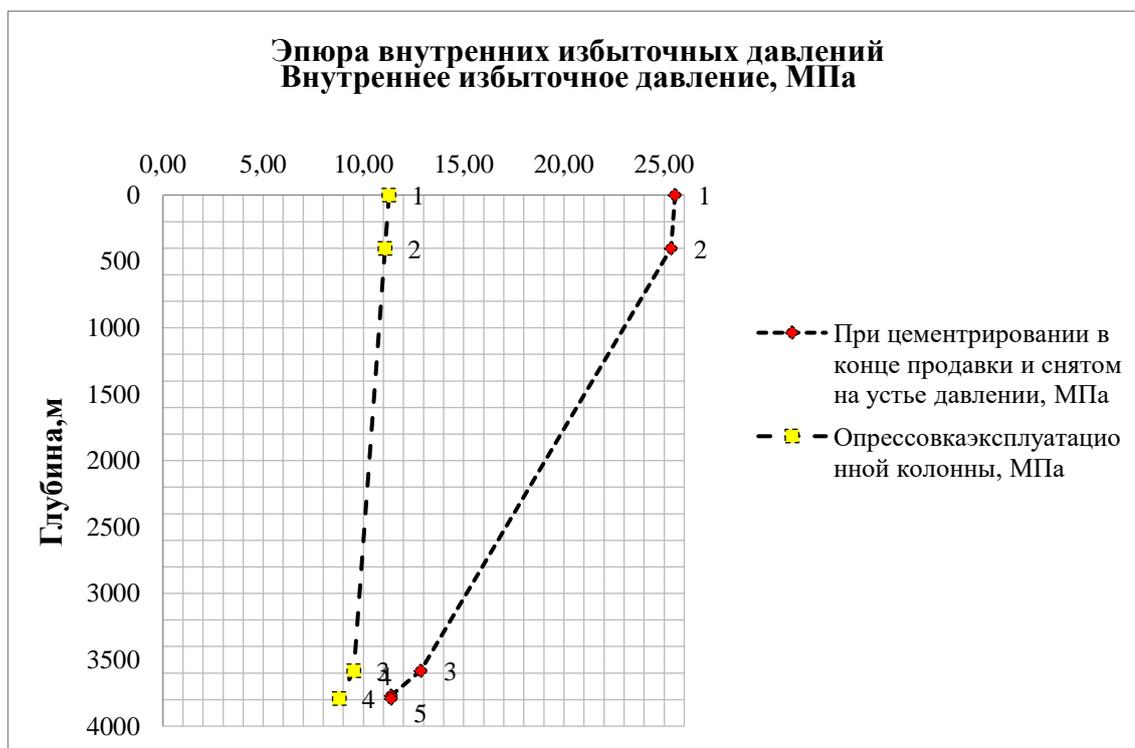


Рисунок 8 - Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Таблица 13 - Результаты расчётов

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	7,7	110	0,251	27,61	561,21	2650-2540
2	Д	7,0	540	0,229	123,6		2540-2000
3	Д	6,2	2000	0,205	410		2000-0

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (21)$$

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

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

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 48.21$ МПа.

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

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{эк\ н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк\ д} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{эк\ н})}, \quad (22)$$

$$P_{гд\ кп} = 0.171 \text{ МПа.}$$

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

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (23)$$

$$P_{гс\text{ кп}} = 33.295 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле 1.1:

$$33.47 \text{ МПа} \leq 42.19 \text{ МПа,}$$

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

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

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

$$V_{б.ж} = S_{к.п.о.с} \cdot V_{в.п} \cdot t, \quad (24)$$

где $V_{кп}$ – скорость восходящего потока, м/с (1.8 м/с);

t – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 480с при турбулентном течении).

$$V_{б.ж} = 9,73 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк\delta}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{экн}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{квн}^2 - D_{экн}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эквн}^2 \cdot l_{ст}] / 4, \quad (25)$$

$$V_{ТР} = 18 \text{ м}^3;$$

Объем тампонажного раствора нормальной плотности:

$$V_{ТР.норм.} = 1.4 \text{ м}^3;$$

Объем облегченного тампонажного раствора:

$$V_{ТР.обл} = 16.60 \text{ м}^3.$$

Объём продавочной жидкости $V_{прод}$ (м³), расчет выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(d_{эк\ вн}^2 \cdot L - d_{эк\ вн}^2 \cdot h_{см}] / 4, \quad (26)$$
$$V_{прод} = 33,47 \text{ м}^3.$$

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 (2540-1200): 23-30⁰С.

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

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента: тип цемента: **ПЦТ - Ш - Об (4) – 100**.

- Рекомендуемое водоцементное отношение: $m = 0.75$

- Плотность сухого цемента, кг/м³: 2700-2900.

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

$$G_{сух.обл} = (K_{ц} \cdot \rho_{тр} \cdot V_{тр} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (27)$$
$$G_{сух.обл} = 13.69 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_{в} = K_{в} \cdot G_{сух} \cdot m, \quad (28)$$
$$V_{в.обл} = 11.09 \text{ м}^3.$$

2. Цемент для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности:

- Диапазон температур в интервале закачки тампонажного раствора нормальной плотности: (2650-2540м): 28-30⁰С.

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

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента:

тип цемента: **ПЦТ - II - 50.**

- Рекомендуемое водоцементное отношение: $m = 0.45$

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

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

$$G_{\text{сух.норм}} = 1.79 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м^3): $V_{\text{в.норм}} = 0.9 \text{ м}^3$.

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет $0,41 \text{ кг/м}^3$.

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/м^3 , а «МБП-МВ» – 15 кг/м^3 . (Расчет представлен 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	2,4	1100	9,73	МБП-СМ	170/7	-	-
	7.33			МБП-МВ	110/5	-	-

Продолжение таблицы 14

Обл.тамп. р-р	16.60	1400	11.09	НТФ	6.8/1	ПЦТ-III-Об(4- 6)-100	12.1 / 13
Тамп.р-р норм.плотн.	1.4	1800	0.9	НТФ	0.57/ 1	ПЦТ-II-100	2,5 / 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):

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0.8, \quad (29)$$

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

$$P_{цг} = 16.313 \text{ МПа};$$

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 втулок, 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:

$$m = G_{сух} / G_б, \quad (30)$$

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

3. Число цементируемых агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 2 машины ЦА - 320.

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования (ПриложениеЕ1).

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

2.4.2 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 32м (гл.2590-2622м).

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°С.

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 АРІ-19В, мм	-	1215	285
Диаметр входного отверстия перфоканала по АРІ-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 предназначенный 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 таблице

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 :

$$[G_{кр}] / Q_{бк} > 0,6; (31)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} > 0,9; (32)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1, (33)$$

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:

$$Q_{пр} = k \times Q_{мах}, (34)$$

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

Q_{\max} – 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:

$$P_{\text{бо}}=0,1(Q_{\text{влб}}+Q_{\text{бк}}+(Q_{\text{ок}}*K_{\text{п}})+Q_{\text{бр}})/F_{\text{бо}}, \quad (35)$$

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

$Q_{\text{бк}}$ – вес бурильной колонны, т;

$Q_{\text{ок}}$ – вес обсадной колонны, т;

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

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

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

Коэффициент запаса прочности для грунта основания с учётом динамических нагрузок:

$$k_{\text{по}}= P_{\text{o}}/ P_{\text{бо}} > [k]=1,25. \quad (36)$$

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 Двигатель с регулируемым углом

Винтовой забойный двигатель был впервые создан в 1966 г. В Пермском филиале ВНИИБТ М.Т. Гусманом, С.С. Никомаровым, Н.Д. Дергачём, Ю.В. Захаровым, А.М. Кочневым и др.

ВЗД с огромным успехом используются в большинстве нефтяных регионах нашей страны и за рубежом. Шпиндель имеет осевую многорядную опору, радиальную опору и сальниковое уплотнение для снижения утечек через опоры шпинделя. Широкое применение ВЗД в качестве забойного привода долота. Винтовой забойный двигатель относится к машинам объемного (гидростатического) действия. Момент и частота вращения на валу двигателя зависят от количества зубьев ротора и статора (заходности). В общем случае, при увеличении количества зубьев уменьшается частота вращения и увеличивается момент силы. Частота вращения, развиваемый момент, мощность, перепад давления пропорциональны расходу промывочной жидкости. При увеличении длины и количества шагов двигательной секции пропорционально увеличиваются максимальная мощность и момент на валу двигателя. При бурении возможно осуществлять контроль работы двигателя по изменению дифференциального перепада давления. Крутящий момент пропорционален дифференциальному перепаду давления. Энергетические характеристики двигательных секций разных производителей могут различаться.

Двигательная секция предназначена для преобразования энергии движения потока рабочей жидкости в поворотное движение ротора и дальнейшей передачи на шпиндельную секцию.

Рабочими органами двигательной секции являются многозаходные винтовые статор и ротор. Внутри стального статора привулканизирована резиновая обкладка с винтовыми зубьями того же направления. На наружной поверхности стального ротора нарезаны зубья того же направления. Число зубьев ротора на единицу меньше числа зубьев статора, а отношение шагов винтовых линий пропорционально числу зубьев..

Регулятор угла (или жёсткий кривой переводник)- предназначен для придания двигателю необходимого угла перекоса. Регулятор угла состоит из двух переводников, сердечника и муфты зубчатой, которая для повышения

износостойкости в месте контакта со стенкой скважины армирована твёрдосплавными вставками или наплавкой твёрдосплавного материала.

Шпиндельная секция воспринимает радиальные и осевые нагрузки. Имеет отличительные особенности и в общем виде включает корпус, выходной вал, осевую опору-многорядный упорно-радиальный подшипник качения и радиальные резинометаллические опоры.

Карданный вал - служит для передачи планетарного вращения эксцентрично расположенного ротора к валу шпиндельной секции. Вал карданный состоит из вала, шарниров верхнего и нижнего.

Верхнее противоаварийное (ловильное) устройство - предназначено для извлечения оставленных в скважине частей двигателя при поломке его корпусных деталей. Устройство состоит из переводника верхнего ловильного, расположенного выше статора двигателя, шпильки, ввёрнутой в верхний конец ротора, шайбы, установленной на шестигранник шпильки, и гайки, поджимающей шайбу, навёрнутую на шпильку. В случае поломки каких-либо корпусных деталей вес частей двигателя ниже слома передаётся последовательно на вал шпинделя, шарнир, ротор, шпильку, шайбу, гайку и торец верхнего ловильного переводника.

Нижнее противоаварийное (ловильное) устройство - предназначено для извлечения из скважины вала двигателя при его поломке.



Рисунок 9- ВЗД

Конструкция.

Для наклонно-направленного и горизонтального бурения применяют специальные винтовые забойные двигатели, выполняемые в варианте двигателей-отклонителей с установкой между двигательной и шпиндельной секциями кривого переводника. Передача вращающего момента и осевого усилия от ротора к выходному валу шпиндельной секции осуществляется через шарнирное карданное соединение. Шпиндельная секция оснащена опорно-центрирующими элементами для стабилизации положения в скважине.

Основной особенностью конструкции является возможность оперативно изменять в условиях буровой на устье скважины угол перекоса двигателя путём замены переводника косоугольного, что исключает необходимость иметь на буровой несколько двигателей-отклонителей с различными углами перекоса. Двигательная и шпиндельная секции соединяются косым переводником, предназначенным для придания двигателю необходимого угла искривления.



Рисунок 10- Кривой переводник

Алгоритм смены регулятора угла

1. Установите механические ключи в указанных зонах захвата.
2. Раскрепите (резьба правая), а затем отверните переводник регулятора на два оборота, до появления зазора 12-15 мм между муфтой зубчатой и переводником регулятора.

Внимание! В процессе отворота муфта зубчатая и переводник зубчатый должны оставаться в зацеплении.

3. Передвиньте муфту зубчатую вверх до выхода её из зацепления с переводником зубчатым.

4. Поверните муфту зубчатую относительно переводника зубчатого до совпадения меток требуемого угла.

При необходимости увеличения угла перекоса поворачивайте в направлении, показанном на рисунке (по часовой стрелке), при уменьшении угла вращайте в обратном направлении (против часовой стрелки).

5. Опустите муфту зубчатую и введите её в зацепление с переводником зубчатым.

6. Установите механические ключи в указанные зоны захвата.

7. Заверните переводник регулятора, закрепите моментом силы 3300.....3500 Н*м.

8. Положение совпадающих меток углов определяет и новое положение плоскости перекоса отклонителя. В показанном рисунке случае новый угол перекоса отклонителя составляет 2.17° ($2^\circ 10'$), через метки, показанные белым цветом, проходит плоскость искривления отклонителя.

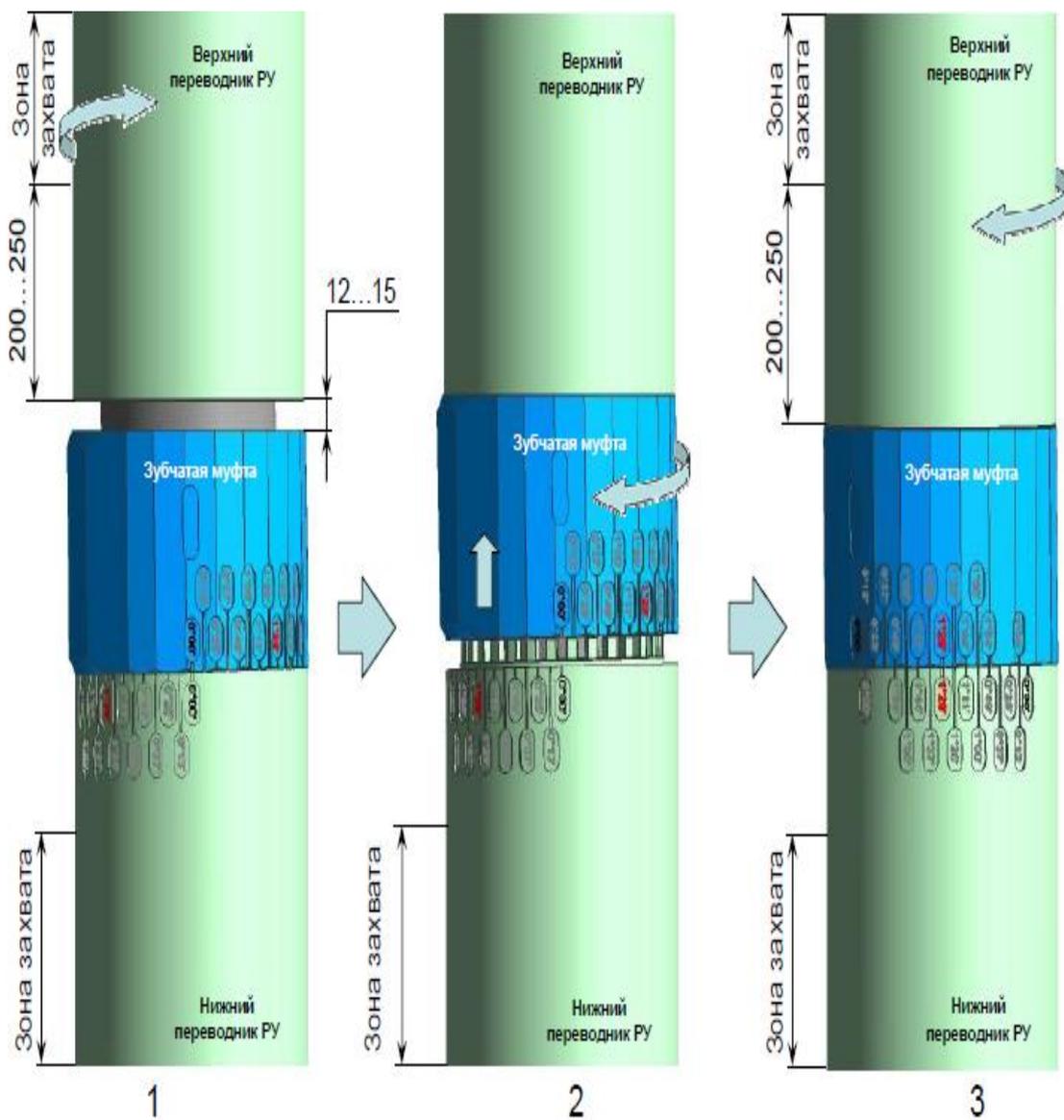


Рисунок 11-Алгоритм смены угла

Сранение ДРУ и ДГР

ДРУ-172

двигатель кривой с регулятором угла (с регулируемым переводником угла перекося)

- Длина активной части статора-3600мм
- Частота вращения на холостом ходу-100-145 об/мин
- Мах мощность кВт 62....128
- Допустимая нагрузка на долота-25 т

- Масса 1000 кг

ДГР-172

(с укороченным шпинделем)

- Длина активной части статора-5100мм
- Частота вращения на холостом ходу 84-168 об/мин
- Мах мощность 63-211 кВт
- Допустимая нагрузка на долото-25т
- Масса 1189 кг

Проведя сравнительный анализ двух типов ВЗД для наклонно-направленного бурения можно сделать вывод о том, что двигатель ДРУ-172 является наиболее целесообразным так как он имеет наименьшую цену, что говорит нам о экономическом эффекте. Мало того, что ДРУ-172 имеет меньшую цену по отношению к ДГР-172, он обладает рядом преимуществ: Длина активной части меньше, чем у ДГР (более простое управление в скважине) Частота вращения и осевая нагрузка не уступает двигателям типа ДГР.

Вывод: Использовать более короткие двигатели при обеспечении энергетических характеристик и механической скорости бурения, соответствующих стандартным машинам, что позволяет при наклонно-направленном бурении увеличить интенсивность и стабильность набора параметров кривизны, а также снизить аварийность, связанную с поломкой корпусных деталей ВЗД.

ДРУ 240

двигатель кривой с регулятором угла (с регулируемым переводником угла перекося)

- Длина активной части статора 3600мм
- Частота вращения на холостом ходу 120-200 об/мин
- Мах мощность кВт 97....236

- Допустимая нагрузка на долото 40 т
- Масса 1850 кг

ДГР 240

(с укороченным шпинделем)

- Длина активной части статора 4600мм
- Частота вращения на холостом ходу 120-198 об/мин
- Мах мощность кВт 132-278
- Допустимая нагрузка на долото 40 т
- Масса 2047 кг

Вывод: проведя сравнительный анализ двух типов ВЗД для ННБ можно сделать вывод о том, что двигатель ДРУ-240 является наиболее целесообразным так как он имеет наименьшую цену, что говорит нам о экономическом эффекте. Мало того, что ДРУ-240 имеет меньшую цену по отношению к ДГР-240, он обладает рядом преимуществ:

Длина активной части меньше, чем у ДГР (более простое управление в скважине). Частота вращения и осевая нагрузка не уступает двигателям типа ДГР. Использовать более короткие двигатели при обеспечении энергетических характеристик и механической скорости бурения, соответствующих стандартным машинам, что позволяет при наклонно-направленном бурении увеличить интенсивность и стабильность набора параметров кривизны, а также снизить аварийность, связанную с поломкой корпусных деталей ВЗД.

Ориентирование отклонителя « по меткам»

Бурильную трубу выкатывают на мостки и на один из замков устанавливают шаблон типа ОБШН. Перемещая шаблон вокруг оси бурильной трубы, совмещают пузырек уровня с центральными делениями на пробирке. В этот момент вдоль скоса, размер которого соответствует размеру данной трубы, прочерчивают линию. Затем шаблон переносят на другой

замок трубы, следя за тем, чтобы положение трубы было неизменным. Шаблон снова устанавливают с той же стороны от оси трубы и повторяют ту же операцию. Операции с шаблоном Григоряна производят аналогично рассмотренному выше, только линия прочерчивается по среднему острию шаблона. По этим линиям секачем или путем наварки наносят метки (+). Все другие метки на трубе должны быть ликвидированы.

На буровой установке нужно иметь столько труб с метками, сколько требуется их для спуска до глубины искривления и дополнительно семь-восемь труб для наращивания в процессе работы.

После проведения подготовительных работ приступают к сборке отклоняющей компоновки. Компоновка собирается согласно программе работ на проводку скважины, включает в себя долото, забойный двигатель, отклоняющее устройство (чаще всего кривой переводник) УБТ и спускается в скважину для забуривания наклонного ствола. Для того чтобы знать положение отклонителя, при спуске инструмента фиксируют взаимное положение меток на трубах каждого соединения. Расстояние между метками определяют металлической рулеткой или другим наиболее распространенным способом — с помощью бумажной ленты, которая представляет собой полосу плотной бумаги шириной 10 см и длиной, равной или несколько большей длины окружности замка бурильных труб. Полоску бумаги перегибают пополам и на середине ее длины делают отметку (черточку) О (отклонитель). Отметка О совмещается с меткой на кривом переводнике, а против метки на ниппеле (УБТ) на бумажной ленте наносят отметку и надписывают У. Компоновку спускают в скважину и навинчивают бурильную трубу.

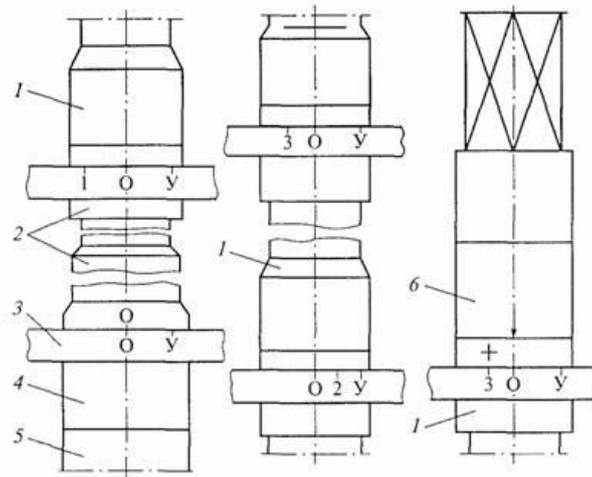


Рис12 Ориентированный спуск бурильной колонны:

1 — бурильная труба; 2 — УБТ; 3 — бумажная лента; 4 — кривой переводник; 5 — забойный двигатель; 6 — ведущая бурильная труба

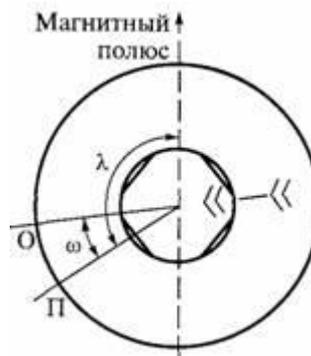


Рисунок - 13 Схема ориентирования отклонителя на роторе

После закрепления соединения метка У на бумажной ленте совмещается с меткой на муфте УБТ. Против метки на ниппеле бурильной трубы на бумажной ленте наносят отметку 1 и компоновку спускают в скважину на длину бурильной трубы. Навинчивают вторую трубу и закрепляют, отметку 1 на ленте совмещают с меткой на муфте первой трубы и против метки на ниппеле второй трубы на ленте наносят отметку 2, а предыдущую отметку 1 зачеркивают. Таким образом, на бумажной ленте фиксируют расстояние между метками всех спускаемых бурильных труб. После спуска всех бурильных труб навинчивают ведущую бурильную трубу (квадрат). Отметку 3 последней бурильной трубы на ленте совмещают с меткой на муфте трубы, и отметку О, указывающую направление действия

отклонителя, переносят на переводник ведущей бурильной трубы. В ГТН указан азимут направления приемных мостков $\alpha_{рм}$ и проектный азимут отклонения забоя скважины $\phi_{пр}$. Для установки отклонителя в требуемом направлении определяют разность $X = \phi_{пр} - \phi_{м}$. Полученный угол A , откладывают на окружности стола ротора от направления мостков по ходу или против хода часовой стрелки в зависимости от знака, и ставят метку П, которая указывает направление на проектную точку. От метки П по ходу часовой стрелки откладывают угол закручивания бурильной колонны α и ставят на роторе метку О (рис. 12). Поворотом бурильной колонны с помощью ротора совмещают отметку О на переводнике ведущей бурильной трубы с отметкой О на неподвижной части стола ротора и в этом положении с помощью шаблона переносят мелом на ротор положение одного из ребер квадрата, чаще всего ребро, наиболее удобно расположенное для наблюдения. Инструмент приподнимают, убирают элеватор и с промывкой спускают до забоя. После достижения забоя отклонитель ориентируют в заданном направлении, причем метка О на переводнике ведущей бурильной трубы должна совпадать с такой же меткой на роторе.

Во время подъема бурильные свечи устанавливают за палец в той же последовательности, в какой они были в скважине. При наращивании колонны в процессе бурения на вновь опускаемых трубах набивают метки и отклонитель ориентируют так же, как указывалось выше. Угол закручивания бурильной колонны α зависит от реактивного момента забойного двигателя и длины бурильной колонны. Обычно при практических работах принимают величину угла закручивания α равной 3 и 5° на каждые 100 м длины 168 и 140 мм бурильных труб (считают, что скручивание происходит при длине бурильных труб не более 1000... 1500 м).

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Назимов Александр Николаевич

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>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</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<i>1. Организационная структура управления организацией</i>	

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	Назимов Александр Николаевич		

4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО «Таймырнефть»

Основным видом деятельности ООО «Таймырнефть» указано "Геолого-разведочные, геофизические и геохимические работы в области изучения недр" (при регистрации компании), отрасль хозяйства - "Съемки геологического содержания земной поверхности и дна мирового океана и глубинное изучение земной коры".

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 нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	1200	1200	0,033	590
2	1200	1350	150	0,038	1670
3	1350	2650	1300	0,060	1390

Нормативное время на механическое бурение N , ч рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (37)$$

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

H - количество метров в интервале, м.

Для направления:

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

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

НОРМЫ НА МЕХАНИЧЕСКОЕ БУРЕНИЕ

Нормативные пачки	Тип и размер долота	Норма проходки на долото, м	Норма времени бурения 1 м, ч
I	393,7-МГВ	400	0,02
I	295,3-МСГВ	400	0,02
II	215,9-МЗГВ	750	0,02
III	215,9-МЗГВ	250	0,03
IV	215,9-МЗГВ	120	0,05
V	215,9-СГН	90	0,07
VI	215,9-СГН	60	0,09
VI	СДК	10	0,40

Примечание. Норма проходки на долото в интервале набора кривизны снижается на 50%.

Таблица 20 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
1200	0,033	39,6
150	0,038	5,7
1300	0,060	78
Итого		123,3

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

$$n = H / П, \quad (38)$$

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

Для направления:

$$n = 30 / 500 = 0,06$$

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	<i>n</i>
1200	590	2,03
150	1670	0,08
1300	1390	0,93
Итого на скважину		3,04

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

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (39)$$

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

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении К2.

*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 свыше 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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (40)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n - длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 1200 - 10 = 1190 \text{ м}$$

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

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (41)$$

Для направления:

$$L_T = 1200 - 29 = 1171 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (42)$$

где l_c - длина одной свечи, м

Для кондуктора:

$$N = 1171 / 24 = 48,79 \approx 49 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 48,79 \cdot 2 + 5 = 102,58 \text{ мин}$$

Для технической колоны:

$$L_c = 1350 - 10 = 1340 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 1340 - 25 = 1315 \text{ м}$$

$$N = 1315/24 = 54,79 \approx 55 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 54,79 \cdot 2 + 5 = 114,58 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2650 - 10 = 2640 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2640 - 29 = 2611 \text{ м}$$

$$N = 2611/24 = 108,7 \approx 109 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 108,7 \cdot 2 + 5 = 222,4 \text{ мин}$$

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:

$$\Sigma = 102,58 + 114,58 + 222,4 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 637,56 \text{ мин} = 10,62 \text{ ч.}$$

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 231,77 часов или 9,65 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $231,77 \times 0,066 = 15,396$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет $231,77 + 15,396 + 25 = 272,166$ ч = 11,34 суток.

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (43)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;
 k - поправочный коэффициент (количество букв в имени в %).

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (44)$$

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице 22.

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

Таблица 22– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение: кондуктор промежуточная колонна	59,16	64.48	2.68
Крепление: кондуктор промежуточная колонна	16,0 32,4 35,3	17.44	0,72
Итого	261.5	284.99	11.84

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице 63

ИТОГО не должно быть больше 450 млн.

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

$$V_M = H/T_M, \quad (45)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2650/123,3 = 21 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (46)$$

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

$$V_p = 2650/(54,5+177,8) = 11,4 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (47)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2650 \cdot 720/415,93 = 4587 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото $h_д$, м

$$h_д = H/n, \quad (48)$$

где n - количество долот.

$$h_д = 2650/3,04 = 871 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (49)$$

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

$П_n$ - плановые накопления, руб.

$$C_{clm} = (390356067 - 100945)/2650 = 147266 \text{ руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 23.

Таблица 23 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2650
Продолжительность бурения, сут.	11,84
Механическая скорость, м/ч	21
Рейсовая скорость, м/ч	11,4
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	4587

Проходка на долото, м	871
Стоимость одного метра	147266

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Назимов Александр Николаевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, рабочая зона) и области его применения	Технологический проект на строительство скважины
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения	Производственная безопасность Вредные факторы: 1. Отклонения показателей микроклимата; 2. Повышенный уровень электромагнитных излучений; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Превышение уровня шума; Опасные факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток.
2. Экологическая безопасность	Источники выбросов в атмосферу; Образование сточных вод и отходов; Методы защиты атмосферы.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Вероятные чрезвычайные ситуации и меры по их предупреждению.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	1. Специальные правовые нормы трудового законодательства; 2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Алексеев Николай Архипович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Назимов Александр Николаевич		

Социальная ответственность при строительстве разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении Красноярского края

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В рамках данной работы осуществляется проектирование процессов строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2650 м. на нефтяном месторождении Красноярского края. В процессе проектирования были определены основные технологические параметры, такие как: конструкция скважины, число и глубины спуска обсадных колонн и колонн бурильных труб, способ бурения и другие параметры, необходимые для качественного и рентабельного сооружения скважины при данных геологических условиях.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадные колонн, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, цементирование обсадных колонн, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, проведение геофизических исследований, отбор проб в пилотном стволе, освоение скважины.

Реализация данного проекта планируется на территории Красноярского края. Климат на данной территории резко- континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким теплым летом. Для данного участка характерны резкие перепады температуры воздуха, особенно в переходные сезоны.

5.1. Производственная безопасность

Производственная безопасность — система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли отводится большое место производственной безопасности. Это связано с тем, что данная производственная отрасль является одной из наиболее опасных для человека.

С целью предотвращения воздействия опасных и вредных производственных факторов вынесем их в таблицу 1 для дальнейшего анализа.

5.1.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

Вредными производственными факторами называются такие производственные факторы, которые отрицательно влияют на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

В данном разделе рассмотрим более подробно ожидаемые факторы которые могут воздействовать на организм человека в процессе строительства скважины, нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

В процессе бурения существует необходимость приготовления бурового раствора. Во время приготовления частицы сухих материалов могут попадать в различные органы и наносить вред организму. Так же при бурении скважины могут происходить выбросы нефти или газа, что может привести к отравлению рабочих. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием.

Количество вредных веществ содержащихся в воздухе рабочей зоны должно быть не больше предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности

- (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности
-
- 10 мг/м³;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс
- – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы.

В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции.

2. Повышенный уровень шума на рабочем месте

Производственный шум - совокупность звуков различной интенсивности и частоты, беспорядочно изменяющихся во времени и вызывающих у работающих неприятные ощущения. Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях - к глухоте. При повышенном уровне шума у работающих снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций, в конечном итоге это приводит к снижению производительности труда и качеству выполняемых работ.

Источниками шума в процессе бурения являются различные механизмы которые имеют различные передачи, вращение шкивов, работа дизельных генераторов и пневмосистем буровой установки.

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности".

Для защиты работников от воздействия шума используют индивидуальные и коллективные средства защиты. К индивидуальным относят (наушники, вкладыши, шлемы), а к коллективным звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей .

3. Повышенный уровень вибрации

Вибрация — это механические колебания машин и механизмов, которые характеризуются такими параметрами, как частота, амплитуда, колебательная скорость, колебательное ускорение. Вибрацию порождают неуравновешенные силовые воздействия, возникающие при работе машин.

По способу передачи вибрации на тело человека выделяют локальную и на общую. Общая вибрация передается через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека. Локальная вибрация, возникает при работе с ручным механизированным инструментом.

От воздействия вибрации в первую очередь страдает нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетивная неустойчивость. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни.

С целью устранения вибрации на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. В качестве коллективных средств защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и конечно, правильная организация труда и отдыха.

4. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 .

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -50°C , при проведении работ может произойти обмороживание конечностей и открытых частей тела. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры:

- Создание укрытий рабочих мест
- Обеспечение работников тёплой спецодеждой
- Сокращение продолжительности рабочей смены
- Прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников.

В комплект средств индивидуальной защиты отключены все предметы, надетые на человека: обычная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из под одежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра.

5. Недостаточное освещение рабочей зоны

Под освещением понимается процесс получения, распределения и использования световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений». Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к

естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность:

роторного стола - 100 лк;

пути движения талевого блока - 30 лк;

помещения вышечного и насосного блоков - 75 лк; превенторной установки - 75 лк;

лестниц, маршей, сходов, приемного моста - 10 лк.

6. Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками.

Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

5.1.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Опасными производственными факторами называются факторы, которые способны при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибель организма;

1. Пожаровзрывоопасность

В процессе бурения скважин пожарывозникают по следующим причинам:

- взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.);
- в результате газонефтеводопроявления (ГНВП);
- курение в неположенном месте;
- нарушение порядка хранения пожароопасных материалов;
- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования;
- применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности". Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом, хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

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

- огнетушитель пенный - 2 шт;

- лопата - 2 шт;
- багор - 2 шт;
- топор - 2 шт;
- ведро - 2 шт; □ ящик с песком - 1 шт;
- кошма 2×2 м - 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Электрический ток — направленное, упорядоченное движение заряженных частиц. Иногда электрическим током называют также ток смещения, возникающий в результате изменения во времени электрического поля.

Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок. Опасность прикосновения человека к источнику тока оценивается значением силы тока, проходящего через тело человека.

С целью снижения вероятности поражения рабочих электрическим током необходимо проводить следующие мероприятия:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Межотраслевые правила по ОТ при эксплуатации электроустановок».
- применения защитного заземления буровой установки;
- применение блокировочных устройств;

- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

- Применение средств коллективной защиты: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда.

3. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы. В процессе сооружения скважины возможны во время бурения, в результате падения различных предметов с высоты, во время СПО, так как отсутствует ограждение движущихся частей бурового оборудования и тд.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте. Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности;
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.);
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств;

- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;
- пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

5.2 Экологическая безопасность

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

1 Атмосфера

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте-газопрооявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте-газопрооявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое».

2 Гидросфера

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики);
- Контроль за герметичностью амбара;
- Предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- Строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- Создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

3 Литосфера

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреакентами и другими веществами;

- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;

- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);

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

- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;

- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.

После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

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

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

- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- Лесные пожары
- Газонефтеводопроявления (ГНВП)
- Взрывы ГСМ
- Разрушение буровой установки

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа.

Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением необходимо:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;
- проверить состояние буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- Зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- Загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы);
- Оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- Далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии. Ликвидация ГНВП Проходит в два этапа:
- вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;

- глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

5.3 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица старше 18 лет, 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. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Внеочередную проверку знаний рабочий проходит в следующих случаях:

- при перерыве в работе по специальности более одного года;
- по требованию вышестоящей организации, ответственных лиц предприятия;
- при переходе с одного предприятия на другое;
- рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда;
- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы не реже одного раза в 6 месяцев – повторный;
- при введении в действие новых или переработанных правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования,

приспособлений и инструмента, нарушении требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме или аварии, перерывах в работе более чем 60 календарных дней – внеплановый.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты, выдаваемыми в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами, бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. Рабочему выдаются: костюм х/б, рукавицы х/б с накладками из винил кожи, ботинки кожаные, каска защитная, очки защитные. На наружных работах зимой дополнительно выдаются: куртка х/б на утепляющей прокладке, брюки х/б на утепляющей прокладке, тёплая обувь, подшлемник;
- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан:

- организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт;
- сообщить о случившемся руководителю подразделения;
- сохранить до начала работы комиссии по расследованию обстановку на рабочем месте и состояние оборудования таким, каким они были на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью окружающих работников и не приведет к аварии.

Обо всех замеченных неисправностях оборудования, инструмента и приспособлений рабочий должен сообщить непосредственному руководителю работ и до их устранения к работе не приступать.

Рабочий несет ответственность за:

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

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента,

приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья.

5.4 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

Заключение

Согласно проведенного анализа геолого-технического условия бурения разведочной вертикальной скважины глубиной 2650м на нефтяном месторождении (Красноярский край), дебитом 35000 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. [Электронный ресурс] URL: <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/gidropeskostruynaya-perforatsiya-neftyanykh-skvazhin/>(дата обращения 28.03.2018)
12. http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/vskrytie-produktivnykh-plastov/?sphrase_id=1378 (дата обращения 28.03.2018)
13. [Электронный ресурс] URL: <http://www.bngf.ru/services/194/> (дата обращения 28.03.2018)
14. https://www.tyuiu.ru/media/files/2010/06_15/avtoreferat_dvojnikov.pdf
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. 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.
19. 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.
20. 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.
21. ПО «Бурсофтпроект» - инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76с.
22. 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.
23. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99с.
24. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109с.
25. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16с.

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

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

28. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7с.

29. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23с.

30. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31с.

31. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83с.

32. 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.

33. 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	Индекс	Элементы залегания, падения пластов на подошве		Коэффициент кавернозности
			Угол	Азимут	
0	455	Пермо-карбон	Р-С	0°00'	1,30
		Кембрий	Е		
		Нижний-средний	Е ₁₋₂		

455	650	Литвинцевская свита	E ₁₋₂ l:t	0°30'		1,30
650	1045	Ангарская	E ₁₋₂ an	0°30'		1,30
1045	1105	Бугайская	E ₁ bul	1°30'		1,25
1105	1305	Верхнебельская п/св.	E ₁ bls ₂	1°30'		1,25
1350	1645	Нижнебельская	E ₁ bls ₁	1°30'		1,20
1645	2140	Усальская	E ₁ us	1°30'		1,20
2040	2140	Осинский горизонт	E ₁ us (os)			1,20
		Венд	V			
2140	2205	Тэтэрская	V-ttr	1°30'		1,15
2205	2310	Собинское	Vsb	1°30'		1,15
2310	2440	Катаганская	Vktq	1°30'		1,15
2440	2535	Оснобинская	Vos	1°30'		1,15
2535	2850	Ванаварская	Vvn	1°30'		1,20

Таблица А.2 - Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс страт. подр.	Интервал		Название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, %	Твердость	Абразивность	Пластичность	Тип пород
	от	до								
Р-С	0	455	Долериты Алевролиты Аргиллиты Угли	2,80 2,0-2,5 2,3-2,5 2,4-2,6	- - - -	- - - -	5-8	6,5-9,5	6 до б/н	СЗ-ТЗ

Продолжение таблицы А.2

E ₁₋₂ lit	455	650	Долериты Известняки Доломит Мергели	2,86 2,60 2,60 2,60	4,3 3 - -	- 0 - -	4,5- 5,5	3,5-5	2-6	СЗ
E ₁ an	650	1045	Доломит Каменная соль	2,73 2,20	3,5 1 0,1	0 0	3	2	2-6	СЗ
E ₁ bul	1045	1105	Доломит	2,76	3,1	0,12	6,5- 7,5	4,5-6	2-6	СЗ-ТЗ
E ₁ bls ₂	1105	1350	Доломит Каменная соль	2,73 2,58	2,7 3 0,6 2	1,03 0,01	4,5- 6,5	3,5-5,5	2-6	СЗ

E ₁ bls ₁	1350	1645	Доломит Известняк Каменная соль	2,72 2,72 2,58	4,2 9 0,9 4 0,6 2	1,06 0,65 0,01	5-7,5	5-6	2-6	СЗ-ТЗ
E ₁ us	1645	2140	Доломит Каменная соль	2,61 2,17	1,9 0,1	1,1 -	5-6,5	4-5,5	2-6	СЗ-ТЗ
V-E ₁ tt	2140	2205	Доломит	2,83	1,5 9	0,01	6,5	4,5	2-6	СЗ-ТЗ
V sb	2205	2310	Доломит	2,77	2,6 5	0,63	6,5- 8,5	6-7,5	2-6	ТКЗ
V ktg	2310	2440	Доломит глин. Доломит ангидрит	2,71 2,58 2,62	2,7 6,9 5 50, 9	0,13 0,29 0,7	6,5- 8,5	6-7,5	2-6	ТКЗ
V osk	2440	2535	Доломиты	2,56	6,3 1	9,9	5-6,5	4-6,5	2-6	СЗ-ТЗ
V vn	2535	2850	Алевролит Аргиллит Песчаник	2,56 2,58 2,62	1,4 1,4 22	1,9 0,3 0,7	4-7	6-9	1.1-5	ТЗ- ТКЗ

Таблица А.3 - Давление и температура по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты			
от	до	пластового давления, МПа/м	гидроразрыва пород, МПа/м	горного давления, МПа/м	Температура по разрезу, °С
0	100	0,011	0,014	0,027	3
100	200	0,012	0,014	0,025	3-5
200	540	0,012	0,015	0,034	10
540	750	0,012	0,016	0,027	12
750	1300	0,012	0,017	0,034	16
1300	1450	0,017	0,018	0,025	18-22
1450	2100	0,012	0,017	0,034	22-23
2100	2300	0,011	0,017	0,025	24

2300	2500	0,012	0,019	0,027	25-28
2500	2850	0,013	0,019	0,025	30-32

Приложение Б

(Обязательное)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица Б1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
Нефтеносность							
V _{vn}	2590	2622	Поровый	791	35	0,1-103,9	–
Водоносность							
P-C	50	300	Поровый	1-1,03	До 100	–	Да.
E _{1-2 an}	650	1045	Каверно-трещинный	-	До 20		Нет. Минерализ. – 4,0 г/л.
E _{1-2us (os)}	2040	2080	Каверно-трещинный	1,13	-		Нет. Минерализ. – 243,58 г/л.
V _{1 vn}	2622	2635	Поровый	1,150-1,220	0,36-9,2		Нет. Минерализ. – 201-402 г/л.

Приложение В (Обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 - Ожидаемые осложнения и их характеристика

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
P-C	0	80	Обвал стенок скважины	Прихват инструментов в результате осыпания слабосцементированных пород.
P-C	80	455	Кавернообразование	Поглощение промывочной жидкости при прохождении проницаемых горизонтов в кровельной части свиты при бурении слабосцементированных терригенных пород, контактной зоны интрузии долеритов.
E ₁ an	850	1045	Кавернообразование в интервалах залегания соли	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения. Поглощение промывочной жидкости при прохождении проницаемых горизонтов в кровельной части свиты, контактной зоны интрузии долеритов.
E ₁ bl _{s2}	1105	1350	Кавернообразование	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения.
E ₁ us	1645	2140	Кавернообразование	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения. Увеличение объема и изменение параметров промывочной жидкости при прохождении трещиновато-кавернозных водонасыщенных пород осинского горизонта.
V vn	2535	2650	Кавернообразование, обвалообразование	Прихват при бурении аргиллитов, склонных к выкрашиванию и осыпанию. Разгазирование, перелив, выбросы промывочной жидкости, пленка нефти, фонтанирование при создании депрессии на пласт за счет снижения давления в стволе скважины (катастрофическое поглощение, нарушение технологии бурения).

Приложение Г.1
(Обязательное)

Совмещенный график давлений

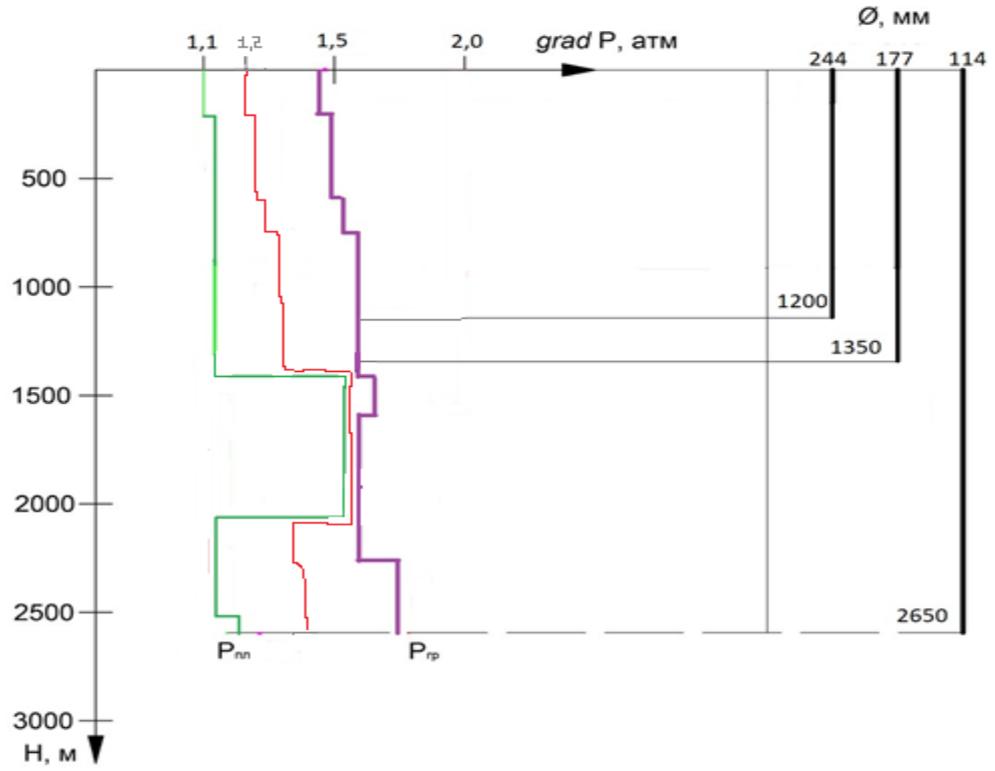


Рисунок Г.1 – Совмещенный график давлений

Приложение Г.2

(Обязательное)

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

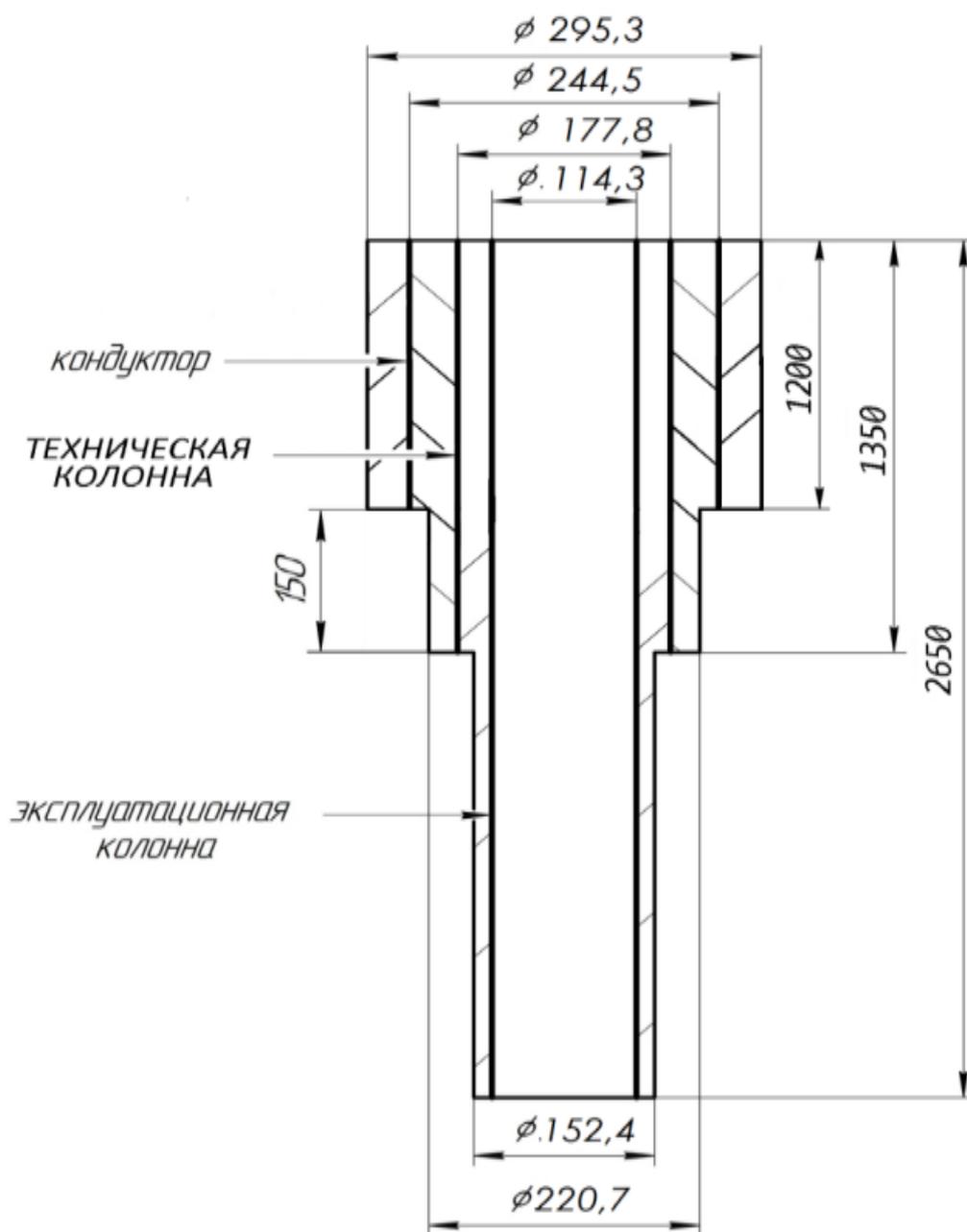


Рисунок Г.2 - Конструкция скважины

Приложение Д.1

(Обязательное)

Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал		0-1200	1200-1350	1350-2650
Шифр долота		295,3MTR5 35 MC3- ГВУ	Бит 220.7 ВТ 416 У	V-ALS61Y-R416
Тип долота		RC	PDC	RC
Диаметр долота, мм		295,3	220,7	152,4
Тип горных пород		М	М, М-С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-117	3-88
	API	6-5/8" Reg	4-1/2" Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,35	0,25
Масса, кг		87	64	23
G, тс	Рекомендуемая	9	10	6
	Предельная	24	15	8
n, об/мин	Рекомендуемая	40	60	70
	Предельная	300	350	112

Приложение Д.2

(Обязательное)

КНБК для бурения секции

Таблица Д.2.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-1200м)

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

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.2.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (1200-1350м)

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

Таблица Д.2.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1350-2650м)

№	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 (1,02)
					3-117	Ниппель	
3	Калибратор К 152,4 ТК	0,44	146	68	3-117	Муфта	0,40 (1,42)
					3-117	Муфта	
4	Переводник П117х117	0,43	120	54	3-117	Ниппель	0,83 (2,25)
					3-117	Муфта	
5	ВЗД ДР 127.4000.56	5,54	127	101,6	3-117	Ниппель	1,82 (4,07)
					3-102	Муфта	
6	Обратный клапан Sperry Drilling M102хН102	0,44	120	58	3-102	Ниппель	0,83 (4,9)
					3-102	Муфта	

7	Переводник П102х88	0,43	120	54	3-102	Ниппель	0,83 (5,73)
					3-88	Муфта	

Таблица Д.2.4 – КНБК для отбора керна (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 керна (2450-2475м)							
1	Долото PDC 152,4/72 B613C9	0,03	152,4	67	3-133	Муфта	0,014
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 буровой колонны

Интервал	0-1200	1200-1350	1350-2650
Исходные данные			
D_d , м	0,2953	0,2207	0,1524
К	0,65	0,4	0,4
K_k	1,3	1,25-1,20	1,17
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,15
V_m , м/с	0,0083	0,0083	0,0042
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,235	0,166	0,120
$d_{нмах}$, м	0,0227	0,0127	0,0111
n	3	6	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, Г/см ³	20	20	20
ρ_p , Г/см ³	2640	2660	1890
$\rho_п$, Г/см ³	1400	1450	1410
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	62,22	23,17	7,9
Q_2 , л/с	66,02	28,43	3,5
Q_3 , л/с	105,41	44,19	17,74
Q_4 , л/с	55,88	21,48	5,2
Q_5 , л/с	40,09	44,86	39,21
Q_6 , л/с	0	19-57	17-39

Таблица Д.3.1 - Проектирование допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-1200	1200-1350	1350-2650
Исходные данные			
Q_1 , л/с	62,22	23,17	7,9
Q_2 , л/с	66,02	28,43	3,5
Q_3 , л/с	105,41	44,19	17,74
Q_4 , л/с	55,88	21,48	5,2
Q_5 , л/с	40,09	44,86	39,21
Q_6 , л/с	0	19-57	17-39
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	40-105	19-44	5-39
Запроектированные значения расхода бурового раствора			

Q, л/с	66	40	20
--------	----	----	----

Продолжение таблицы ДЗ

Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q _{тн} , л/с	-	-	-
ρ ₁ , кг/м ³	1000	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	1400	1450	1410
M _{тм} , Н*м	3200	8000	5500
M _{тб} , Н*м	1500	3022	1000

Таблица Д.3.2 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2650

Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	1200	1200	295,3	-	1.3-1,25	96,98
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 10,45
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 64,91
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 6
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 197,96
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 279,32
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 118,78
Техническая колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1200	1350	150	220,7	244,5	1,25-1,20	57,62
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 1,08
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 5,11
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,75
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 119,24
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 126,18
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 118,78
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} = 7,4
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 59,62

Таблица Д.3.2 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2650

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1350	2490	1140	152,4	177,8	1,20-1,15	49,46
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 5,14$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 17,58$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 6,45$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 102,92$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 132,09$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев}} = 24,61$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 107,48$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
2490	2650	160	152,4	177,8	1,15-1,20	28,05
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,67$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 2,29$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 60,11$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 63,87$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев3}} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{4'} = 63,87$

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

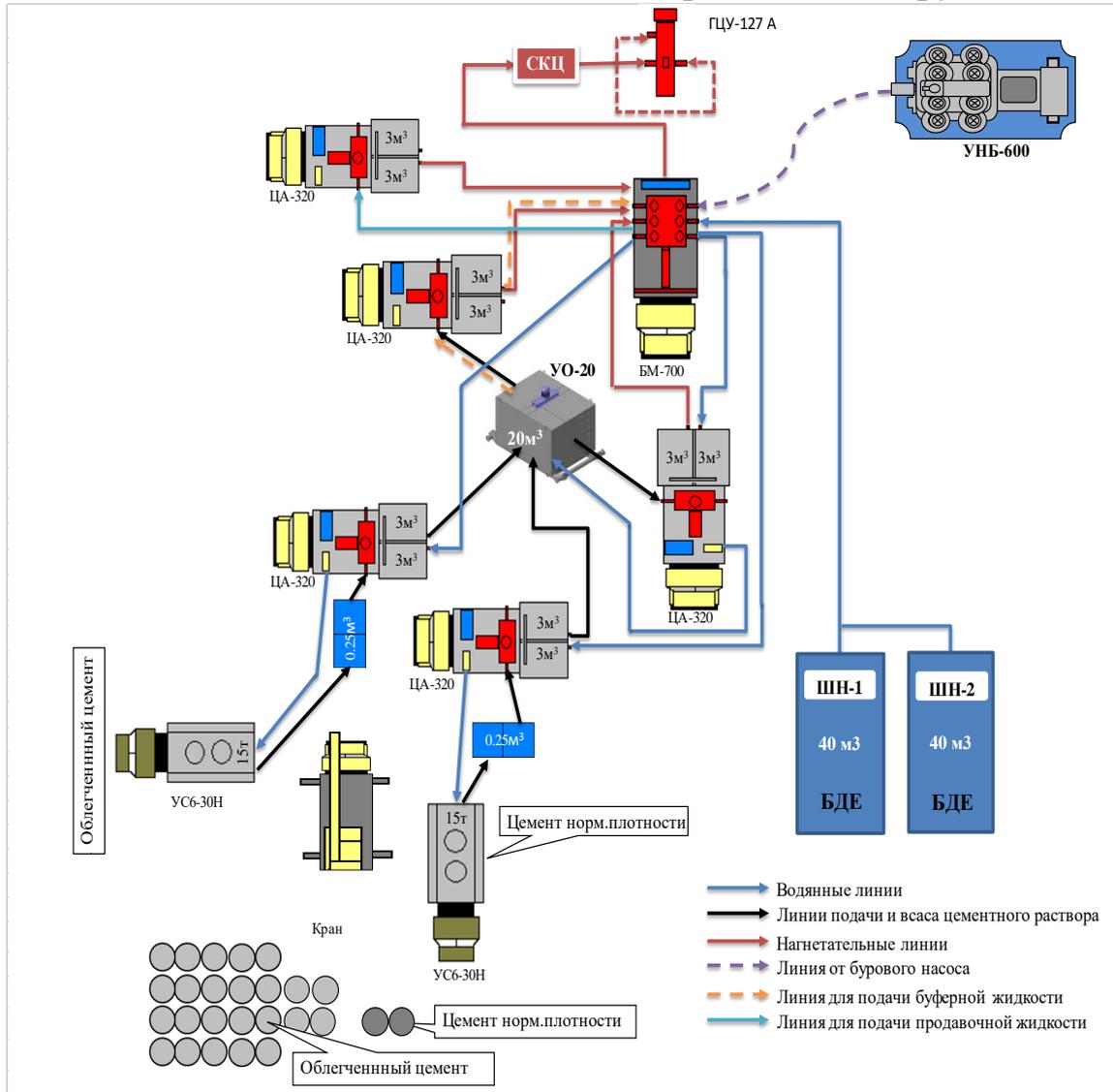
Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КП Д	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
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



Приложение Ж.1
(Обязательное)

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 лубризатора.	
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, патрубок-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.	
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 свабиворонения КС-62

Таблица Ж.1.1 - Состав оборудования свабиворонения 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 ($Q_{вЛб}$)	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)

Наименование скважины	Вертикальная разведочная
Проектная глубина, м:	2650 м.
Способ бурения:	
- под кондуктор	Турбинный
- под промежуточную и эксплуатационную колонны	Турбинный-роторный
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- кондуктор	d 295 мм на глубину 1200 м
- промежуточная	d 220 мм на глубину 1350 м
- эксплуатационная	d 152 мм на глубину 2650 м
Буровая установка	Уралмаш 3900/225 ЭК-БМ
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950
производительность, л/с:	
- в интервале 0-1200м	61
- в интервале 1200-1350м	61
- в интервале 1350-2650м	15
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 108 мм – 25м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 0-1200 м	ДГР-210.7/8.49
- в интервале 1200-1350 м	ДГР-210.7/8.49
- в интервале 1350-2650 м	ВЗД ДР 127.4000.56
- при отборе керна	Керноотборный снаряд СК-136/80
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-1200 м	127'9,19
- в интервале 1200-1350 м	127'9,19
- в интервале 1350-2650 м	108'11,0
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-1200 м	I 295,3 М-ГНУ-R-85
- в интервале 1200-1350 м	II 220,7 FD 246S-A245
- в интервале 1350-2650 м	III 152,4 В416НТ
- в интервале 2580-2632 м	III 152,4/72 В613С9

Приложение К.2

(Обязательное)

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-1200	295,3	620	11	24	0-1200	0,0163	19,56
II	1200-1350	220,7	1230	12	32	1200-1300	0,0171	1,71
						1300-1350	0,0178	0,92
ИТОГО								2,63
III	1350-2650	152,4	1480	12	32	1350-1400	0,0190	0,98
						1400-1500	0,0196	1,96
						1500-1600	0,0207	2,07
						1600-1700	0,0227	2,27
						1700-1800	0,0230	2,30
						1800-1900	0,0237	2,37
						1900-2000	0,0243	2,43
						2000-2100	0,0246	2,46
						2100-2200	0,0249	2,49
						2200-2300	0,0252	2,52
						2300-2400	0,0253	2,53
						2400-2500	0,0255	2,55
						2500-2600	0,0263	2,63
2600-2650	0,0272	2,75						
Итого								54,5

Приложение К.3

(Обязательное)

Нормативная карта вертикальной скважины на Красноярский край

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 кондуктор	295,3 М-ГНУ- R-85	620	2,03	0-1200	1200	0,033	39,6	19,56	59,16
Итого			2,03		1200		39,6	19,56	59,16
Бурение под тех. колонну	220,7 FD 246S- A245	1230	0,08	1200-1350	150	0,038	5,7	2,63	8,33
Итого			0,08		1350		5,7	2,63	8,33
Бурение под эксплуатационную колонну	152,4 Т-ЦВ	1480	0,93	1350-2650	1300	0,060	78	32,31	110,31
Итого			0,93		1300		78	32,31	110,31
Всего			3,04		2650		123,3		177,8

Продолжение таблицы - К.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление:									
- направления									3,56
- кондуктора									16,0
- эксплуатационная									32,4
- хвостовик									35,3
Установка центраторов									
-направление			-						-
-кондуктор			3						0,05
- эксплуатационная			8						0,13
- хвостовик			-						-
ОЗЦ:									
-направление									4,0
-кондуктора									10,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной пробки (10 м)									
-направление									
-кондуктор					0-1200-				1,84
- эксплуатационной					1200-1350				2,12
Промывка скважины (1 цикл)					1350-2650				5,42
-направление									
-кондуктор									0,01
- эксплуатационная									0,11
									0,50
Спуск и подъем при ГИС									5,89

Продолжение таблицы К.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									373,38
Ремонтные работы (3,3 %)									11,66
Общее время на скважину									415,93

Приложение Л
(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Промежуточная колонна		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	59.16	8175.32	8.33	1151.12	110.31	15243.73
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	59.16	1777,28	8.33	165,76	110.31	2195,16
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	59.16	1636,95	8.33	230,49	110.31	3052,27
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	59.16	446,06	8.33	62,80	110.31	831,73
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	59.16	14959,19	8.33	2106,32	110.31	27892,98
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	59.16	1686,65	8.33	237,48	110.31	3144,93
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	59.16	411,16	8.33	57,89	110.31	766,65
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	1317	1,2	1580,4	59.16	77913,72	8.33	10970,61	110.31	145278,27

скв.испытателем пластов										
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	-	8.33	1126,343	110.31	7235,9

Продолжение таблицы 61

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	59.16	953.65	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	8.33	2054.34	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	110.31	214,8
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	59.16	1373.69	8.33	193.42	110.31	2561.39
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	59.16	8216.73	8.33	1156.95	110.31	15320.95
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	-	-	59.16	5965.69	8.33	839.99	110.31	58,48

Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	59.16	526.52	8.33	74.13		5,16
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	59.16	2006.70	8.33	282.55	110.31	3741.71
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	59.16	5939.66	8.33	836.33	110.31	11075.12

Продолжение таблицы Л

Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	59.16	10015.19	8.33	1410.18	110.31	18674.37
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	59.16	822.66	8.33	124.28	110.31	1645.82
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
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		

Продолжение таблицы Л

Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8266,35		100916,7		20803,45		31536,5347
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
215,9 AUL-RLSP54Y-R584	1164,9	-	-	-	-	-	-	0,68	792,132
146,0 AUP-LS54Y-R296A	1030	-	-	-	-	-	-	-	-
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
1	2	3	4	5	6	7	8		
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб			0	169,944		747,883		5979,951	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб			8266,35	101086,64		21551,33		37516,4857	
Всего по сметному расчету, руб	371490,38								

Таблица Л.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	16	2211,04	32,4	4477,35	35,3	4878,10
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	16	318,4	32,4	644,76	35,3	702,47
Содержание средств контроля, диспет- черизации и управления процессом бурения, сут	27,67	16	442,72	32,4	896,508	35,3	976,75
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	16	120,64	32,4	244,29	35,3	266,16
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	16	4045,76	32,4	8192,66	35,3	8925,95
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	16	456,16	32,4	923,72	35,3	1006,40

Продолжение таблицы Л2

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	16	111,2	32,4	225,18	35,3	254,33
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	16	21072	32,4	42670,8	35,3	46490,1
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	16	21888	32,4	44323,2	35,3	48290,4
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	16	6710,4	32,4	13588,56	35,3	14804,82
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	16	2222,24	32,4	4500,03	35,3	4902,81
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	16	1613,44	32,4	3267,21	35,3	3559,65
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	16	142,4	32,4	288,36	35,3	314,17
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	16	1606,4	32,4	3252,96	35,3	3544,12
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	16	2708,64	32,4	5484,99	35,3	5975,93
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	16	294,4	32,4	596,16	35,3	649,52

Эксплуатация трактора, сут	33,92	16	542,72	32,4	1099,008	35,3	1197,37
----------------------------	-------	----	--------	------	----------	------	---------

Продолжение таблицы Л2

Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-168, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
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 ПГП-168	590,9	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементирующая ГЦУ-324	3960	1	3960	-	-	-	-

Головка цементировочная ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-
---------------------------------	------	---	---	---	------	---	---

Продолжение таблицы Л2

Головка цементировочная ГЦУ-168	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			70772,12		138514,4		150550,1
Обсадные трубы 324х9,5, м	37,21	30	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9, м	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
Обсадные трубы 168х8, м	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44
Обсадные трубы 168х8,9, м	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-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, тампоажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
--	------	------	---------	-------	----------	------	---------

Продолжение таблицы Л2

Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738-						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	70772,12		138514,4		150550,1		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	72601,119		161256,45		222803,45		
Всего по сметному расчету, руб	456661,019						

Таблица Л.3 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	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	371490
Крепление скважины	456661
Итого по главе 3	828151
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)	17259
Итого по главе 5	17259
1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764,1
Итого по главам 1-6	1086543
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	175362,57

Итого по главе 7	175362,57
-------------------------	------------------

Продолжение таблицы ЛЗ

Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	100945,24
Итого по главе 8	100945,57
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	62691
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	39522
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	24531
Топографо-геодезические работы	1261
Скважины на воду	123
	4771
Итого по главе 9	132899
Итого по главам 1-9	1495750,14
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	2991
Итого по главе 10	2991
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
1	2
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	75168
Итого по главе 12	75168
Итого по сводному сметному расчету	1578529,14
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 69,8 НДС 18%	
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	332335650 58020417 390356067

Приложение М

(Обязательное)

Производственная безопасность

Таблица М.1– Основные опасные и вредные производственные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Бурение, спускоподъемные операции, цементирование обсадной колонны, освоение и испытания скважины	-Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды; - Повышенный уровень шума на рабочем месте; -Повышенный уровень вибрации; - Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; - Недостаточное освещение рабочей зоны; -Повреждения в результате контакта с насекомыми.	-Пожаровзрывоопасность - Повышенное значение напряжения в электрической цепи -Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;	ГОСТ 12.1.005- 88 СанПиН 2.2.4.548–96 ГОСТ 12.1.003- 2014 ГН 2.2.5.1313- 03 ГОСТ 12.2.003- 91. ГОСТ 12.2.062- 81. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ГОСТ 12.1.012– 2004.