

**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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (ХМАО)</b>

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Луговской Геннадий Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2018г.

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01  
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
3-2БЗБ	Луговскому Геннадию Александровичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (ХМАО)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b> <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</i>	<b>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (ХМАО), с ожидаемым притоком <math>Q = 500</math> м<sup>3</sup>/сутки</b>
---	---

<p>функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (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).</p>	<p>- <b>Обоснование и расчет профиля скважины; (траектории)</b></p> <p>- <b>Обоснование конструкции скважины</b> (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);</p> <p>- <b>Углубление скважины:</b> (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна;</p> <p>- <b>Проектирование процессов заканчивания скважин</b> (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>- <b>Выбор буровой установки.</b></p> <p>- <b>Спец вопрос</b></p>
<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны</p>

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
<b>1. Общая и геологическая часть</b>	
<b>2. Технологическая часть</b>	
<b>3.</b>	
<b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	
<b>5. Социальная ответственность</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	15.02.2018г
---	-------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Ковалев Артем Владимирович			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2БЗБ	Луговской Геннадий Александрович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: месторождение, скважина, бурение, крепление скважины, перфорация, интенсификация притока, долота, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, техника безопасности. Объектом исследования является разведочная вертикальная скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (ХМАО). Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении. В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрены современные тенденции в развитии PDC вооружения лопастного породоразрушающего инструмента. В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2860 м. Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения, отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн. Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность/значимость работы снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида; ПВО - противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная; КПО - кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

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

ОЗЦ - ожидания затвердения цемента;

СПО - спуско-подъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируочный;

ГЦУ – головка цементируочная универсальная;

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

## Оглавление

Введение.....	10
1. Общая и геологическая часть .....	11
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....	11
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	13
1.3 Зоны возможных осложнений .....	14
2 Технологическая часть проекта.....	15
2.1 Выбор способа бурения.....	15
2.2. Проектирование конструкции скважины .....	15
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений .....	15
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	17
2.2.3 Выбор интервалов цементирования.....	17
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	17
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	19
2.3 Выбор способа бурения.....	20
2.3.1 Выбор породоразрушающего инструмента .....	22
2.3.2 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент .....	23
2.3.3 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента.....	23
2.3.4 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	23
2.3.5 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	25
2.3.6 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	28
2.3.7 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	29
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	31
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	31
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны.....	37
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	40
2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины .....	40

2.5 Выбор буровой установки.....	42
3 Профильные перекрыватели и способ их установки. ....	44
4 Организационно-экономическая часть .....	47
4.1.1 Организационная структура управления предприятие.....	47
4.1.2 Составление нормативной карты .....	48
4.1.3 Расчет нормативного времени на механическое бурение .....	49
4.1.4 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции .....	50
4.1.5 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	51
4.1.6. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента .....	52
4.1.7 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки....	52
4.1.8 Расчет нормативного времени на геофизические работы .....	54
4.1.9 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	54
4.2 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ .....	54
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины .....	55
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	55
4.4 Расчет технико-экономических показателей .....	56
5 Социальная ответственность .....	63
5.1 Анализ вредных производственных факторов .....	64
5.2 Анализ опасных производственных факторов .....	67
5.3 Пожароопасность .....	70
5.4 Экологическая безопасность.....	72
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	73
5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	75
Список использованных источников .....	78
Заключение .....	80
Список использованных источников .....	81
Приложение А .....	82
Приложение Б.....	87

Приложение В.....	90
Приложение Г.....	94
Приложение Д.....	97
Приложение Е.....	100
Приложение Ж.....	101
Приложение К.....	102
Приложение Л.....	107
Приложение М.....	114
Приложение Н.....	146

## **Введение**

На сегодняшний день Россия занимает далеко не последнее место по добыче полезных ископаемых (нефть и газ), что приносило большую прибыль нефтегазодобывающим организациям в момент когда цены были большие на нефтегазовое сырье.

Одно из важных фактов при строительстве скважин, является первичное вскрытие продуктивных пластов, проектная схема скважин, испытание пластов во время бурения, цементирование скважин, вторичное вскрытие и вызов притока. Именно на этом этапе заключаются задачи уровня совершенства скважины влияющие на приток скважины. Технологии развития в настоящее время направлены на минимизацию вредного воздействия на продуктивный пласт.

Главная цель данной работы спроектировать скважину глубиной 2860 на нефтяном месторождении ХМАО с дебитом 500 м<sup>3</sup>/сут и его крепление, учитывая все правила и нормы гостов технологии бурения.

## **1. Общая и геологическая часть**

### **1.1 Геологическая характеристика разреза скважины**

Геологическая характеристика разреза скважины находится в приложении А.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена, в основном, глинами, алевролитами, песчаниками. Строение геологического разреза Крапивинского месторождения типично для нефтегазовых месторождений Томской области. Продуктивный горизонт – сангопайская свита выражена переслаиванием песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глинами темно-серыми, местами битуминозными. Литологический состав горных пород представлен в приложении А.

Физико-механические свойства пород Крапивинского месторождения типичны для месторождений Томской области. Продуктивный пласт в интервале 2515-2650 метров представлен песчаником, плотностью 2100 кг/м<sup>3</sup>, проницаемостью 3,3 м Дарси, пористостью 18%, глинистостью 11%. В соответствии с данными таблицы коллектор низкопроницаемый и это следует учесть при выборе конструкции эксплуатационного забоя.

Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал, м		Крат- кое назва- ние горной поро- ды	Плот- ность г/см <sup>3</sup>	По- рис- тость %	Про- ни- ца- емос- ть м.Да- рси	Гли- нис- тость %	Кар- бо- нат- ность %	Пре- дел теку- чести, <u>кгс</u> мм <sup>2</sup>	Твёр- дость, <u>кгс</u> мм <sup>2</sup>	Коеф- фици- ент плас- тич- ности	Абра- зив- ность	Категория породы по промысло- вой классифи- кации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K <sub>2</sub> - K <sub>1</sub>	1130	2015	песок, песчан	2,1	30	0,5	12	10	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	МС, С
K <sub>1</sub> (АС <sub>10</sub> )	2400	2460	песчан	2,1	19	6,5	11	3,6	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С
K <sub>1</sub> (АС <sub>11</sub> )	2460	2515	песчан	2,1	19	9,4	10	2,5	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С
K <sub>1</sub> (АС <sub>12</sub> )	2515	2650	песчан	2,1	18	3,3	11	3,6	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С

Прогноз давлений и температур по разрезу скважины представлен в таблице А.2.

Прогноз давлений и температур по разрезу скважины представлены в приложение А.3.

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 97,2°.

## **1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)**

Первый водоносный комплекс мощностью 50 метров охватывает отложения палеогенового и четвертичного возраста. Содержание комплекса характеризуется пресными и слабо минерализованными водами. Свободный дебит 0,9 м<sup>3</sup>/сут.

Второй водоносный комплекс мощностью 60 м представлен песками и алевролитами Некрасовской свиты. Свободный дебит 0,07 м<sup>3</sup>/сут.

Третий водоносный комплекс, толщиной 905 метров представлен песками, песчаниками, алевролитами, аргиллитами и глинами. Свободный дебит 2500-4000 м<sup>3</sup>/сут.

Воды комплекса используются для питьевого водоснабжения и технологических нужд при строительстве скважины.

Водоносность по разрезу скважины представлена в таблице 2.

Таблица 2 - водоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут
от	до			
0	50	поровый	1,0008	0,9
195	255	поровый	1,0003	0,07
1110	2015	поровый	1,01	2500- 4000

Нефтеносность по разрезу скважины представлена в таблице 3.

Таблица 3 - нефтеносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т
от	до				
2400	2450	поровый	0,796	от 300 – до 500	59
2460	2510	поровый	0,775		64
2515	2650	поровый	0,788		66

### 1.3 Зоны возможных осложнений

Осложнения, являюся 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.

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении А в таблице А.4.

## **2 Технологическая часть проекта**

### **2.1 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 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-750	Кондуктор	Роторный
750-2680	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

### **2.2. Проектирование конструкции скважины**

#### **2.2.1 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.

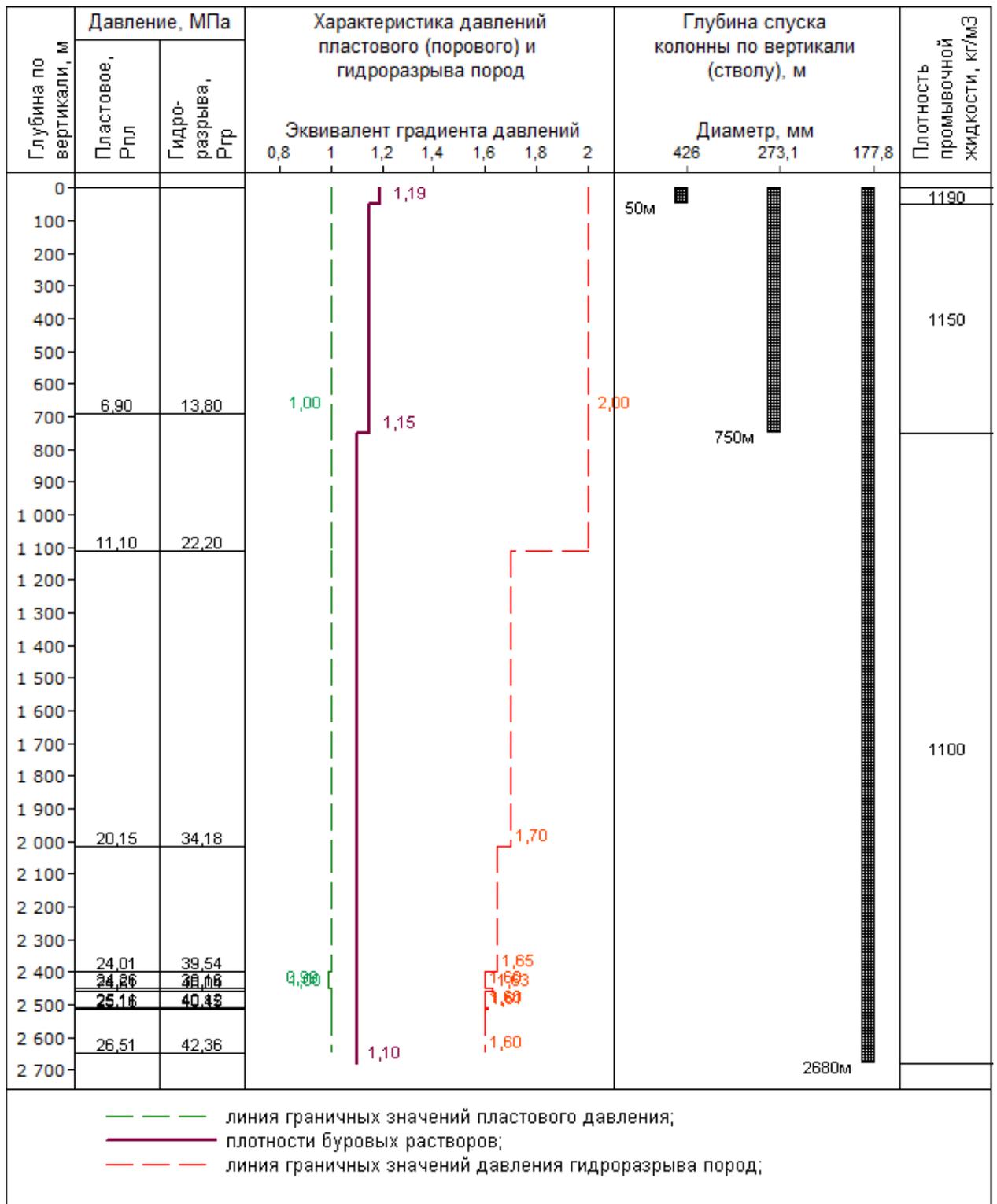


Рисунок 1 - Совмещенный график давлений

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

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

### **2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска**

1. Направления: глубина спуска 50м. (Четвертичное отложение 10м, величина перекрытия составляет 40м).

2. Кондуктор: глубина спуска 750м. (Кузнецовская свита, величина перекрытия составляет 50м).

3. Эксплуатационная колонна: глубина спуска 2680м. (Вскрытие продуктивного пласта, бурение интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 30м).

### **2.2.3 Выбор интервалов цементирования**

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

1. Направление: интервал цементирования 0-50м;

2. Кондуктор: интервал цементирования 0-750м;

3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 600-2680м. (Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150м для нефтяной скважины).

### **2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх.

**1. Диаметр эксплуатационной колонны  $D_{ЭК\ n}$** , принимаем с учетом ожидаемого притока  $Q=500\text{м}^3/\text{сутки}$ :

$D_{ЭК\ n} = 177,8\text{мм}$ ;

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

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

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

где,  $D_{\text{эк м}} = 198\text{мм}$ , наружный диаметр муфты обсадной трубы;

$\Delta = 25\text{мм}$ , разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

$D_{\text{эк д расч}} = 223\text{мм}$ ,

Выбираем долото PDC, диаметр долота  $D_{\text{эк д}} = 243\text{мм}$ .

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

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

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

$D_{\text{к вн}} = 257\text{мм}$ ;

$D_{\text{к н}} = 273,1\text{мм}$ ;

Расчетный диаметр долота  $D_{\text{к д расч}} = D_{\text{к м}} + \Delta = 298,5 + 35 = 333,5\text{мм}$ ,

Выбираем долото PDC, диаметр долота  $D_{\text{к д}} = 393,7\text{мм}$ .

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

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

$$D_{\text{н вн}} = D_{\text{к д}} + 14\text{мм}, \quad (3)$$

$D_{\text{н вн}} = 407,7\text{мм}$ ;

$D_{\text{н н}} = 426\text{мм}$ ;

Расчетный диаметр долота  $D_{\text{н д расч}} = D_{\text{н м}} + \Delta = 451 + 45 = 496\text{мм}$ ,

Выбираем шарошечное долото, диаметр долота  $D_{\text{н д}} = 508\text{мм}$ .

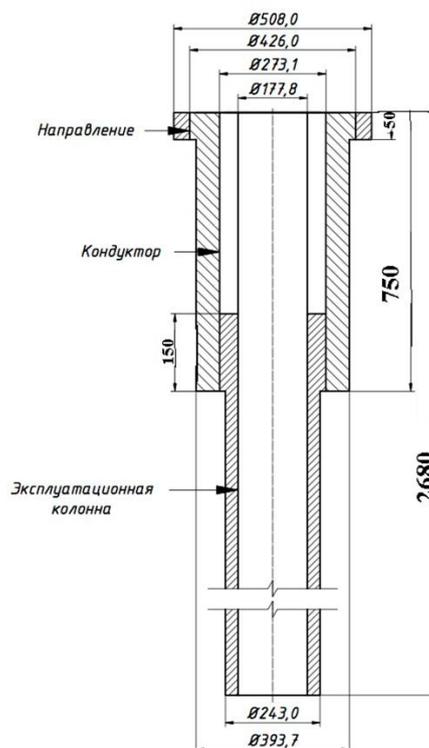


Рисунок 2 - Конструкция скважины

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	50	0	50	426	508
Кондуктор	0	750	0	750	273,1	393,7
Эксплуатационная колонна	0	2860	600	2860	177,8	243

### 2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

$$P_{му} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (4)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;  
 $s$  – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (5)$$

где  $H$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;  
 $\gamma_{отн}$  – относительная плотность газа по воздуху.

$$P_{му} = 22,3 \text{ Мпа}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-21-178x273**
2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие градиент  $\Delta p_{пл} = 0,102 \text{ МПа/10 м}$ : **ОП5-280/80x21**

### 2.3 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 6.

Таблица 6 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
-------------	------------------	----------------

0-50	Направление	Роторный
50-750	Кондуктор	Роторный
750-2860	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

### 2.3.1 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 RC для интервалов бурения под направление-кондуктор и PDC для интервала бурения под эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 9.

Характеристики буровых долот по интервалам бурения представлены в приложение Б в таблице Б.1.

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 508,0 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

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

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 243,0 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

### **2.3.2 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент**

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.

Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в приложении Б в таблице Б.2.

### **2.3.3 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента**

Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в приложении Б в таблице Б.3.

Таблица 13 - Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения находится в приложение Б.3

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

### **2.3.4 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 7 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения.

Интервал		0-50	50-750	750-2860
Исходные данные				
D <sub>д</sub>	м	-	-	0,243
	мм	-	-	243,0
G <sub>ос</sub> , кН		-	-	90
Q, Н*м/кН		-	-	1,5
Результаты проектирования				
D <sub>зд</sub> , мм		-	-	194,4-218,7
M <sub>р</sub> , Н*м		-	-	2880
M <sub>о</sub> , Н*м		-	-	121,5
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН		-	-	30,6

Для интервала бурения 750-2860м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-195М.9/10.42, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения твердых горных пород.

Таблица 8 - 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-195М.9/10.42	750-2680	195	7290	1337	25-35	108-150	13,0	172

Таблица 9 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
D-178.360 0.78	70-780	178	6,9	985	25-35	95-145	12	130
D-127.400 0.56	780-2420	127	6	500	10-20	160-320	5,5	140

### 2.3.5 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».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

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

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в таблицах В.1-В.4 приложения В:

Таблица В.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-50м)

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-750м)

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (750-2860м)

Таблица В.4 – КНБК для отбора керна (2515-2650м)

Согласно проведенного анализа геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

Интервал бурения 0-50м под направления - бентонитовый буровой раствор с плотностью 1193кг/м<sup>3</sup>;

Интервал бурения 50-750м под кондуктор - полимерглинистый буровой раствор с плотностью 1153кг/м<sup>3</sup>;

Интервал бурения 750-2415м под эксплуатационную колонну - полимерглинистого буровой раствор с плотностью 1102кг/м<sup>3</sup>;

Интервал бурения 2415-2860 под эксплуатационную колонну - КСЛ/полимерный (биополимерный) буровой раствор с плотностью 1102кг/м<sup>3</sup>, для первичного вскрытия продуктивного пласта.

Таблица 10 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность, г/см <sup>3</sup>	УВ, с	ПВ, спз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	50	1,19	40	-	-	-	-	-	< 2
Полимерглинистый	50	750	1,15	45	25	90	20-60	10	9	< 1,5
Полимерглинистый	750	2515	1,02	40	20	70	35-75	10	9	< 1,5
КСЛ/полимерный (биополлимерный)	2515	2860	1,02	40	10	60	30-40	< 6	8	< 0,5

Таблица 11 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	50	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода
Полимерглинистый	50	750	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
Полимерглинистый	750	2515	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2515	2860	Техническая вода, каустическая сода, ксантановая камедь, КСЛ, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

### 2.3.6 Выбор гидравлической программы промывки скважины

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.

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

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах Г.1 – Г.4 приложения Г:

- Гидравлические показатели промывки скважины представлены в таблице Г.1
- Режим работы буровых насосов представлен в таблице Г.2
- Распределение потерь давлений в циркуляционной системе представлен в таблице Г.3

### **2.3.7 Технические средства и режимы бурения при отборе керна**

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию газаносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2615-2650 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

- интервал отбора керна 2615-2650 м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения трех запланируемых интервалов. 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 80мм, а также с использованием керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
СВ913МН	215,9	100	3-171	33

Таблица 13 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна 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	
УКР-203/100 «Недра»	203	14 (2)	100	14835	3-171	3-189	2300

Таблица 14 - 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
2515-2650	УКР-203/100 «Недра»	2-5	60-120	18-25

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

#### 2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

В качестве продавочной жидкости могут использоваться буровой раствор, на котором вскрывали продуктивный пласт, соленой раствор, на котором будет производиться вторичное вскрытие пласта.

Для расчетов применяем техническую воду  $\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$ .

Плотность нефти  $\rho_n = 840 \text{ кг/м}^3$ .

Плотность буферной жидкости  $\rho_{буф} = 1100 \text{ кг/м}^3$ . (Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000.)

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности  $\rho_{тпн} = 1900 \text{ кг/м}^3$ .

Плотность облегченного тампонажного раствора  $\rho_{тп обл} = 1500 \text{ кг/м}^3$ .

Глубина эксплуатационной колонны  $H = 2860 \text{ м}$ .

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора  $h_1 = 850 \text{ м}$ .

Высота тампонажного раствора нормальной плотности  $h_2 = 95 \text{ м}$ , рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

Высота цементного стакана  $h_{см} = 10 \text{ м}$ .

### 2.4.1.2 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.

$$P_{ни} = P_n - P_в,$$

где  $P_n$  – наружное давление;

$P_в$  – внутреннее давление.

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);

3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунки 2 и 3.

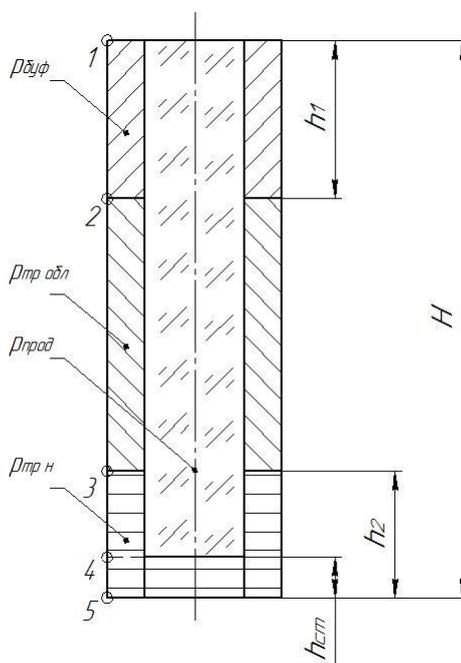


Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце продавки  
 тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

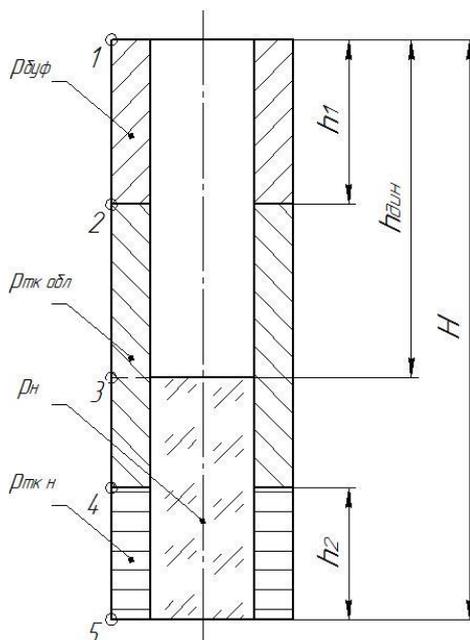


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации  
 нефтяной скважины

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

Таблица 28 – Данные расчета наружных избыточных давлений

Данные расчета наружных избыточных давлений предоставлено в таблице Д.1 приложения Д.

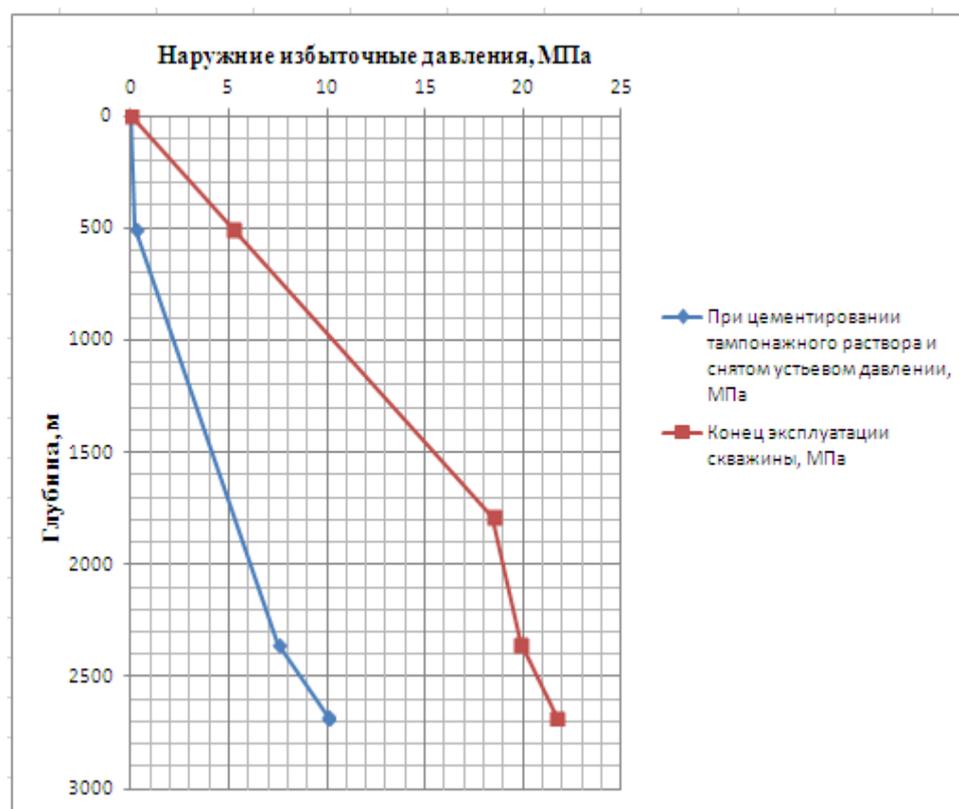


Рисунок 5 - Эюра наружных избыточных давлений

### 2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н},$$

где  $P_{в}$  – внутреннее давление;

$P_{н}$  – наружное давление.

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

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

2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 4.

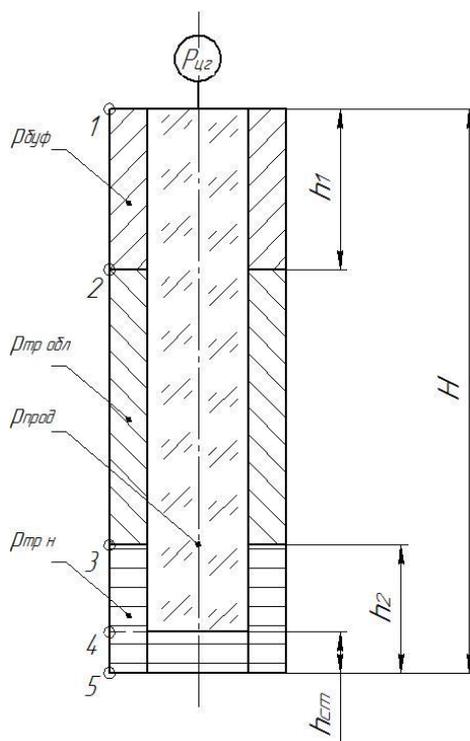


Рисунок 6 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

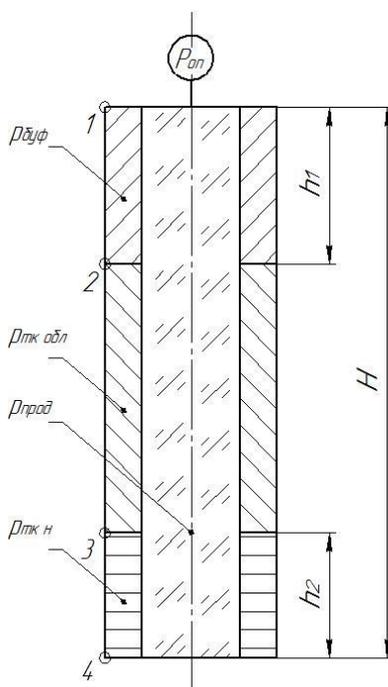


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной КОЛОННЫ

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 3 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений.

Данные расчета внешних избыточных давлений находится в таблице Д.2 приложения Д.

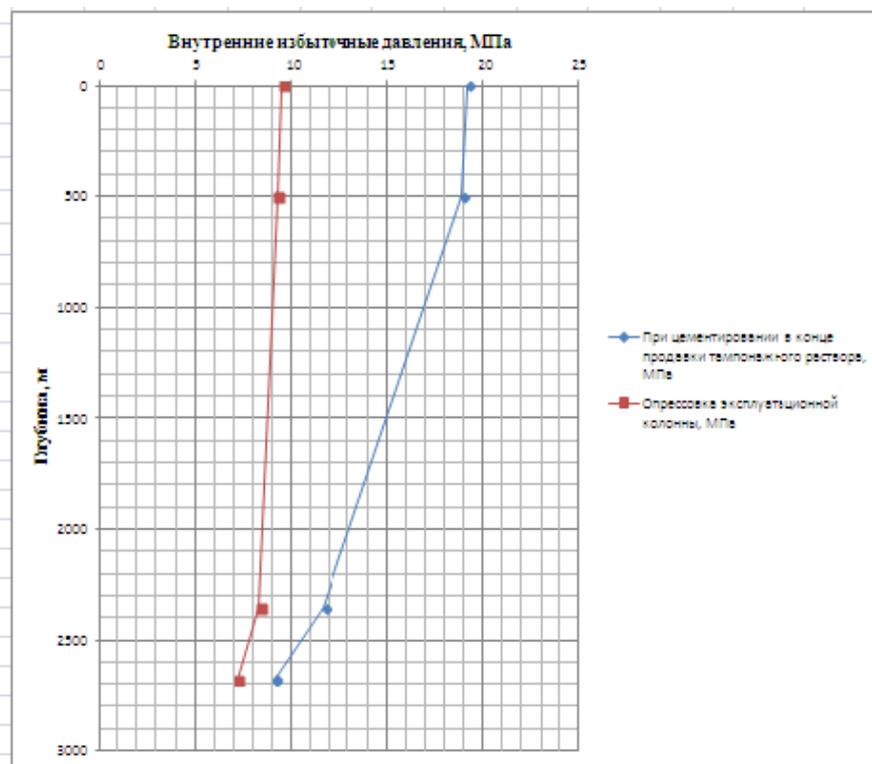


Рисунок 8 - Эпюры внутренних избыточных давлений.

#### 2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

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

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ.

При анализе используются совмещенные графики избыточных наружных и внутренних давлений. Из этих графиков видно, что наружные избыточные давления достигают максимума на забое скважины. Уровень наружных избыточных давлений, как правило, больше внутренних, к тому же, прочность на внутреннее давление выше прочности на смятие (наружные избыточные давления), поэтому, за начало расчета в большинстве случаев принимают наружное избыточное давление и расчёт параметров ОК начинается снизу.

Расчёт начинают с определения параметров нижней (1-ой секции), секции, которая находится в пределах эксплуатационного пласта (пластов).

Характеристика обсадных колонн представлены в таблице Д.3 приложения Д.

## 2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

### 2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (6)$$

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  $P_{гр} = 48,4$  МПа.

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

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{эк\ н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк\ д} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{эк\ н})}, \quad (7)$$

$$P_{гд\ кп} = 1.09 \text{ МПа.}$$

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

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (8)$$

$$P_{гс\ кп} = 38,1 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле 1.1:

$$39,1 \text{ МПа} \leq 45,9 \text{ МПа,}$$

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

#### **2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости**

Таблица 15 - Объём буферной и продавочной жидкости.

<b>Наименование жидкости</b>		<b>Расчётный объём, м<sup>3</sup></b>
Объём буферной жидкости		28,8
Объём тампонажного раствора	Облегченный тампонажный раствор	40,3
	Тампонажный раствор нормальной плотности	5,8
Объём продавочной жидкости		53,5

#### **2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора**

Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице Е.1 приложения Е.

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

#### **2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества**

## цементировочного оборудования

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

$$P_{ца} \geq P_{це} / 0.8, \quad (9)$$

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

$$P_{цг} = 17.3 \text{ МПа};$$

$$320 \text{ МПа} \geq 21.62 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320 (технические характеристики насоса 9Т приведены в табл. 16).

Таблица 16 - 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:

$$m = G_{сyx} / G_{б}, \quad (10)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси:  $m = 3$  машины типа УС6-30Н(У); Две машины и дотарка.

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

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

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования (Рисунок Ж.1 приложения Ж)

Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования представлена в таблице К.1 приложения К.

### **2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн**

Технологическая оснастка обсадных колонн представлены в таблице К.1 приложения К.

### **2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины**

#### **2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта**

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован **кумулятивный перфоратор КПО-73. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 35 м, гл.2515-2650 м.**

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КМП 105.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором КМП 105 потребуется 23 спуско-подъемной операции перфорационного комплекса на геофизическом кабеле в составе из 2 секций (6м) и одну спуско-подъемную операцию перфорационного комплекса в составе из 1 секций (0,5м).

Таблица 30 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КМП 105

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КМП 105 представлены в таблице К.2 приложения К.

#### **2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя**

Комплекс испытательного оборудования КИИ 3-95.

Назначение: испытание перспективных горизонтов в обсаженных вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах диаметром от 127 до 178 мм и необсаженных скважинах диаметром от 118 до 161 мм.

Управление комплексом: вращением и вертикальным перемещением

Таблица 17 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	95
Минимальный диаметр проходного канала, мм	18
Максимальный перепад давления, МПа	35
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-76

#### **2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования**

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.

##### **1. Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.**

Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице К.3 приложения К.

##### **2. Скважинное оборудование для свабирования КС-62**

Состав оборудования свабирования и технические характеристики представлены в таблице К.3.1 приложения К.

## 2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, 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.

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия :

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (11)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (12)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (13)$$

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

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

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

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

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (14)$$

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

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

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

Результаты расчета выбора буровой установки предствалены в таблице

18.

Таблица 18 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	121,8	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	3,23
Максимальный вес обсадной колонны	84,8	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	3,04
веса колонны при ликвидации прихвата	158,34	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	2,31

### **3 Профильные перекрыватели и способ их установки.**

Профильные перекрыватели и способ их установки представлены в приложении Л.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2БЗБ	Луговскому Геннадию Александровичу

	ИШПР		Бурение скважин
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	«Нефтегазовое дело»

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<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>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<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>
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Организационная структура управления организацией</li> <li>2. Линейный календарный график выполнения работ</li> <li>3. Нормативная карта</li> </ol>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ст. преп-ль	Вершкова Е.М.			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б3Б	Луговской Г.А.		

## **4 Организационно-экономическая часть**

### **4.1.1 Организационная структура управления предприятие.**

Структура ООО «РН- Юганскнефтегаз» представляет собой иерархическую систему, выстроенную по бизнес-процессам. Принципы ее формирования – достижение максимально эффективной реализации управленческих решений при оптимальных затратах, повышение конкурентоспособности, снижение себестоимости и увеличение добычи нефти и газа. Под руководством Генерального директора эффективно функционируют следующие блоки:

Подразделение первого заместителя генерального директора по производству – главного инженера.

Подразделение первого заместителя генерального директора по управлению корпоративной защиты.

Подразделение главного геолога;

Подразделение заместителя генерального директора по развитию производства;

Подразделение заместителя генерального директора по управлению БПО.

Подразделение заместителя генерального директора по управлению ВМЦ;

Подразделение заместителя генерального директора по управлению технологического транспорта и специальной техники.

Подразделение заместителя генерального директора по кадрам;

Подразделение заместителя генерального директора по региональной политике и корпоративным вопросам;

Подразделение заместителя генерального директора по безопасности.

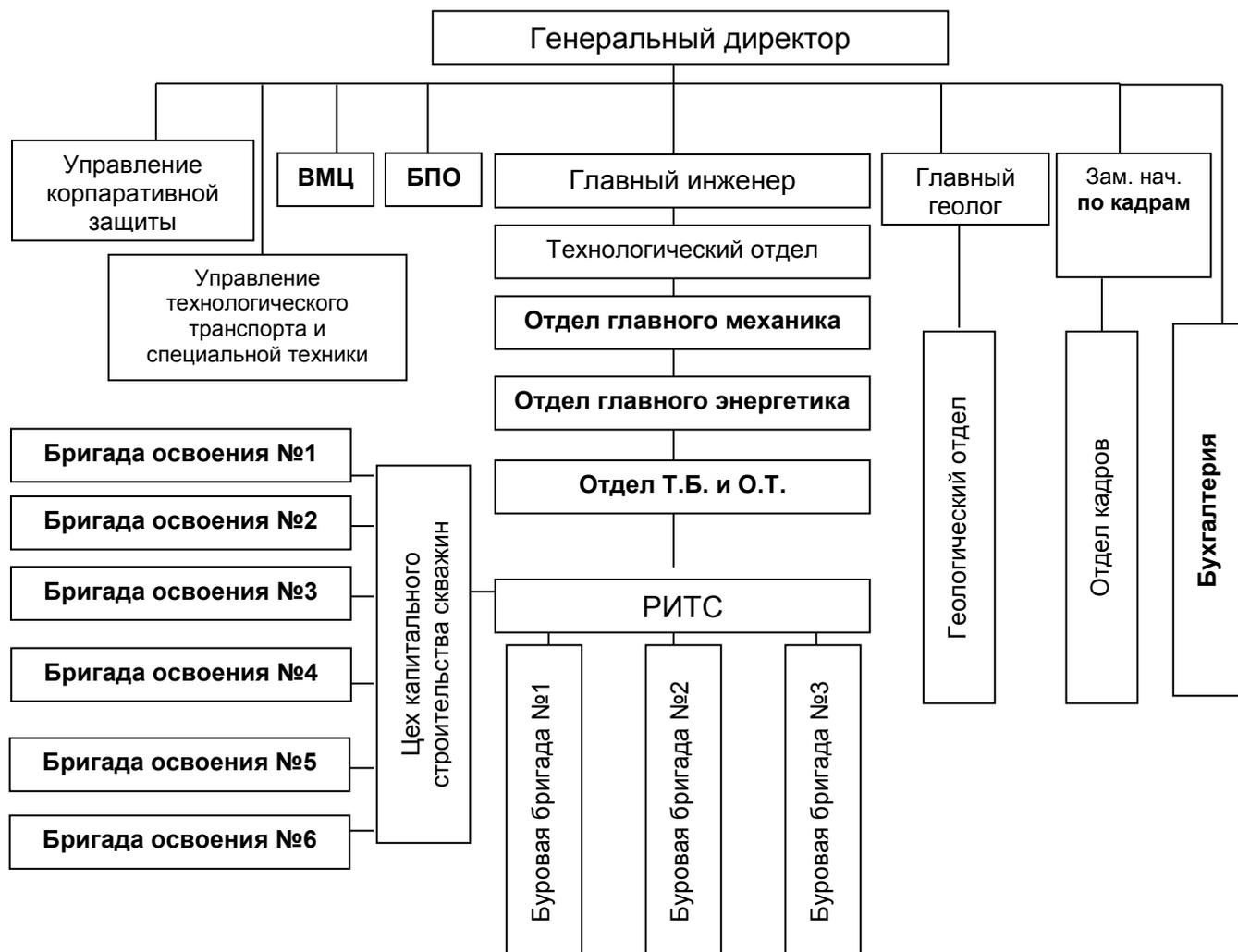


Рисунок 9 – Организационная структура ООО «РН-Юганскнефтегаз»

#### 4.1.2 Составление нормативной карты

По результатам расчетов приведенных в этом разделе составляется нормативная карта (таблица М.1 приложения М).

1 Исходные данные для расчета нормативной карты:

Данные для расчета нормативной карты расположены в таблице М.1 приложения М. Границы нормативных пачек (определяются по геологическому разрезу и нормам на механическое бурение):

I пачка 0 - 50 м;

II пачка 50 - 750 м;

III пачка 750 - 2860 м;

### 4.1.3 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 ХМАО.

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	50	50	0,029	470
2	50	750	700	0,029	820
3	750	2860	2200	0,039	2300

Нормативное время на механическое  $N$ , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T \cdot H, \quad (19)$$

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

$H$  - количество метров в интервале, м. (К норме времени прибавить количество букв в фамилии в тысячных. Т.е.  $0,02 + 0,009 = 0,029$ )

Норма проходки на долото прибавляем десяток от количества букв в имени

$$400 + 70 = 470$$

Для направления:

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

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

Таблица 20 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,029	1,45
700	0,029	20,3
2110	0,039	82,29
<b>Итого</b>		<b>104,04</b>

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

$$n = H / П, \quad (20)$$

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

Для направления:

$$n = 50 / 500 = 0,06$$

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

Таблица 21 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале $H$ , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$ , м	$n$
50	470	0,1
750	820	0,91
2860	2200	1,3
<b>Итого на скважину</b>		<b>2,31</b>

#### 4.1.4 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:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (21)$$

где  $n_{сно}$  - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м (норма времени + количество букв в фамилии 0,0001)  $0,0111 + 0,0007 = 0,0118$

$П$  – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице М2 приложения М.

#### **4.1.5 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:  $15 \cdot 1 = 15$  мин;

эксплуатационная колонна:  $57 \cdot 1 = 57$  мин.

#### **4.1.6. 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 4 ч, кондуктора - 11 ч, эксплуатационной колонны - 24 ч.

#### **4.1.7 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. 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:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (22)$$

где  $L_k$  - глубина кондуктора, м;

$L_n$  - длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м}$$

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

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (23)$$

Для направления:

$$L_T = 40 - 25 = 15 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (24)$$

где  $l_c$  - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 15 / 24 = 0,625 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 0,625 \cdot 2 + 5 = 6,25 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 750 - 10 = 740 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 740 - 24 = 716 \text{ м}$$

$$N = 716 / 24 = 29,8 \approx 30 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 30 \cdot 2 + 5 = 65 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2860 - 10 = 2850 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2850 - 24 = 2826 \text{ м}$$

$$N = 2826/24 = 117,75 \approx 118 \text{ шт}$$

$$T_{\text{конд.}} = 118 \cdot 2 + 5 = 241 \text{ мин}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

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

$$\Sigma = 5,08 + 65 + 241 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 509,08 \text{ мин} = 8,48 \text{ ч.}$$

#### **4.1.8 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.

#### **4.1.9 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами**

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

#### **4.2 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 337,42 часов или 14 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:  $337,42 \times 0,066 = 22,269$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет  
 $337,42 + 22,269 + 25 = 384,689$  ч = 16,02 сут

Нормативная карта скважины на нефтяном месторождении ХМАО представлена в таблице М.3 приложения М.

### **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

$$T_{np} = T_n \cdot k, 231,77 \cdot 1,08 = 250,31 \quad (25)$$

где  $T_n$ , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

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

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (26)$$

где  $\Delta t$  - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми 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 25.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	0,89	0,96	0,04
кондуктор	206,4	222,9	9,2
эксплуатационная колонна	130,15	140,56	5,8
Крепление:			
направление	3,22	3,47	0,14
кондуктор	15,8	17,06	0,71
эксплуатационная колонна	31,7	34,23	1,43
Итого	388,1	420,53	17,32

Сметный расчет на бурение скважины представлен в таблице М.4 в приложении М.

Сметный расчет на крепление скважины представлен в таблице М.5 в приложении М.

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице М.6 в приложении М.

#### 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

$$V_M = H/T_M, \quad (27)$$

где  $H$  - глубина скважины, м;

$T_M$  - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2860/104,04 = 27 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (28)$$

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

$$V_p = 2860/(58,62+104,04) = 17,6 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (29)$$

где  $T_H$  - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2860 \cdot 720/389,4 = 5288 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото  $h_\delta$ , м

$$h_\delta = H/n, \quad (30)$$

где  $n$  - количество долот.

$$h_\delta = 2860/2,31 = 1238 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (31)$$

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

$П_n$  – плановые накопления, руб.

$$C_{с1м} = (263578394 - 36863)/2860 = 92147 \text{ руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 23.

Таблица 23 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2860
Продолжительность бурения, сут.	17,3
Механическая скорость, м/ч	27
Рейсовая скорость, м/ч	17,6
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	5288
Проходка на долото, м	1238
Стоимость одного метра	92147

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2БЗБ	Луговскому Геннадию Александровичу

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

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождение ХМАО
--	---

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<b>1. Производственная безопасность</b>	<b>Вредные факторы:</b>
1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм	1. Повышенный уровень шума 2. Повышенный уровень вибрации, 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4. Повышенная запылённость и загазованность 5. Последствие в результате

<p>человека;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	<p>контакта с насекомыми.</p> <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Движущиеся части машин и механизмов,</li> <li>2. Пожаровзрывобезопасность,</li> <li>3. Электробезопасность</li> </ol>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на</li> </ul>	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу , гидросферу , литосферу. Разрушение плодородного слоя, загрязнение почвы, загрязнение водоемов, загрязнение недр, мероприятия по обеспечению экологической</p>

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

<p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b></p>	
--	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент ООД ШБИП	Немцова Ольга Александровна.			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2БЗБ	Луговской Геннадий Александрович.		

## 5 Социальная ответственность

Целью данной выпускной квалификационной работы является технологические решения для строительства эксплуатационной скважины глубиной 2860 м на ХМАО нефтегазовом месторождении.

Рассмотрим опасные и вредные факторы, которые возникают при обслуживании бурового оборудования.

Таблица 24 - Опасные и вредные факторы при работе с буровым оборудованием

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Обслуживание Буровых Установок	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды (попутный газ, сероводород). 3. Повышение уровней шума; 4. Повышение уровней вибрации. 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 6. Повреждение в результате контакта с насекомыми.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. 2. Электрический ток. 3. Движущиеся машины и механизмы. 4. Пожароопасность..	МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотопливаемых помещениях» МР 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года» СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
			ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» СанПиН 2.2.4.3359-16. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности»

### 5.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть:

- выдача спецодежды в зависимости от характера работ и времени года;
- укрытие рабочих мест и места для обогрева;
- чередование труда и отдыха;

запрет на работу при ненормальных метеоусловиях.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.

Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования". Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (распираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". При приготовлении бурового раствора необходимо использовать распираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

Превышение уровня шума.

Основным источником шума и вибрации на буровой установке является дизельный привод, гидравлические насосы, механические трубные ключи.

Воздействие шума и вибрации на человека приводит к повышенной утомляемости, ограничению слышимости, что может привести к механическим травмам.

Шум на рабочем месте не должен превышать 80дБА [Сан.Пи.Н]и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Для уменьшения уровня шума действующего на рабочих используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Превышение уровня вибрации.

На рабочих находящих на буровой установке действует транспортно-технологическая вибрация (категория 2). Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0÷28 мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1.012-90 ССБ "Вибрация. Общие требования безопасности".

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Нормы освещённости представлены в таблице 38

Нормы освещённости (СНиП 23-05-2010)

Нормы освещённости представлено в таблице Н.1 приложения Н.

Спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное. Дополнительное освещение обеспечивается за счет установки галогенных прожекторов 1000W и светильников в взрывозащищенном исполнении на рабочих местах.

Повреждение в результате контакта с насекомыми.

Насекомые, которые кусают человека с целью пропитания, являются кровососущими: прокалывая кожу ротовым аппаратом, они впрыскивают в кровь слюну с веществами-антикоагулянтами, препятствующими ее свертыванию. На антикоагулянты у человека может быть аллергическая реакция, слюна паразитов способствует переносу опасных инфекций.

## 5.2 Анализ опасных производственных факторов

Кустовая площадка. Заболевания, состояния носительства, интоксикации, вызванных микроорганизмами: бактериями, вирусами, риккетсиями, спирохетами, грибами, актиномицетами, простейшими и продуктами их жизнедеятельности, и микроорганизмами: животными, растениями, человеком и продуктами их жизнедеятельности, а также культурами клеток и тканей. Сенсбилизации организма, вызванной микроорганизмами, перечисленными выше, и микроорганизмами: животными, растениями и продуктами их жизнедеятельности, а также культурами клеток и тканей. Травм, вызванных микроорганизмами: растениями, животными, человеком. Основной вид защиты: применение СИЗ, применение специальных репеллентных средств.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

Возможны во время СПО, падения с высоты различных предметов, а также деталей вышки и обшивки буровой, недостатки в содержании рабочего места, отсутствие ограждений движущихся частей бурового оборудования, применение опасных приемов труда.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более  $60^\circ$ , ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь  $2\div 5^\circ$ . С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Госгортехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Госгортехнадзора. В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть

предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д.), которые также подлежат испытанию.

Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов и т.п. ограждаются или заключаются в кожухи. Такое оборудование оснащается системами блокировки с пусковыми устройствами, исключающими пуск его в работу при отсутствующем или открытом ограждении. Соответствующее требование устанавливается техническими заданиями на разработку и изготовление оборудования.

Ограждение должно быть быстросъемным и удобным для монтажа.

Конструкция и крепление ограждения должны исключать возможность непреднамеренного соприкосновения работающего с ограждаемым элементом.

Все эти мероприятия помогут оградить работников от получения травм при работе с механизмами и движущимися машинами.

Электрический ток.

Источником энергообеспечения буровых работ является ЛЭП 6кВ от ДЭС.

Основные непосредственные причины электротравматизма: доступность прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств при обслуживании электроустановок. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил эксплуатации электроустановок потребителей" (ПЭЭП), утвержденных Госэнергонадзором 31.03.92 г. и "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), утвержденных Главэнергонадзором 21.12.84 г.

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

- применение блокировочных устройств;

- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Механические травмы на буровой установке- это относится к «движущиеся машины и механизмы»

Возможны во время СПО, падения с высоты различных предметов, а также деталей вышки и обшивки буровой, недостатки в содержании рабочего места, отсутствие ограждений движущихся частей бурового оборудования, применение опасных приемов труда.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более  $60^\circ$ , ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь  $2\div 5^\circ$ . С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Госгортехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Госгортехнадзора. В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д.), которые также подлежат испытанию.

Источники воспламенения:

- короткое замыкание, перегрев проводки;
- источники открытого огня (факела, паяльные лампы);
- разряд молнии;
- разряд статического электричества.

### 5.3 Пожароопасность

Пожароопасность может начаться при несоблюдение правил техники безопасности на производстве.

Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважин каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности. 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.

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.

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 проводки. Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности".

Для исключения возможного возгорания от разряда статического электричества все оборудование, а также буровая установка заземляются.

Взрывы возможны при:

- наличия горючих веществ в резервуарах и топливных баках;
- наличие окислителя или среды;
- наличие сосудов под давлением (сепараторы, компенсаторы);
- источника воспламенения (открытый огонь, короткое замыкание, разряд статического электричества).

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- Исключить наличие источников воспламенения.
- Исключить наличие на объекте горючих веществ;
- Все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторократное давление. Также должны быть установлены различные контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики), защитная аппаратура и таблички, говорящие о величине давления, под которым находится сосуд.

Для организации тушения случайного пожара на площадке применяются первичные средства пожаротушения ВНТП 3-85 и 2 мотопомпы ММ 27/100. До прибытия пожарных подразделений тушение организует мастер бурения с привлечением добровольной пожарной дружины из специального обученного персонала буровой. Остальные люди не участвующие в тушении пожара эвакуируются на безопасном расстоянии.

#### **5.4 Экологическая безопасность**

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в таблице 39.

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в таблице Н.2 приложения Н

Разработка мероприятий по охране окружающей среды.

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

Охрана окружающей среды при строительномонтажных работах. С целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

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

С целью сбора отработанного бурового раствора, сточных вод, ГСМ, химических реагентов в процессе бурения скважины, снижения до минимума их фильтрации в почву, а также повышения противопожарной безопасности и промсанитарии, необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- 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.

Охрана окружающей среды при бурении и креплении скважины. На данном этапе строительства скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое";
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар.

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

- ГОСТ 17.1.02 – 79, охрана гидросферы;
- ГОСТ 17.2.02 – 79, охрана атмосферы;
- ГОСТ 17.4.02 – 79, охрана почв;
- ГОСТ 17.5.02 – 79, охрана земель;

## **5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары);
- военные.

Противопожарная безопасность.

Буровой установке присваивается взрывопожароопасная категория А [Федерального закона-123]. Характеристика веществ и материалов

находящихся в помещении категории А: горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа. Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. 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, в котельной, на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. В таблице 25 представлена укомплектованность пожарного щита.

Таблица 25 - Укомплектованность пожарного щита

№ п/п	Наименование	Количество, шт.
1.	огнетушитель пенный	2 шт.
2.	лопата штыковая	1 шт.
3.	лопата совковая	1 шт.
4.	багор	2 шт.
5.	топор	2 шт.
6.	ведро	2 шт.
7.	лом	2 шт.
8.	ящик с песком	1 шт.
9.	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 проводки.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

### **5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

1. Инженер по бурению относится к категории специалистов, принимается на работу и увольняется с работы приказом руководителя организации.

2. На должность инженера по бурению назначается лицо, имеющее высшее техническое образование без предъявления требований к стажу работы или среднее специальное образование и стаж работы по специальности на должности техника I категории не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению II категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению I категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению II категории не менее 3 лет.

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

- нормативными документами по вопросам выполняемой работы;
- методическими материалами, касающимися соответствующих вопросов;
- уставом организации;
- правилами трудового распорядка;
- приказами и указаниями руководителя организации (непосредственного руководителя);
- настоящей должностной инструкцией.

4. Инженер по бурению должен знать:

- нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся организации производства буровых работ;
- технологию вышкостроения, бурения и опробования скважин;
- буровое оборудование, инструмент и правила их технической эксплуатации;
- причины возникновения технических неполадок, аварий, осложнений, брака при выполнении работ по строительству скважин, способы их предупреждения и ликвидации;
- порядок оформления технической документации;
- передовой опыт в области техники и технологии строительства скважин;
- проектирование и планирование буровых работ;

- основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей,  
технические правила строительства скважин;

- основы экономики и организации производства, труда и управления;

- основы трудового законодательства;

- правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.

5. Во время отсутствия инженера по бурению его обязанности выполняет в установленном порядке назначаемый заместитель, несущий полную ответственность за их надлежащее исполнение.

## Список использованных источников

1. Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Совершенствование конструкций забоев скважин. – М.: Недра, 1987. – 156 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб.пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
3. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.– М.: недра, 1996.
4. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987. – 280 с.
5. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1990. – 388 с.
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: ВНИИТнефть, 1998. – 144 с.
7. Телеметрическая система 650 MWD Руководство по скважинному оборудованию. Отдел обучения компании Sperry-Sun Halliburton, 15 ноября 2000г.
8. Редутинский Л.С. Расчёт параметров цементирования обсадных колонн. Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 46 с.
9. РАБОЧИЙ ПРОЕКТ НА БУРЕНИЕ скважина 50скв 5 Соимлор от 22.09.2016
10. Середа Н.Г., Соловьёв Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1988. – 359 с.
11. Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
12. ГОСТ 12.0.004-90 Организация обучения безопасности труда.
13. РД 34.21.122-87 Инструкции по молниезащите зданий и сооружений.
14. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
15. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – Уфа. №2, 2016.
16. ОСТ 51-01-03-84 Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морскойнефтегазодобыче. Основные требования к качеству очистки.

17. ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
18. РД 39-0147103-376-86 Табель технического оснащения участков по аварийно-восстановительному ремонту промысловых трубопроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.
19. ШКМБ2.788.004\_РЭ1\_СИБ-2.2 Руководство по эксплуатации версия декабрь 2016
20. Официальный сайт компании Роснефть [Электронный ресурс] / URL: <http://www.rosneft.ru>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус., англ. Дата обращения 04.17.2016.
21. <http://gerse.ru/service/MWD/>
22. <http://naukarus.com/razvitie-tehniki-i-tehnologiy-stroitelstva-skvazhin-v-surgutskom-ubr-1-oao-surgutneftegaz>

## **Заключение**

В ходе выполнения проекта на тему: «Строительство эксплуатационной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении ХМАО с дебитом 500 м<sup>3</sup>/сут» был спроектирован процесс бурения, крепления и испытание скважины: бурение, первичное вскрытие продуктивного пласта, спроектирована конструкция эксплуатационного забоя, технологическая оснастка обсадной колонны. Произвел расчёт эксплуатационной колонны на прочность и процесса её крепления, а так же произведена перфорация (вторичное вскрытие) и способ вызова пластового флюида. В общей части работы приведены все технико-технологические расчеты и данные, необходимые для бурения и крепления скважины. По результатам проведенных расчетов составлен ГТН на строительство скважины. Также произвели выбор порода разрушающего инструмента и расчет ВЗД и КНБК.

Выполнение проектирования процесса строительства и крепления скважины осуществлялось в соответствии с требованиями, стандартами, инструкциями и требованием безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Данное месторождение отвечает техническими требованиями, предъявляемыми к проектной документации такого рода.

## Список использованных источников

1. Иогансен. К.В. Справочник. “Спутник буровика”. М: «Недра», 1986г. 199с.
2. Методическое руководство к курсовой работе по дисциплине “Заканчивание скважин”. Томск: ТПУ, 2017г. 60 с.
3. Коллектив авторов под ред. У. Лайонза и Г. Плизга. Справочник. «Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Книга 1: Бурение и заканчивание скважин». М: «Профессия», 2009 г.640 с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Учеб. пособие для вузов «Заканчивание скважин.» М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. 670 с.
5. ООО «Южная нефтегазوماшиностроительная компания» [электронный ресурс] 2018, ungmk.ru (дата обращения 20.03.18).
6. ООО «Промперфоратор» [электронный ресурс] 2018, <http://www.promperforator.ru/> (дата обращения 25.03.18).
7. АО «Башнефтегеофизика» » [электронный ресурс] 2018, <http://www.bngf.ru> (дата обращения 25.03.18).
8. Группа компаний KASC® [электронный ресурс] 2018, <http://kasc.ru> (дата обращения 25.03.18).

**Приложение А**  
**(обязательное)**

**Геологическая характеристика разреза скважины**

Таблица А.1 – Проектный стратиграфический разрез

Глубина залегания, м		Стратиграфическое деление разреза.		Коэффициент кавернозности
от	до	Название	Индекс	
0	40	четвертичные отложения.	Q	1,3
40	90	туртасская свита.	P <sub>2/3</sub>	1,3
90	195	новомихайловская свита.	P <sub>2/3</sub>	1,3
195	255	некрасовская свита.	P <sub>1/3</sub>	1,3
255	470	тавдинская свита.	P <sub>1/3</sub> –P <sub>3/2</sub>	1,3
470	690	люлинворская свита.	P <sub>3/2</sub> -P <sub>1/2</sub>	1,3
690	820	талицкая свита.	P <sub>1</sub>	1,25
820	990	ганькинская свита.	K <sub>2</sub>	1,25
990	1100	берёзовская свита.	K <sub>2</sub>	1,25
1100	1130	кузнецовская свита.	K <sub>2</sub>	1,25
1130	1550	уватская свита.	K <sub>2</sub>	1,25
1550	1740	ханты-мансийская свита.	K <sub>1</sub>	1,25
1740	2015	викуловская свита.	K <sub>1</sub>	1,25
2015	2200	алымская свита.	K <sub>1</sub>	1,25
2200	2650	сангопайская свита	K <sub>1</sub>	1,25

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

индекс стратигра- фического разреза	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки ( структура, текстура, минеральный состав и т.п. )
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	40	Суглинки, супеси	Торфяники, суглинки, супеси
P <sub>2/3</sub>	40	90	Пески, глины	Глины зеленовато-серые с прослоями песков и бурых углей
P <sub>2/3</sub>	90	195	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые мелко-зернистые с прослоями бурых углей
P <sub>1/3</sub>	195	255	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P <sub>1/3</sub> – P <sub>3/2</sub>	255	470	Глины	Глины светло-зелёные, алевритистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P <sub>3/2</sub> - P <sub>1/2</sub>	470	690	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опоковидные, в середине диатомовые, опоки серые
P <sub>1</sub>	690	820	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевритистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита

Продолжение таблицы А.2

К <sub>2</sub>	820	990	Глины	Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные
К <sub>2</sub>	990	1100	Глины, алевролиты	Глины серые, тёмно-серые опоковидные, алевритистые с прослоями алевролита и растительными остатками
К <sub>2</sub>	1100	1130	Глины	Глины тёмно-серые плотные, алевритистые
К <sub>2</sub> – К <sub>1</sub>	1130	1550	Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов с глинами. Песчаники и алевролиты серые мелко-зернистые, глины тёмно-серые.
К <sub>1</sub>	1550	1740	Песчаники, алевролиты, глины	Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.
К <sub>1</sub>	1740	2015	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Песчаники и алевролиты серые мало-зернистые с прослоями аргиллитов тёмно-серых
К <sub>1</sub>	2015	2200	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты тёмно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками
К <sub>1</sub>	2200	2650	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины тёмно-серые, местами битуминозные.

Таблица А.3 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	от (верх)	до (низ)	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	оС
1	2	3	4	5	6	7	8
Q-P3/2	0	690	1,00	1,00	2,00	2,20	24,84
P2/2 –K2	690	1110	1,00	1,00	2,00	2,20	39,96
K2-K1	1110	2015	1,00	1,00	1,70	2,20	72,54
K1	2015	2400	1,00	1,00	1,65	2,20	86,40
K1(AC10)	2400	2450	0,99	0,99	1,60	2,30	88,20
K1	2450	2460	1,00	1,00	1,63	2,30	89,40
K1(AC11)	2460	2510	1,00	1,00	1,60	2,30	90,36
K1	2510	2515	1,00	1,00	1,61	2,30	92,60
K1(AC12)	2515	2650	1,00	1,00	1,60	2,30	97,20

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	690	Осыпи и обвалы стенок скважины	интенсивные
690	2015		слабые
2015	2200		интенсивные
1110	2015	Нефтеводопроявления	вода, $\rho = 1,01 \text{ г/см}^3$
2400	2450		нефть, $\rho = 0,796 \text{ г/см}^3$
2460	2510		нефть, $\rho = 0,775 \text{ г/см}^3$
2515	2650		нефть, $\rho = 0,788 \text{ г/см}^3$
0	690	Прихватопасные зоны	
1110	1550		
1550	2700		
0	690	Поглощение бурового раствора	Максимальная интенсивность поглощения до $5,0 \text{ м}^3 / \text{ час}$
1110	2015	Разжижение бурового раствора	
2015	2600	Сужение скважины ствола	

**Приложение Б**  
**Технологическая часть проекта**

Таблица Б.1 - Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-750	750-2860
Шифр долота		GRD111- 508	GRDP625- 393,7	FD616SM- 243
Тип долота		RC	RC	PDC
Диаметр долота, мм		508,0	393,7	243,0
Тип горных пород		М	М, М-С	С, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-177	3-152
	API	7-5/8" Reg	7-5/8" Reg	6-5/8" Reg
Длина, м		0,4	0,29	0,25
Масса, кг		320	180	63,5
G, тс	Рекомендуемая	9	21	0,9
	Предельная	31	38	13
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	40-300	60-350
	Предельная	600	300	350

Таблица Б.2 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурение

Интервал		0-50	50-750	750-2860
		Исходные данные		
$\alpha$		1	1	1
$P_{ш}$ , кг/см <sup>2</sup>		2500	5000	25000
$D_{д}$ , см		50,8	39,37	24,3
$\eta$		1	1	-
$\delta$ , см		1,5	1,5	-
$q$ , кН/мм		0,3	0,3	0,15
$G_{пред}$ , кН		310	370	127
		Результаты проектирования		
$G_1$ , кН		9,5	14,7	56,4
$G_2$ , кН		101,6	118,1	36,4
$G_3$ , кН		248	298	101,9
$G_{проект}$ , кН		230-250	260-280	90-110

Таблица Б.3 - Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

$V_{л}, \text{ м/с}$		3,4	2,0	2,0
Исходные данные				
$D_{д}$	Интервал	0-50	50-750	750-2680
	мм	508,0	393,7	243,0
$\tau, \text{ мс}$		6	7	-
$z$		34	30	-
$\alpha$		0,9	0,7	-
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$		127	97	157
$n_2, \text{ об/мин}$		270	185	-
$n_3, \text{ об/мин}$		818	681	-
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		130-150	100-120	160-180

## Приложение В

Таблица В.1 - КНБК для бурения секции под направления (0-50м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под направление (0-50м)</b>							
1	Долото GRD111-508	0,40	508	-			0.32
					3-177	Ниппель	
2	Переводник M177xH152	0,52	203	89	3-177	Муфта	0.42
					3-152	Муфта	
3	УБТ УБТ 203x100 Д	24	203	100	3-152	Ниппель	5.03
					3-152	Муфта	
4	Переводник M152xH133	0,28	203	80	3-152	Ниппель	5.09
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127x101 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	5.89
					3-133	Муфта	

Таблица В.2 - КНБК для бурения секции под кондуктор (50-750м)

№	Типоразмер , шифр	Длина , м	Наруж. диаметр , мм	Внут. диаметр , мм	Резьб а (низ)	Тип соединени я (низ)	Сум.вес , т
					Резьб а (верх)	Тип соединени я (верх)	
<b>Бурение под кондуктор (50-750м)</b>							
1	Долото GRDP625- 393,7	0,29	393,7	-			0,18
					3-152	Ниппель	
2	Переводник M177xM147	1,52	203	100	3-152	Муфта	0,28
					3-152	Муфта	
3	Калибратор КШЗ-393,7	1,18	393,7	100	3-152	Ниппель	0,66
					3-152	Муфта	
4	Переводник M171xH147	0,52	203	67	3-152	Ниппель	0,76
					3-152	Муфта	
5	УБТ УБТ203x100	36,0	203	80	3-152	Ниппель	6,38
					3-147	Муфта	
6	Переводник H171xM133	0,70	178	100	3-147	Ниппель	6,48
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 127x101 E	До устья	133	107	3-133	Ниппель	30,00
					3-133	Муфта	

Таблица В.3 - КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (750-2860м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединени я (низ)	Сум.вес , т
					Резьба (верх)	Тип соединени я (верх)	
<b>Бурение под эксплуатационную колонну (750-2860м)</b>							
1	Долото PDC D616SM-243	0,5	143	113			0,063
					3-117	Ниппель	
2	Калибратор КС 242,9 СТ-1	0,5	143	113			0,13
					3-117	Муфта	
					3-117	Муфта	
3	ВЗД ДГР- 195М.9/10.4 2	7,29	195	-			1,13
					3-152	Ниппель	
					3-152	Муфта	
4	Клапан обратный КО-195	0,40	195	80			1,55
					3-152	Ниппель	
					3-152	Муфта	
5	Переводник М147хН152	0,52	178	100			1,92
					3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ178х89	48	178	80			9,11
					3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
7	Переводник М147хН133	0,54	178	89			9,19
					3-133	Ниппель	
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127х101 Е	До устья	127	107			94,00
					3-133	Ниппель	
					3-133	Муфта	

Таблица В.4 - КНБК для отбора керна (2515-2650м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (вер)	Тип соединения (верх)	
1	Долото СВ913МН	0,30	215,9	-			0,033
					3-171	Муфта	
2	УБТ УКР- 203/100 "Недра" 203 (100) мм	14,8	203	100	3-171	Ниппель	0,83
					3-171	Муфта	
3	Переводник М171хН147	0,52	178	100	3-171	Ниппель	0,93
					3-147	Муфта	
4	УБТ УБТ178х89	24,0	178	80	3-147	Ниппель	4,67
					3-147	Муфта	
5	Переводник М147хН133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	4,75
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ТБВК 127х101 Е	До устья	133	107	3-133	Ниппель	89,00
					3-133	Муфта	

## Приложение Г

Таблица Г.1 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
<b>Под направление</b>									
0	50	БУРЕНИЕ	0.27	0.034	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	16	113,70	2,69
<b>Под кондуктор</b>									
50	750	БУРЕНИЕ	0.41	0.047	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	12	101,40	2,93
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
750	2680	БУРЕНИЕ	0,56	0.055	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	109,60	3.73
<b>Отбор керна</b>									
2515	2650	Отбор керна	0,37	0.036	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	7	109,10	2,46

Таблица Г.2- Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КП Д	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	140	33	68
50	750	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	100	28	57
750	2680	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	140	326	1	113	26	26
2515	2650	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	140	326	1	75	16	16

Таблица Г.3- Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	6,0	90,8	0	5,1	0,1	10,0
50	750	БУРЕНИЕ	87,1	63,9	0	70,6	0,9	10,0
750	2680	БУРЕНИЕ	301,5	78,0	42,5	30,3	6,7	7,1

## Приложение Д

Таблица Д.1- Данные расчета внешних 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	19,176	1	0	9.5
2	500	18,931	2	500	9,2548
3	2350	11,671	3	2350	8,3473
4	2670	9,16	4	2860	7,2143
5	2680	9.16			

Таблица Д.2- Данные расчета внешних избыточных давлений

- Данные расчета внешних 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	19,176	1	0	9.5
2	500	18,931	2	500	9,2548
3	2350	11,671	3	2350	8,3473
4	2670	9,16	4	2860	7,2143
5	2680	9.16			

Таблица Д.3-Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммар- ный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	10,4	215	42,8	9202	9202	2465-2680
2	Д	9,2	45	38,3	1723	10925	2420-2465
3	Д	8,1	1050	33,9	35595	56760	1370-2420
4	Д	6,9	400	25,6	10240	67000	970-1370
5	Д	5,9	970	25,2	24444	91444	0-970

## Приложение Е

Таблица Е.1- Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Наимен. жидкости	Объем жидк., м <sup>3</sup>	Плотн. жидк., кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для пригот. жидк., м <sup>3</sup>	Наимен. компонента	Масса компон. (кг) / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков (шт.)
Буферная	5,76	1100	28,8	МБП-СМ	403,2 / 17	-	-
	23,04			МБП-МВ	345,6 / 14	-	-
Обл. тамп. р-р	40	1500	22,2	НТФ	16,4 / 1	ПЦТ-Ш-Об(4-6)-100	41,2 / 43
Тамп. р-р норм. плотн.	5,8	1900	1,21	НТФ	2,37 / 1	ПЦТ-П-100	2,5 / 3



## Приложение К

Таблица К.1- Технологическая оснастка обсадных колонн

<b>Тип колонны, D<sub>усл</sub>, мм</b>	<b>Башмак</b>	<b>Обратный клапан</b>	<b>Пробка разделительная продавочная</b>	<b>Центратор, (количество, шт)</b>	<b>Цементировочная головка</b>
Направление, D <sub>усл</sub> =273мм	БКМ- 273 ОТТГ	-	-	-	Глухой переводник КП-1
Кондуктор, D <sub>усл</sub> =178мм	БКМ- 178 ОТТГ	ЦКОДМ - 178 ОТТГ	ПРП-Ц -178	ЦЦ- 178/245-270 (23)	ГУЦ-178
Экспл. колонна, D <sub>усл</sub> =114мм	БКМ- 114 ОТТГ	ЦКОДМ- 114 ОТТГ	ПРП-Ц -114	ЦЦ-114/151 (53)	ГЦУ-114 А

Таблица К.2- Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КМП 105

Обозначение перфоратора	КМП 105		
Вес ВВ одного заряда, г	22		
Тип заряда	ГП		БО
Диаметр перфоратора, мм*2	105		
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	105		
Максимальная температура применения, °С	150		
Давление (min/max), МПа*	5/70		
Максимальная плотность перфорации, отв./м.	12		
Фазировка, град.	60;90;120		
Глубина пробития по комбинированной мишени, мм	760		260
Диаметр входного отверстия, мм	12		22
Глубина перфоканала по АРІ-19В, мм	536	207	-
Диаметр входного отверстия перфоканала по АРІ-19В, мм	8.7	23.71	-
Длина секции, м	1-3		

Таблица К.3- Состав комплекса и технические характеристики

<b>Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната</b>	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора.</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Лубрикатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты.</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80.</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	

<b>Кран шаровый КШН-73x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 73 ГОСТ 633-80.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
<b>Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80x21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубков-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80 .	
<b>Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 89 ГОСТ 633-80.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80.	
<b>Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80.	

Таблица К.3.1- Состав оборудования свабиrowания и технические характеристики

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

## Приложение Л

### Профильные перекрыватели и способ их установки.

#### Л.1 Назначения

При строительстве скважин одна из серьезных проблем это поглощение бурового раствора которые могут привести к геологическим осложнениям. Такое осложнение может привести к большим затратам к много разовым заливкам цементных паст или кальматирующих пачек, а иногда к перекрытию промежуточных колонн. Есть пласты которые несовместимые по условиям бурения, находятся на небольшом расстоянии друг от друга и имеют небольшую толщину, каждый из них приходится перекрывать отдельной колонной. На сегодняшний день с борьбой с герметичность пласта используют профильные перекрыватели, или спуск промежуточной колонны.

#### Л.2 Виды профильных перекрывателей

*Профильный перекрыватель* представляет собой двухканальную профильную трубу с цилиндрическими концами для присоединения башмака и с устройством для спуска перекрывателя в скважину.

Для *профильных перекрывателей* используют трубы длиной 8 - 10 м, изготовленные из стали марки 10 с толщиной стенки 5 мм. Используя сварку отдельных профильных труб, перекрыватель может быть изготовлен практически любой длины.



Рисунок Л.1 - Профильный перекрыватель.

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности. Обеспечивает упрощение процесса компоновки перекрывателя и повышает надежность соединения секций профильных труб. Сущность изобретения: сваривают стыки секций профильных труб. Спускают перекрыватель на инструменте с расстопоренным блоком и не допускать осевой нагрузки на перекрыватель.

Цементировочным агрегатом или буровым насосом создать избыточное давление в перекрывателе. При этом перекрыватель прижимается к стенке скважины и изолирует зону осложнения.

Проверить установку перекрывателя в скважине разгрузкой или натяжением инструмента и вращая ее вправо отвернуть бур. колонну от перекрывателя.

Профильный перекрыватель развальцевать при помощи развальцовочной головки или роликового развольцевателя.

#### Л.2.1 Разновидности профильных перекрывателей ОЛКС-216У

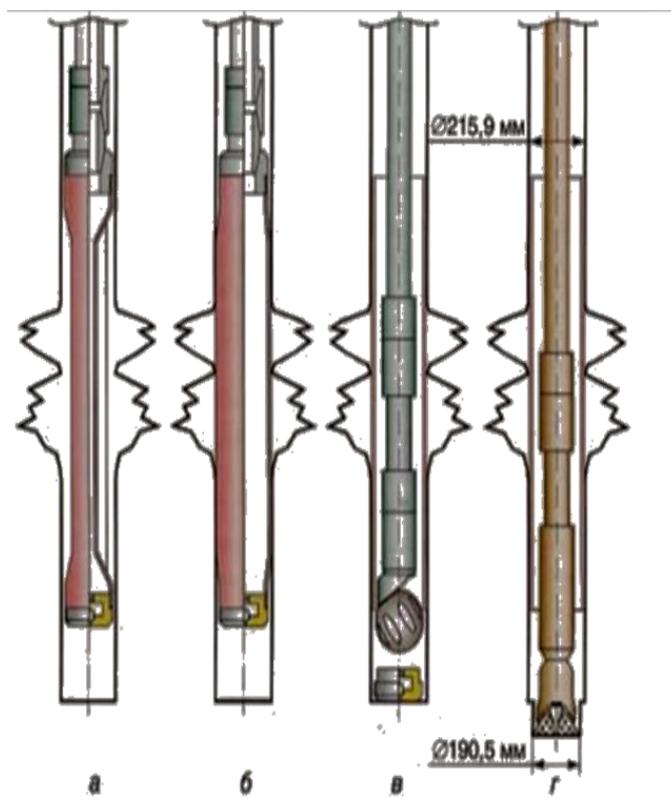


Рисунок Л.2 - Перекрывателей ОЛКС-216У

Спускаем перекрыватель на нужную глубину, создаваемым давлением выправляем перекрыватель, развальцовываем развальцовывателем, продолжаем бурить долотом меньшего диаметра

Такая технология локального крепления пластов профильными трубами эффективна, когда встречаются единичные зоны осложнений, и после изоляционных работ остается незначительный интервал для добуривания скважин.

Продолжение углубления скважины долотом диаметром 190,5 мм

### Л.2.2 Профильных перекрыватель ОЛКС-216

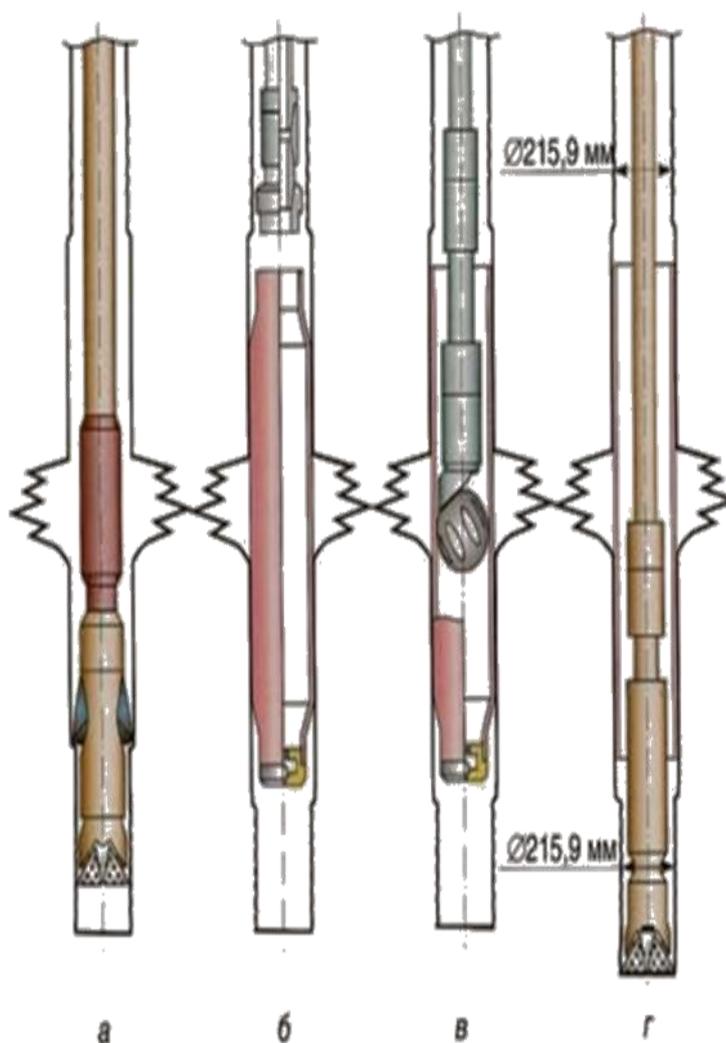


Рисунок Л.3 - Перекрыватель ОЛКС-216

Перед спуском перекрывателя в скважину ствол увеличивают с помощью раздвижного расширителя. Спускаем перекрыватель на расширенную часть ствола. Создаем давление цементировочным агрегатом перекрыватель выправляется и устанавливается на расширенный ствол скважины. Развальцовываем развальцевателем того же диаметра что и ствол. Такой метод установки дает нам возможность углубляться тем же диаметром долота

### Л.2.3 Профильных перекрыватель ОЛКС

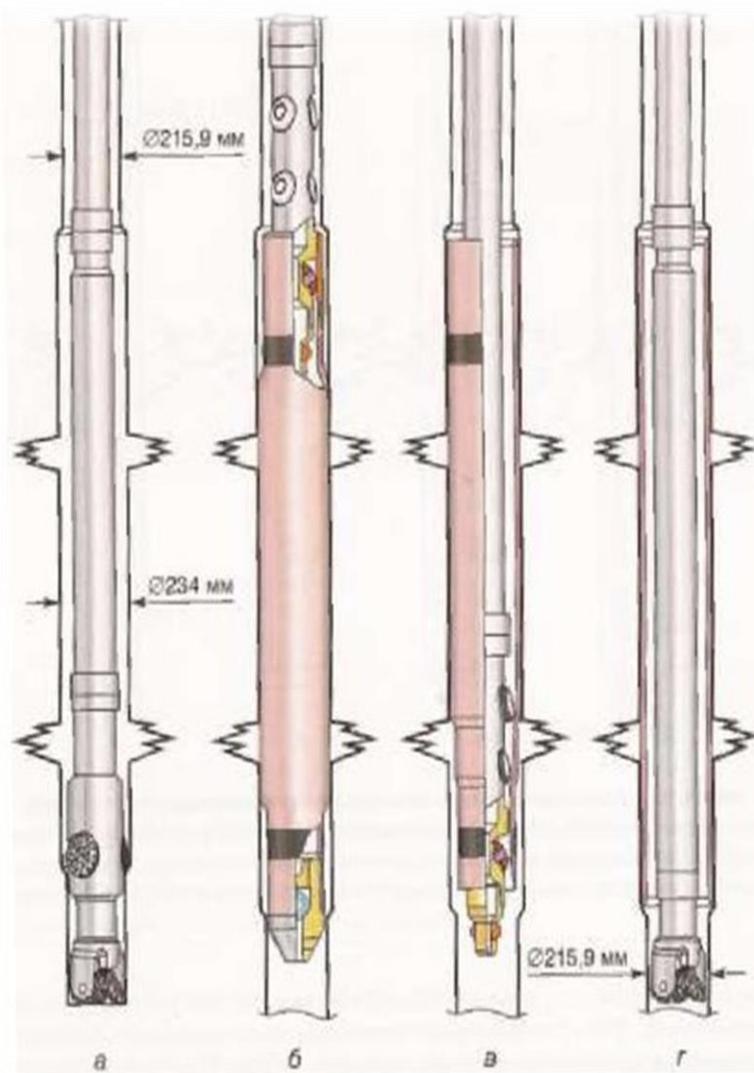


Рисунок Л.4 - Перекрыватель ОЛКС

Профильный перекрыватель ОЛКС установка за одну спускоподъемную операцию.

Такая технология предусматривает совмещение операций расширения диаметра скважины в зонах осложнений с процессом их вскрытия, а операции установки перекрывателя – с процессом его калибровки развальцевателем

### Л.3 Профильный перекрыватель П-144У



Рисунок Л.5 - Перекрыватель П-144У

#### Л.3.1 Применение профильного перекрывателя П-144У

Применение профильного перекрывателя П-144У позволяет:

-Восстанавливать крепь скважины с интервалом нарушения большой глубины.

-Восстанавливать герметичность обсадных колонн нарушенных при бурение соседних наклонно-направленные скважин при кустовом бурение.

-Соединить разорванные или разрушенные участки обсадных колонн.

- Отсечь обводнившиеся пласты.
- Наращивать эксплуатационную колонну снизу.
- Осуществлять подвеску хвоставиков.

**Л.3.2 Технология установки перекрывателя П-144У включает несколько этапов.**

- Сборка.
- Спуск перекрывателя.
- Прямая промывка через башмак клапан перекрывателя.
- Закрытие башмака созданием на него нагрузки 200кН.
- Установка перекрывателя выправлением его давлением 18Мпа.
- Проверка надежности его закрепления натяжением инструмента 100кН.
- Развальцовка перекрывателя с использованием развольцевателя.
- Подъем развольцевателя.
- Развальцовка профильных труб по стволу.
- Отворот башмока и подъем его на поверхность.
- Герметичность достигается плотным прижатием к эксплуатационной колонне.

### **Л.3.3 Башмак клапан.**

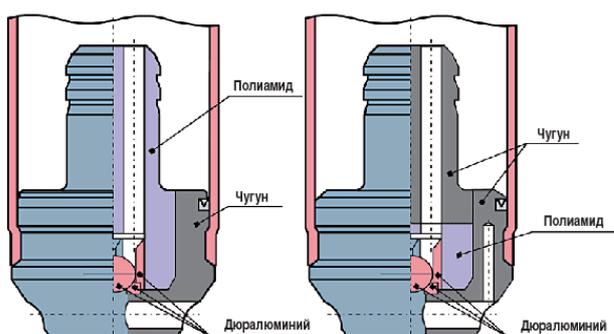


Рис Л.6 - Башмак клапан.

При спуске перекрывателя в скважину клапан башмак долиняет жидкость внутри трубы. При установке служит как запорное устройство разгрузкой его на забой. После установки клапан башмак извлекается на поверхность.

**Вывод:**

Данный профильный перекрыватель спускается за одну спуско-подъемную операцию и после развальцевания отворачиваем башмак клапан и поднимаем его на поверхность. При спуске перекрывателя клапан башмак служит для перетока жидкости с затруба в трубе. Минус профильного перекрывателя в том что при развальцевание можно сместить в низ

## Приложение М

Таблица М.1- Нормативная карта (нормативные точки)

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	2860
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор	Роторный
- эксплуатационную колонны	Турбинный
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 426 мм на глубину 50 м
- кондуктор	d 273 мм на глубину 750 м
- эксплуатационная	d 178 мм на глубину 2860 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1
Оснастка талевой системы	4'5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950,2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-50м	33
- в интервале 50-750м	28
- в интервале 750-2860м	26
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 0-50м	d=203 - 24м
- в интервале 50-750м	d=203 - 36м
- в интервале 750-2860м	d=178-48м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 50-750 м	
- в интервале 750-2860 м	ВЗД ДГР-195М.9/10.42
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-50 м	127'10
- в интервале 50-750 м	127'10
- в интервале 750-2860 м	127'10
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-50 м	GRD111-508
- в интервале 50-750 м	GRDP625-393,7
- в интервале 750-2860 м	PDC D616SM-243

Таблица М.2- Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				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	0-50	508	470	<b>11</b>	24	0-50	0,0120	0,6
II	50- 750	393,7	820	12	32	50-100	0,0121	0,60
						100-200	0,0132	1,32
						200-300	0,0145	1,45
						300-400	0,0145	1,45
						400-500	0,0145	1,45
						500-600	0,0154	1,54
						600-700	0,0157	1,57
700-750	0,0158	0,79						
<b>ИТОГО</b>								10,77
III	<b>750- 2860</b>	240	<b>320</b>	12	32	750-800	0,0158	0,79
						800-900	0,0159	1,59
						900-1000	0,0165	1,65
						1000-1100	0,0175	1,75
						1100-1200	0,0187	1,87
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,0192	1,92
						1400-1500	0,0198	1,98
						1500-1600	0,0209	2,09
						1600-1700	0,0229	2,29
1700-1800	0,0222	2,22						
1800-1900	0,0239	2,39						

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				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
						1900-2000	0,0245	2,45
						2000-2100	0,0248	2,48
						2100-2200	0,0251	2,51
						2200-2300	0,0254	2,54
						2300-2400	0,0255	2,55
						2400-2500	0,0257	2,57
						2500-2600	0,0265	2,65
						2600-2700	0,0277	2,77
						2700-2800	0,0289	2,89
						2800-2860	0,0303	2,03
<b>Итого</b>								<b>47,85</b>
<b>Итого</b>								<b>58,62</b>

Таблица М.3- Нормативная карта скважины на нефтяном месторождении ХМАО.

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	GRD111-508	470	0,1	0-50	50	0,029	1,45	0,6	2,05
<b>3.3.1.1.1.1 Итого</b>			0,1		50		1,45	0,6	2,05
Бурение под кондуктор	GRD111-508	820	0,43	50-750	700	0,029	20,3	10,17	30,47
Итого			1,31		750		21,75	10,77	30,47

Продолжение таблицы М.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под эксплуатационную колонну	FD616SM-243	2300	1,18	750-2860	2110	0,039	82,29	47,85	130,14
Всего			1,71	2860			104,04	58,62	162,66
Крепление:									3,22
- направления									15,8
- кондуктора									31,7
- эксплуатационная									
Установка									
центраторов			-						-
-направление			15						0,15
-кондуктор			57						0,57
- эксплуатацию			-						-

Продолжение таблицы М.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ОЗЦ:									4,0
-направление									11,0
-кондуктора									24,0
-									
эксплуатационной									
Разбуривание				40-50					1,85
цементной пробки				740-750					2,13
(10 м)				2860					5,42
-направление									
-кондуктор									0,01
-									0,11
эксплуатационной									
Промывка									
скважины (1 цикл)									
-направление									
-кондуктор									

Продолжение таблицы М.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
- <b>эксплуатационная</b>									
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									144,15

Продолжение таблицы М.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ремонтные работы (6,6 %)									9,65
Общее время на скважину									449,07

Таблица М.4 – Сводный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,04	5,527	9,2	1271,348	5,8	801,502

Продолжение таблицы М.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,04	0,796	9,2	183,08	5,8	115,42
Содержание средств контроля, диспет-черизации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,04	1,1068	9,2	254,564	5,8	160,486
Содержание полевой	7,54	-	-	0,04	0,301	9,2	69,368	5,8	43,732

Продолжение таблицы М.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
лаборатории, эксплуатационное бурение									
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,04	10,114	9,2	2326,312	5,8	1466,588
Износ бурового инструмента к- т,сут	28,51	4	114,04	0,04	1,1404	9,2	262,292	5,8	165,358
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,04	0,278	9,2	63,94	5,8	40,31

Продолжение таблицы М.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,04	52,68	9,2	12116,4	5,8	7638,6,
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	9,2	7850,268	5,8	4949,082
Содержание	16,12	-	-	0,04	0,644	-	-	-	-

Продолжение таблицы М.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут									
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	9,2	2268,904	-	-
Содержание комплекта	370,35	-	-	-	-	-	-	5,8	2148,03

Продолжение таблицы М.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут									
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,04	0,928	9,2	213,624	5,8	134,678
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,04	5,555	9,2	1277,788	5,8	805,562
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к	41,4	4	165,6	-	-	-	-		

Продолжение таблицы М.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
бурению, сут									
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,04	4,033	9,2	927,728	5,8	584,872
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,04	0,356	9,2	81,88	5,8	51,62
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,04	1,356	9,2	312,064	5,8	196,736
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,04	4,016	9,2	923,68	5,8	582,32
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы М.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,04	6,771	9,2	1557,468	5,8	981,882
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,04	0,596	9,2	137,264	5,8	86,536
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	-	-	-	-	-	-		

Продолжение таблицы М.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		

Продолжение таблицы М.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т									
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		8266,35	2181,8882	38123,7288	21075,6055				
<b>Затраты зависящие от объема работ</b>									
GRD111-508	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-

Продолжение таблицы М.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
GRDP625-393,7	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
PDC D616SM-243	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб									
Итого по затратам зависящим от	0	169,944	747,883	5979,951					

Продолжение таблицы М.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
объема работ, без учета транспортировки вахт, руб									
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,35	2351,8322	38871,6118	27055,5565					
Всего по сметному расчету, руб	76545,3505								

Таблица М.5- Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,14	19,3466	0,71	98,1149	1,43	197,6117
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,14	2,786	0,71	14,129	1,43	28,457
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,14	3,8738	0,71	19,6457	1,43	39,5681
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,14	1,0556	0,71	5,3534	1,43	10,7822
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,14	35,4004	0,71	179,5306	1,43	361,5898

Продолжение таблицы М.5

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,14	3,9914	0,71	20,2421	1,43	40,7693
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,14	0,973	0,71	4,9345	1,43	9,9385
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,14	184,38	0,71	935,07	1,43	1883,31
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,14	191,52	0,71	971,28	1,43	1956,24
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,14	58,716	0,71	297,774	1,43	559,742
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,14	19,4446	0,71	98,6119	1,43	198,6127

Продолжение таблицы М.5

1	2	3	4	5	6	7	8
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,14	14,1176	0,71	71,5964	1,43	144,2012
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,14	1,246	0,71	6,319	1,43	12,727
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,14	14,056	0,71	71,284	1,43	143,572
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,14	23,7006	0,71	120,1959	1,43	243,0847
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,14	2,576	0,71	13,064	1,43	26,312
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,14	4,7488	0,71	24,0832	1,43	48,5056
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-426, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-

Продолжение таблицы М.5

1	2	3	4	5	6	7	8
Башмак колонный БК-273, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-178, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-273/15, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-
Центратор ЦЦ-178/57, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦОКДМ-426, шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-273, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-178, шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПП-426	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-273	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-178	30,12	-	-	-	-	1	30,12

Продолжение таблицы М.5

1	2	3	4	5	6	7	8
Головка цементирующая ГЦУ-426	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-273	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-178	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		4847,4894	6789,8986	9125,1738			
Обсадные трубы 426x9,5, м	37,21	30	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 273x7,9, м	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
Обсадные трубы 178x8, м	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44
Обсадные трубы 178x8,9, м	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49
Портландцемент тампонажный ПЦТ- I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-

Продолжение таблицы М.5

1	2	3	4	5	6	7	8
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6

Продолжение таблицы М.5

1	2	3	4	5	6	7	8
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	1828,9985		22742,0521		70653,34566		

Продолжение таблицы М.5

1	2	3	4	5	6	7	8
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	115986,95806						
Всего по сметному расчету, руб	116724,95806						

Таблица М.6- Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
<b>Глава 1</b>	
<b>Подготовительные работы к строительству скважины</b>	
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
<b>Итого по главе 1</b>	<b>62424</b>
<b>Глава 2</b>	
<b>Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины</b>	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
<b>Итого по главе 2</b>	<b>153101</b>
<b>Глава 3</b>	
<b>Бурение и крепление скважины</b>	
Бурение скважины	76545
Крепление скважины	116724
<b>Итого по главе 3</b>	<b>193269</b>
<b>Глава 4</b>	
<b>Испытание скважины на продуктивность</b>	

1	2
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
<b>Итого по главе 4</b>	<b>12844</b>
<b>Глава 5</b>	
<b>Промыслово-геофизические исследования</b>	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	21023
<b>Итого по главе 5</b>	<b>21023</b>
1	2
<b>Глава 6</b>	
<b>Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период</b>	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
<b>Итого по главе 6</b>	<b>12764</b>
<b>Итого по главам 1-6</b>	<b>434402</b>
<b>Глава 7</b>	
<b>Накладные расходы</b>	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	67794
<b>Итого по главе 7</b>	<b>67794</b>
<b>Глава 8</b>	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	36863

1	2
<b>Итого по главе 8</b>	<b>36863</b>
<b>Глава 9</b>	
<b>Прочие работы и затраты</b>	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	44518
	28066
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	17420
	310
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	123
Топографо-геодезические работы	4771
Скважины на воду	
<b>Итого по главе 9</b>	<b>95208</b>
<b>Итого по главам 1-9</b>	<b>1076928</b>
<b>Глава 10</b>	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	2153
<b>Итого по главе 10</b>	<b>2153</b>
<b>Глава 11</b>	
<b>Проектные и исследовательские работы</b>	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
<b>Итого</b>	<b>4620</b>
<b>Глава 12</b>	
<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты</b>	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от	10185

1	2
суммы глав 1-11)	
<b>Итого по главе 12</b>	<b>10185</b>
<b>Итого по сводному сметному расчету</b>	<b>1093886</b>
<p>Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2 НДС 18%</p> <p><b>Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента</b></p>	<p><b>147096899</b></p> <p><b>26477441</b></p> <p><b>173574340</b></p>

## Приложение Н

Таблица Н.1- Нормы освещённости

	Разряд и подразряд зрительной работы	Места установки светильников	Рабочее освещение	Аварийное освещение
			освещённость, лк	
1	2	3	4	5
Роторный стол	2	На ногах вышки на высоте 4м (для вышки 41м ) и 6 м (для вышки 53м), под углом 45-50 <sup>0</sup> Над лебедкой на высоте 4 м, под углом 25-30 <sup>0</sup> к вертикали	100	10
Щит контрольно-измерительных приборов	3	Перед приборами	75	10
Полати верхового рабочего	2	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5м от пола полатей, под углом не менее 50 <sup>0</sup>	30	10

Продолжение таблицы Н.1

1	2	3	4	5
Путь движения талевого блока	4	На лестничных площадках . По высоте вышки, под углом не менее 65-70°	30	10
Кронблок	4	Над кронблоком	25	10
Приемный мост	4	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	10	10
Лестницы, марши сходы	4	На лестничных площадках, ногах вышки	10	10
Помещение вышечного блока	2	На высоте не менее 6 м	75	10
Помещение насосного блока	3	На высоте не менее 3 м	75	10
Глиномешалки	3	На высоте не менее 3 м	75	10
Превенторная установка	3	Под полом буровой	75	10
Желобная система	5	На высоте не менее 3м на всем протяжении желобов	10	10
Горюче-смазывающие матерьялы	3	3 м.	10	10

Таблица Н.2 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия.
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель.	<p>1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ.</p> <p>2.Соблюдение нормативов отвода земель.</p>
	<p>Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами.</p> <p>Засорение почвы производственными отходами и мусором.</p> <p>Создание выемок и неровностей.</p> <p>Уничтожение сельскохозяйственной растительности.</p>	<p>3.Рекультивация земель.</p> <p>1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники.</p> <p>2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов.</p> <p>Вывоз и захоронение производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.</p> <p>Засыпка выемок.</p>

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	<b>Вредные воздействия</b>	Природоохранные мероприятия.
1	2	3
		Оплата потрав.
<p>Лес и лесные ресурсы.</p> <p>Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова.</p> <p>Лесные пожары.</p> <p>Оставление недорубов, захламление лесосек.</p>	<p>Порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков.</p> <p>Мероприятия по охране почв (см.графу "Земля и земельные ресурсы").</p>	<p>Уборка и уничтожение порубочных остатков.</p> <p>1.Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос.</p> <p>2.Использование вырубленной древесины.</p> <p>1.Попенная оплата.</p> <p>2.Соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.</p>
<p>Вода и водные ресурсы</p> <p>Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты,</p>	<p>Механическое и химическое загрязнение водоотводов в результате стаянивания отвалов.</p> <p>Загрязнение подземных вод при смещении водоносных горизонтов.</p>	<p>1. Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников.</p> <p>2. Очистные сооружения для буровых стоков и</p>

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	<b>Вредные воздействия</b>	Природоохранные мероприятия.
1	2	3
минеральные воды).  Загрязнение бытовыми стоками.	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод.	бытовых стоков (канализационные устройства, септики). 1. Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад, засыпка выработок в русле.
Недра.	Нарушение естественных свойств геологической среды. Некомплексное изучение недр.	1. Ликвидационный тампонаж буровых скважин.  1. Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр. 2. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	<b>Вредные воздействия</b>	Природоохранные мероприятия.
1	2	3
		<p>производства.</p> <p>1. Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр.</p> <p>2. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства.</p>
	<p>Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов. Застройка месторождений, их затопление.</p>	<p>1. Ведение работ позволяющих извлечь из недр как можно больше полезных компонентов.</p> <p>2. Геологические работы с целью проверки</p>

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	<b>Вредные воздействия</b>	Природоохранные мероприятия.
1	2	3
		"стерильности" зон застройки и организация рудных отвалов и складов, хранение образцов и проб.
Воздушный бассейн.	Выбросы пыли и токсичных газов.	Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение. Браконьерство.	Проведение комплексных природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных. Профилактическая работа.