

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация  
Бурение нефтяных и газовых скважин  
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3170 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3170)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Франк Алексей Павлович		13.06.2023

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		16.06.2023

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Молоков Виктор Юрьевич			14.06.2023

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		15.06.2023

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			15.06.2023

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н.		16.06.2023

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация  
 Бурение нефтяных и газовых скважин  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
Лукин А.А.  
 (Подпись) (Дата)    (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Франк Алексей Павлович

Тема работы:

<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3170 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.02.2023 №40-10/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	29.05.2023
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе:</b>	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком 150-200 м <sup>3</sup> /сутки
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</b></li> <li>- <b>Обоснование конструкции скважины</b>            (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины; 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).</li> <li>- <b>Углубление скважины</b></li> </ul>

	<p>(Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента; расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент; расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента; выбор и обоснование типа забойного двигателя; расчет расхода промывочной жидкости; 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 на прочность; расчет наружных избыточных давлений; расчет внутренних избыточных давлений; конструирование обсадной колонны по длине; расчет процессов цементирования скважины; выбор способа цементирования обсадных колонн; расчет объемов и компонентного состава буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости; выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования; выбор технологической оснастки обсадных колонн; проектирование процесса испытания и освоения скважины; выбор жидкости глушения; выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов; выбор типа пластоиспытателя).</p> <p><b>- Выбор буровой установки</b></p> <p><b>- Современные тенденции в совершенствовании буровых установок</b></p>
<b>Перечень графического материала:</b>	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд).</p> <p>2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны).</p>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	11.02.2023
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		11.02.2023

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Франк Алексей Павлович		11.02.2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация  
 Бурение нефтяных и газовых скважин  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (весенний семестр 2023 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.02.2023	1. Общая и геологическая часть	10
05.04.2023	2. Технологическая часть	40
22.04.2023	3. Специальная часть	20
13.05.2023	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30.05.2023	5. Социальная ответственность	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		16.06.2023

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.м.н		16.06.2023

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**  
**21.03.01 Нефтегазовое дело**  
**ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**  
**Специализация «Бурение нефтяных и газовых скважин»**

<b>Код</b>	<b>Наименование компетенции</b>
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
<b>УК(У)-2</b>	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
<b>УК(У)-3</b>	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
<b>УК(У)-4</b>	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
<b>УК(У)-5</b>	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
<b>УК(У)-6</b>	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
<b>УК(У)-7</b>	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
<b>УК(У)-8</b>	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
<b>УК(У)-9</b>	Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
<b>ОПК(У)-3</b>	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
<b>ОПК(У)-4</b>	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
<b>ОПК(У)-5</b>	Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств
<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами

<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин
<b>ПК(У)-6</b>	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 98 страниц, 14 рисунков, 32 таблиц, 36 литературных источников, 10 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, нефть, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, нефть

Цель работы – проектирование и строительства разведочной скважины глубиной 3170 метров.

В процессе выполнения работы был составлен проект на строительство разведочной скважины на нефть глубиной 3170 м (по вертикали).

Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин. Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint

## **СОКРАЩЕНИЯ**

ГТН – геолого-технический наряд;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБПК – трубы бурильные с приваренными замками с комбинированной высадкой;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного дроссельный;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная



## Содержание

Введение .....	11
1 Горно-геологические условия бурения скважины .....	12
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....	12
1.2 Характеристик нефтеносности месторождения (площади) .....	13
1.3 Зоны возможных осложнений .....	13
2 Технологическая часть проекта .....	15
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины .....	15
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин .....	15
2.3 Углубление скважины .....	20
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	32
2.5 Расчет и обоснование параметров цементирования .....	39
2.6 Проектирование процесса испытания и освоения скважины .....	41
2.7 Выбор буровой установки .....	43
3 Современные тенденции в совершенствовании буровых установок .....	45
3.1 Причины развития буровых установок .....	45
3.3 Выводы о тенденции развития буровых установок .....	61
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	63
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО "Сургутнефтегаз" .....	64
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин .....	66
4.3 Расчет нормативного времени на работы, связанные с креплением скважи .....	70
4.4 Сметная стоимость строительства скважины .....	76
5 Социальная ответственность .....	81
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	81
5.2 Производственная безопасность .....	82
5.3 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению .....	83
5.3.4 Производственные факторы, связанные с электрическим током. ....	86
5.4 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению .....	87
5.5. Экологическая безопасность .....	92

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	93
Заключение .....	95
Список использованных источников .....	96
Приложение А .....	99
Приложение Б.....	104
Приложение В .....	105
Приложение Г.....	106
Приложение Д .....	107
Приложение Е.....	110
Приложение Ж .....	112
Приложение З.....	115
Приложение И .....	116
Приложение К .....	125

## **Введение**

В условиях современной экономики нефть и газ играют решающую роль в развитии государств, определяя большинство экономических показателей. Российская Федерация является лидером по добыче нефти и газа, а также экспорту нефтепродуктов.

Один из ключевых этапов добычи нефти и газа - это строительство скважины. Эффективность этого процесса зависит от правильного подхода к составлению проекта и его аккуратного выполнения. На сегодняшний день активно используются современные технологии, которые позволяют осуществлять добычу в тех местах, где это ранее не было доступно.

В квалификационной работе рассматривается технология бурения скважины, в которой используется: горно-геологические характеристики района работ, выбор оборудования и его режимов, проектирование конструкции скважины, выбор буровой установки, качественный и количественный состав бурового раствора.

Данная работа направлена на разработку оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины на нефтяном месторождении. В ходе проектирования учитываются данные горно-геологических условий, что позволяет повысить качество вскрытия и освоения скважин, а также снизить риск возникновения осложнений и аварий.

Основные задачи проектирования включают в себя:

1. разработку технологических решений, основанных на горно-геологических условиях бурения,
2. Выбор оптимальной конструкции скважины,
3. Проектирование заканчивания скважины и выбор технологической оснастки
4. Оценку экономической эффективности,
5. Обеспечение безопасности труда и охраны окружающей среды.

# 1 Горно-геологические условия бурения скважины

## 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

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

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины – в таблице А.2 приложения А.

Физико-механические свойства. Продуктивный пласт в интервале 3110–3140 метров представлен песчаником (плотностью 2400 кг/м<sup>3</sup>), алевролитом (плотностью 2400 кг/м<sup>3</sup>), аргиллитом (плотностью 2400 кг/м<sup>3</sup>).

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 1

Таблица 1 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, кгс/см <sup>2</sup> на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
1	2	3	4	5
Q	0	50	0,1	0,2
N1l	50	70	0,1	0,2
N1g	70	90	0,1	0,2
N1b	90	110	0,1	0,2
N1a	110	150	0,1	0,2
P3lt	150	200	0,1	0,2
P3nm	200	230	0,1	0,2
P3at	230	260	0,1	0,2
P2tv	260	280	0,1	0,2
P2ll	280	310	0,1	0,2
P1kzr	310	350	0,1	0,2

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
K2/gn	350	480	0,1	0,2
K2sl	480	570	0,1	0,2
K2ip	570	785	0,1	0,2
K2kz	785	805	0,1	0,2
K1-2pk	805	1750	0,1	0,177
K1kls	1750	2550	0,101	0,177
K1tr	2550	2650	0,101	0,177
K1klm	2650	2775	0,102	0,178
J3-K1mr	2775	2805	0,102	0,178
J2-3nn	2805	2885	0,102	0,178
J2tm	2885	3200	0,102	0,178

## 1.2 Характеристик нефтеносности месторождения (площади)

Нефтеносность по разрезу скважины представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Нефтеносность по разрезу скважины

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup> (для газа - относительная плотность по воздуху)	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сутки (для газа – тыс. м <sup>3</sup> /сутки)	Давление насыщения, МПа
	от	до				
Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2800	2815	нефть	760	5-10	-
Ю <sub>12</sub>	3110	3140	нефть	760	150-200	-

## 1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватопасные зоны осложнения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Q – P <sub>1</sub> kzr	0	350	Поглощение
K <sub>1-2</sub> pk	805	1750	
K <sub>1</sub> kls	1750	2550	
K <sub>1</sub> tr	2550	2650	
Q- K <sub>2</sub> gn	0	480	Осыпи и обвалы
K <sub>2</sub> ip	570	785	
K <sub>1-2</sub> pk	805	1750	
K <sub>1</sub> kls+tr	1750	2650	
N-P <sub>3</sub> at	50	260	Нефтегазоводопроявление
P <sub>1</sub> tl-ip	310	785	
K <sub>1-2</sub> pk	805	1750	
K <sub>1</sub> kls (A <sub>1-2</sub> )	1750	2550	
K <sub>1</sub> tr (Б <sub>6</sub> )	2550	2650	
J <sub>2-3</sub> nn (Ю <sub>12</sub> )	2805	2885	
J <sub>2</sub> tm (Ю <sub>12</sub> )	2885	3200	
Q – P <sub>1</sub> kzr	0	350	Прихватоопасная зона
K <sub>2</sub> – K <sub>1-2</sub> pk	350	1750	
K <sub>1</sub> kls + K <sub>1</sub> tr	1750	2650	

## **2 Технологическая часть проекта**

### **2.1 Обоснование и расчет профиля скважины**

Так как по условию мы проектируем разведочную скважину, поэтому профиль скважины будет вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

### **2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин**

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

#### **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. Совмещённый график давлений представлен на рисунке 1.

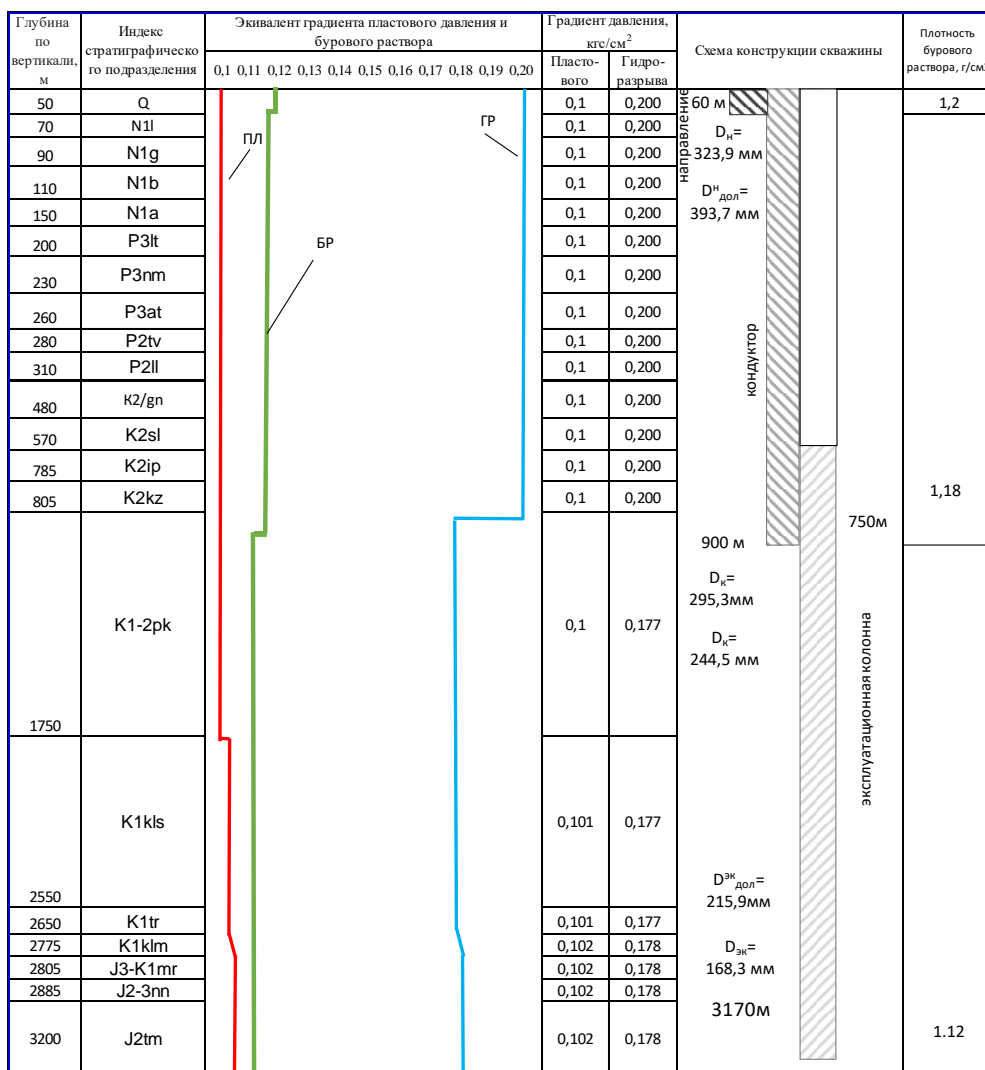


Рисунок 1 – График совмещённых давлений

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

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в



моей скважине 50 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 60 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти.

В моём варианте имеется два пласта: с нефтью, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение.

Таблица 4 - Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по первому нефтяному пласту

Имя пласта	Ю11*	Ю12
$L_{кр}$	2800	3110
$\Gamma_{пл}$	0,102	0,102
$\Gamma_{грп}$	0,178	0,178
$\rho_n$	760	760
Расчетные значения		
Пластовое давление	285,6	317,22
$L_{конд\ min}$	800	900
запас	1,08	1,09
Принимаемая глубина	890	

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 890 м, принимаем глубину спуска кондуктора 900м, для экономии метала.

Эксплуатационную колонну спускают до глубины 3170 м (подошва последнего продуктивного пласта 3140 м) и учитывают еще по 10 м. на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 30 м.

### **2.2.3 Выбор интервалов цементирования**

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 50 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 900 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. интервал цементирования будет составлять 750 м.

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

Эксплуатационная колонна

В соответствии с заданным дебитом нефти 200 м<sup>3</sup>/сут, диаметр эксплуатационной колонны равный **168,3 мм**. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром **215,9 мм**.

Кондуктор

Диаметр кондуктора составляет **244,5 мм**, и диаметр долота **295,3 мм**.

Направление

Диаметр колонны составляет **323,9 мм**, а диаметр долота **393,7 мм**.

### **2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн**

Для начала необходимо произвести расчеты в MS Excel. Произведя расчеты, мы выясним такие параметры, как: давление опрессовки колонный, давление необходимое для ликвидации ГНВП, максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, пластовое давление в кровле продуктивного пласта и высоту столба газа при закрытом устье.

Таблица 5 - Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяным пластам.

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	11,93	11,83
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	$k$	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	10,84	10,75
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	8,54	7,68
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	9,86	9,77
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	31,72	28,56
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м <sup>3</sup>	$\rho_n$	760	760
Ускорение свободного падения	$g$	9,81	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	3110	2800
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	10	10
Основание натурального логарифма	$e$	2,70	270
Степень основания натурального логарифма	$s$	0,01	0,02
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,74	0,74
Высота столба газа при закрытом устье, м	$h$	196,49	310,60

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что необходимо выбрать значение равное:  $P_{оп} = 11,93$  МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);

- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: **ОКК1-14-168x245 К2 ХЛ**.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОП5-280/80x21**.

## **2.3 Углубление скважины**

### **2.3.1 Выбор способа бурения**

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

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость.

Таблица 6 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	900	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
900	3170	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
3110	3150	Роторный (Отбор керна)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал, м		0-60	60-900	900-3170	3110-3150
Шифр долота		Ш 393,7 МС ГВ	"Волгабурма ш" 295,3 FD 257 М А-27	БИТ 215,9 ВТ 613 УВМ 0.2	БИТ 215,9/100 В 12 12 АМ
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М	М	М+С+Т	М+С+Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 3/5	4 3/5
Длина, м		0,5	0,4	0,336	0,4
Масса, кг		180	95	85	32
G, тс	Рекомендуемая	14–28	2–14	2–9	2–5
	Максимальная	30	16	10	5
n, об/мин	Рекомендуемая	60	140	40-150	60-120
	Максимальная	600	200	300	120

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), 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.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки М+С+Т (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими, средними и твердыми горными породами.

### **2.3.3 Выбор типа калибратора**

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

1. Для бурения интервала под направление 0–60 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор 60–900 м с PDC долотом планируется использование калибратора с спиральными лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора

обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 900–3170 м с PDC долотом планируется использование центрального калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими, средними и твердыми горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал, м		0-60	60-900	900-3170
Шифр калибратора		КА 385,0 МС	КС 292,0 МС	КС 212,0 СТ
Тип калибратора		С прямыми лопастями	С спиральными лопастями	С спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		385	292	212
Тип горных пород		М	М	М+С+Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н152/М147	Н133/М133
	API	-	-	-
Длина, м		1,5	0,9	0,4
Масса, кг		400	150	58

### 2.3.4 Выбор бурголовки и режимов бурения (при отборе керна)

Таблица 9 – 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
3110-3150	Керноотборный снаряд 178/100	2-5	20-40	15-20

### 2.3.5 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 10.

Таблица – 10 Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-60	60-900	900-3170
Исходные данные			
Порода	М	М	М+С+Т
$D_d$ , см	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$ , тс	30	16	10
Результаты проектирования			
$G_{доп}$ , тс	24	12,8	8
$G_{проект}$ , тс	8	12	5

где  $D_d$  – диаметр долота, см;

$G_{пред}$  – предельная нагрузка на долото исходя из его технических характеристик, т;

$G_{доп}$  – допустимая нагрузка на долото, т;

$G_{проект}$  – спроектированная нагрузка на долото, т.

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике, для обеспечения требуемой линейной скорости на периферии долота и эффективного процесса разрушения горных пород.



### 2.3.6 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 11.

Таблица – 11 Результаты частоты вращения долота

Интервал, м	0-60	60-900	900-3170	
Исходные данные				
$V_{л}$ , м/с	3,4	2	1,6	
Порода	М	М	М+С+Т	
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
$n_1$ , об/мин	165	129	142	
$n_{стат}$ , об/мин	40-60	100-180	140-200	
$n_{проект}$ , об/мин	60	120	140	

где  $V_{л}$  – линейная скорость на периферии долота, м/с;

$n_1$  – расчётное значение частоты вращения долота, об/мин;

$n_{проект}$  – спроектированная частота вращения долота, об/мин.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

### **2.3.7 Расчёт необходимого расхода бурового раствора**

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

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице Б.1 приложения Б.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 27 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

### **2.3.8 Выбор и обоснование типа забойного двигателя**

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 12.

Таблица 12 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Выбор и обоснование типа забойного двигателя				
Интервал, м		0-60	60-900	900-3170
Исходные данные				
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G <sub>ос</sub> , кН		78	118	49
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D <sub>зд</sub> , мм		-	236	173
M <sub>р</sub> , Н*м		-	4496	1452
M <sub>о</sub> , Н*м		-	148	108
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН		-	37	27
Принимается диаметр ВЗД		-	240	178

где G<sub>ос</sub> – осевая нагрузка, т;

Q – расчётный коэффициент (принимаем 1,5), Н·м/кН;

D<sub>зд</sub> – диаметр забойного двигателя, мм;

M<sub>р</sub> – момент силы, необходимый для вращения нагруженного долота, Н·м;

M<sub>уд</sub> – удельный момент долота, Н·м/кН.

Для интервала бурения 70–730 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДР-240 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР- 178 который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 13.

Таблица 13 – 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
ДР-240	60-900	240	7,9	2150	30-55	100-160	25,5	55-275
ДР-178	900-3170	178	8,1	1720	20-40	60-170	14	55-195

Спроектированные параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблице Б.1 приложения Б.

### 2.3.9 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.

Геолого-технический наряд приведен в приложении В. Схема компоновки низа бурильной колонны для бурения интервала под эксплуатационную колонну 900-3170 м приведена в приложении Г.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна, расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения и проектирование областей допустимого расхода бурового раствора приведены в таблицах Д.1–Д.4 приложения Д.

## 2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

### 2.3.7.1 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под направление

При бурении интервала под направление 0-50 м в четвертичных отложениях возможны осыпи и обвалы горных пород, прихваты, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, поглощение, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>	Название материала
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1	Каустическая сода
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	60	Глина ПБМБ
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1,1	Кальцинированная сода
Утяжелитель	Регулирование плотности	156,19	Барит
Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1,2	ФХЛС

Таблица 15 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,203
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

### **2.3.7.2 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну**

В интервале бурения под кондуктор (60-900) и эксплуатационную колонну (900-3170) так же присутствует наличие глин в разрезе, что неблагоприятно отразится на стволе скважины при длительном времени бурения. Возможны осложнения в виде сужения ствола скважины, набухания, так же на данных интервале в зоне продуктивных пластов возможны поглощения бурового раствора и ГНВП, так же осыпи и обвалы горных пород. Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора.

Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии. Анионные карбоксильные группы прикрепляются к положительным зарядам по краям частиц глин. В силу того, что полимер имеет высокий молекулярный вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы. Таким образом, на стенках ствола скважины образуется покрытие, препятствующее проникновению воды в глины. Инкапсулированный буровой растворов прекрасно подходит для бурения интервалов (техническая, эксплуатационная колонна) насыщенных глинами.

Состав полимерного раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик представлен в таблице 16.

Технологические свойства базового неутяжеленного полимерного раствора для бурения интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав ингибирующего раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м <sup>3</sup>
Кальцинированная сода	1,1
Каустическая сода	0,5
Барит	113,62 (кондуктор), 31,57 (экс. колонна)
РАС LV	5
Пеногаситель Atren-Antifoam A	1
РАС HV	1
Биолуб LVL	9
DUO-VIS Ксантановая смола	0.4
REASTAB	0,9

Таблица 17 – Технологические свойства ингибирующего раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность р-ра на бурение интервала под кондуктор, г/см <sup>3</sup>	1,183
Плотность р-ра на бурение интервала под эксплуатационной колонной, г/см <sup>3</sup>	1,123
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	15-35
ДНС, дПа	20-40
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в таблице Е.1 приложения Е.

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

Потребное количество химических реагентов представлено в таблице Е.2 приложения Е.

### 2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

Расчет гидравлической программы промывки скважин и компоновки бурильной колонны был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

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

### 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу. Исходные данные к расчету представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1010	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1040
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1900
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	760	Глубина скважины, м	3170



## Продолжение таблицы 18

Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	750	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	500
Высота цементного стакана $h_{ст}$ , м	20	Динамический уровень скважины $h_d$ , м	2114

### 2.4.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

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

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

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

На рисунках 2 и 3 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора

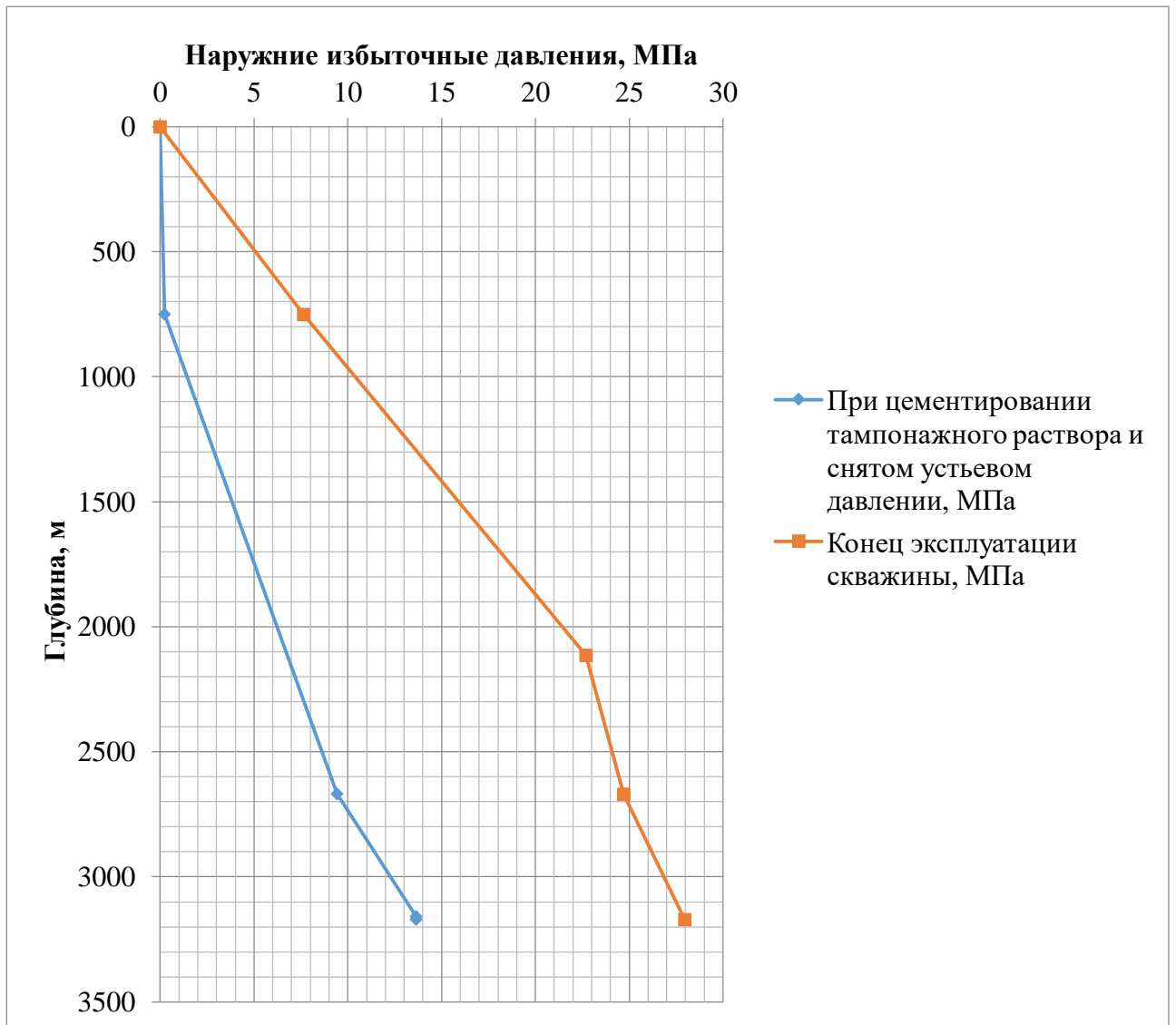


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

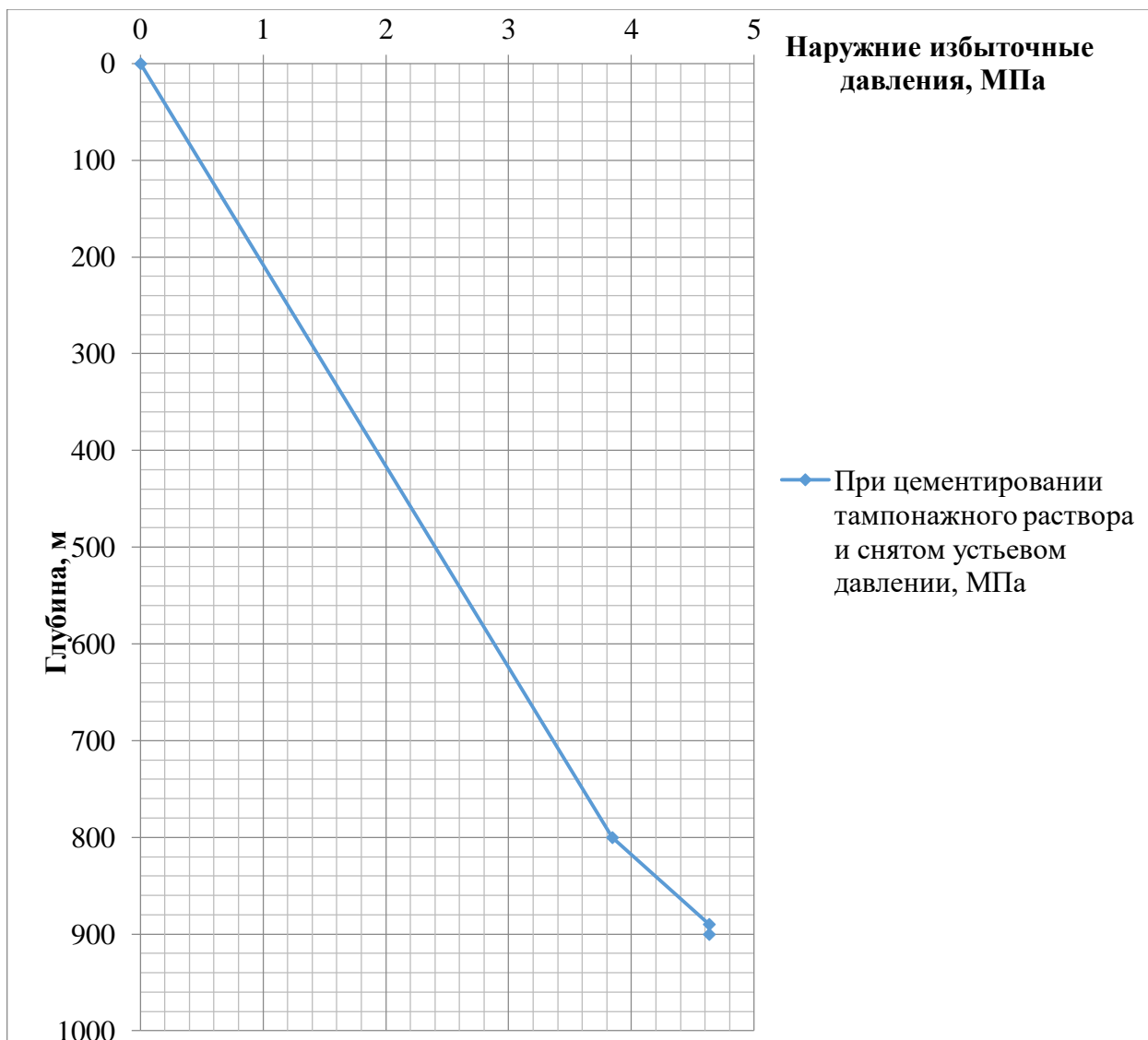


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

#### 2.4.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

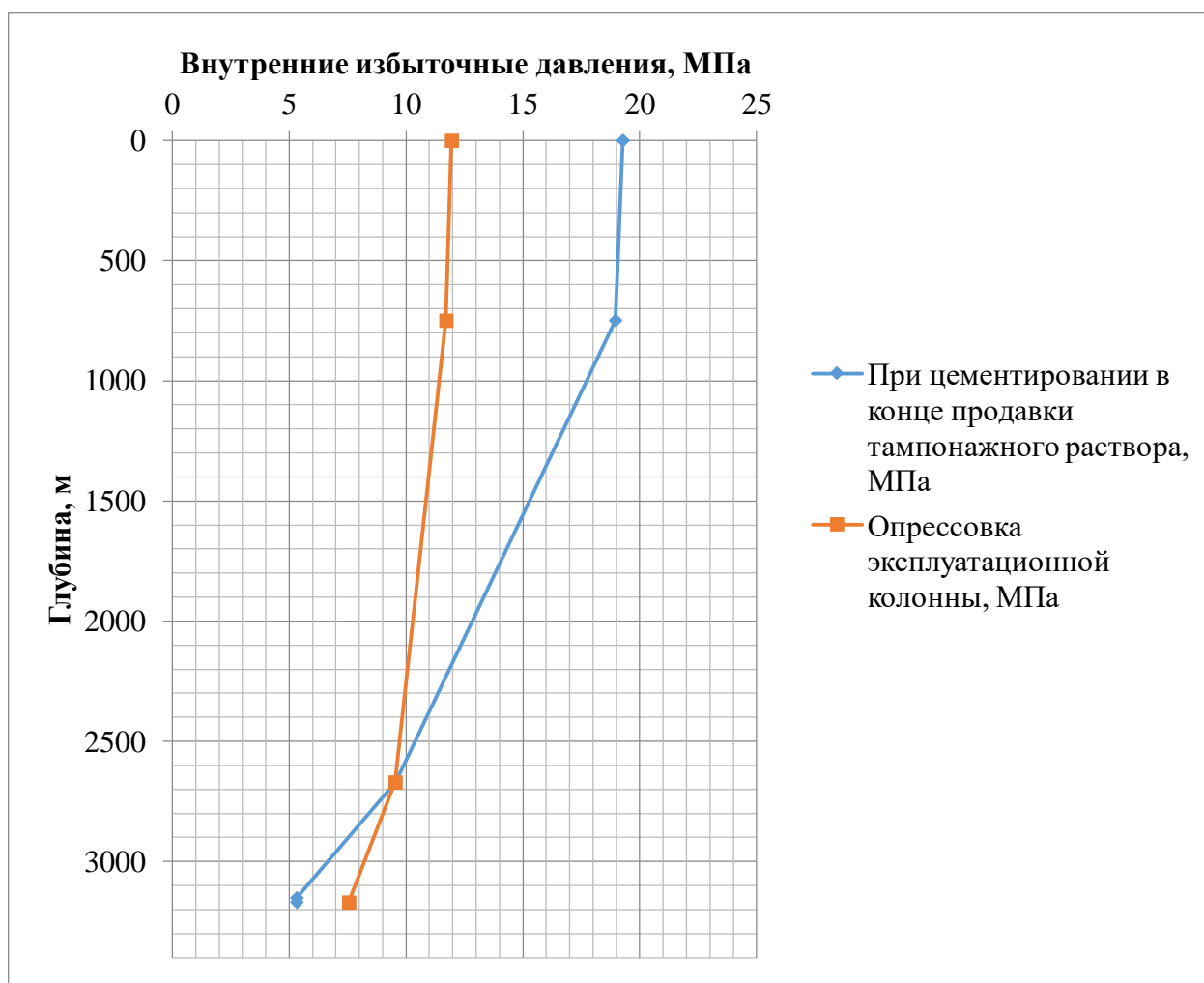
Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

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.

скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 4 и 5 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора



соответственно.

Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

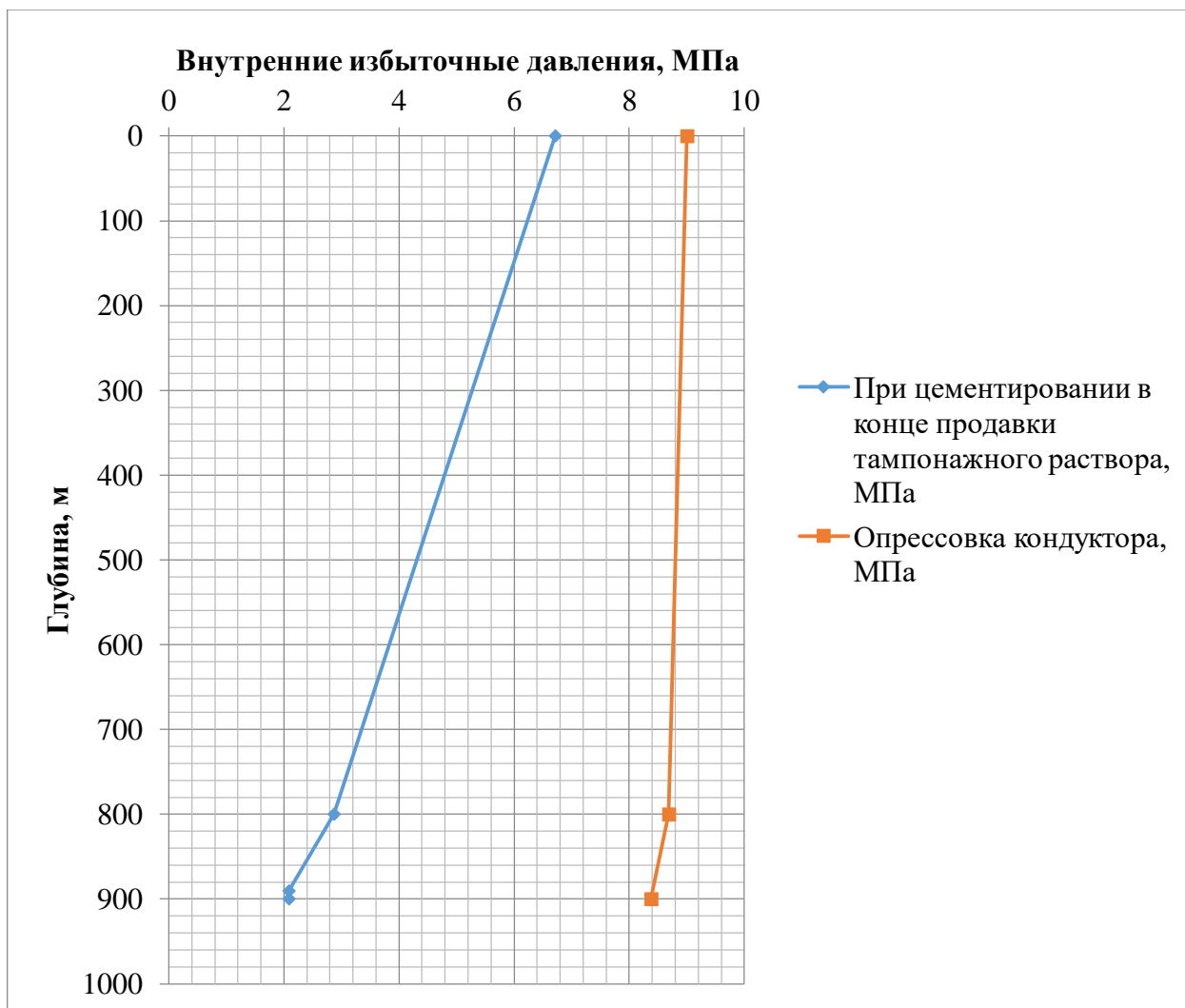


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

### 2.4.3 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.

Рассчитанные характеристики секций представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Направление</b>								
1	ОТТМ	Д	8,5	60	67,2	4032	4032	0-60
<b>Кондуктор</b>								
1	ОТТМ	Д	7,9	900	47,2	42480	42480	0-900
<b>Эксплуатационная колонна</b>								
1	ОТТМ	Д	10,6	420	41,4	17388	114738	3170-2750
2	ОТТМ	Д	8,9	2750	35,4	97350		2750-0

#### 2.4.4 Проектирование технологической оснастки обсадной колонны

К элементам технологической оснастки обсадных колонн относятся все устройства, включаемые в состав обсадной колонны или монтируемые на ее внутренней или наружной поверхности являющиеся неотъемлемой частью сформированной крепи скважины или выполняющие технологические функции для успешного спуска и цементирования обсадной колонны.

В состав технологической оснастки входят:

- башмак обсадной колонны;
- обратные клапаны;
- пробки продавочные;
- центраторы;
- турбулизаторы.

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 3.1 приложение 3.

## 2.5 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

### 2.5.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 9:

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

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

$$P_{гс\ кп} = 45,22 \text{ МПа};$$

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

$$P_{гд\ кп} = 4,12 \text{ МПа};$$

$P_{гп}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Согласно геологическим данным  $P_{гп} = 56,4 \text{ МПа}$ .

Производим сравнения давлений  $49,34 \text{ МПа} \leq 53,6 \text{ МПа}$ .

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

### 2.5.2 Расчет объемов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

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

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 20

Таблица 20 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	9,83	2,46	1040	2,3	МБП-СМ	172,2
		7,37		7,27	МБП-МВ	110,6
Продавочная жидкость	57,36		1020	-	Тех.вода	-

Продолжение таблицы - 20

Облегченный тампонажный раствор	48,08	1500	42,9	ПЦТ-III-Об(4-6)- 100	34550
				НТФ	19,7
Нормальной плотности тампонажный раствор	10,39	1900	7,12	ПЦТ-II-100	13740
				НТФ	4,3

### 2.5.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320,

В качестве цементосмесительной машины – УС6-30,

В качестве осреднительной установки – УСО-20

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{сyx} / G_б \quad (2)$$

- Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности

$$m_2 = 13,74 / 13 = 1,05$$

необходима 2 машина УС6-30

- Для приготовления, облегченного тампонажного раствора

$$m_2 = 34,55 / 10 = 3,45$$

необходимо 4 машины УС6-30

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке б.



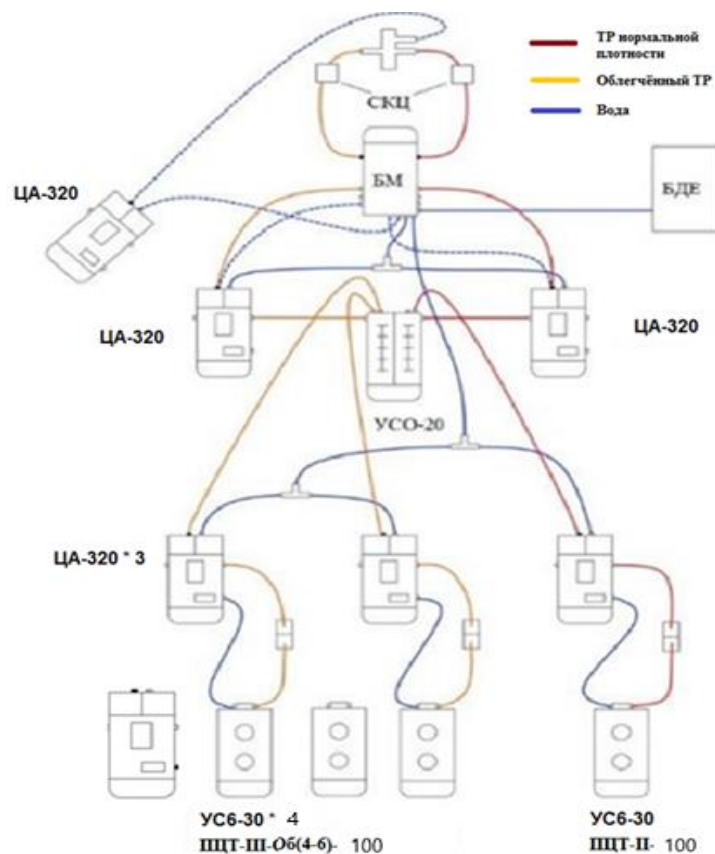


Рисунок 6 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

## 2.6 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

### 2.6.1 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 21 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 21 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
1.Первый пласт 15 м. 2.Второй пласт 30 м.	Кабель	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

### 2.6.2 Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 3.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (3)$$

Где  $\rho_{ж.г.}$  - плотность жидкости глушения

$k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым;

$g$ - ускорение свободного падения;

$h$  – глубина испытываемого пласта.

Для первого нефтяного пласта:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + 0,05) * 32028000}{9,8 * 3140} = 1092,86 \text{ кг/м}^3$$

Для второго нефтяного пласта:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + 0,05) * 28713000}{9,8 * 2815} = 1092,86 \text{ кг/м}^3$$

Тебуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2, по формуле 4.

$$V_{ж.г.} = 2 V_{внЭК}. \quad (4)$$

$$V_{ж.г.} = 2 \left( \frac{3,14}{4} * 0,15^2 * 3170 \right) = 2 * (55,99) = 111,98 \text{ м}^3$$

Где  $V_{внХВ}$  – внутренний объем хвостовика,  $\text{м}^3$ ,

$V_{внЭК}$  – внутренний объем ЭК,  $\text{м}^3$ ,

## 2.7 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спускоподъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (5)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (6)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (7)$$

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

$Q_{бк}$  – 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:

$$Q_{\text{пр}} = k \cdot Q_{\text{мах}}, \quad (8)$$

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

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

Для расчета примем буровую установку Уралмаш 3Д-86

Расчет данных для буровой установки производился с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат установки представлены в таблице 22.

Таблица 22 - Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбор буровой установки			
БУ - 3Д-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{\text{бк}}$ )	105,86	$[G_{\text{кр}}] \times 0,6 \geq Q_{\text{бк}}$	192 > 105,49
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{\text{об}}$ )	114,74	$[G_{\text{кр}}] \times 0,9 > Q_{\text{об}}$	288 > 114,74
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{\text{пр}}$ )	137,6	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{пр}} > 1$	320/137,1 = 2,33 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{\text{кр}}$ )	320		

### **3 Современные тенденции в совершенствовании буровых установок**

По мере уменьшения легкодоступных нефтяных месторождений по всему миру, буровые компании сталкиваются с более сложными задачами. Это приводит к усилению нагрузки на буровые установки и повышенному износу механизмов. В связи с этим, требуется разработка новых инженерных решений для улучшения производительности бурового оборудования.

Российские нефтесервисные компании вносят свой вклад в развитие буровых технологий, однако, следует задаться вопросом о соответствии их парка оборудования новым требованиям времени. Иностраные издания акцентируют внимание на использовании более мощных, мобильных и автоматизированных буровых установок. Это связано с ростом глубин новых месторождений и освоением более глубоких горизонтов на старых нефтяных и газовых месторождениях.

#### **3.1 Причины развития буровых установок.**

Стоит упомянуть, что большая часть парка буровых установок, на российском рынке, устарела, и требует значительной модернизации. В результате исследования специалистов из «Газпром нефти», в 2016 году, было выявлено, что 45 % буровых установок, находится в работе более 20 лет, и это, учитывая тот факт, что средний срок их службы составляет примерно 25 лет.

Спустя пять лет, в 2021 году, ситуация в лучшую сторону не изменилась, даже, можно сказать, все получилось наоборот. Так по расчетам Минпромторга, количество действующих буровых установок в 2020 году сократилось до 1360 штук. Данный процесс, в большей степени связан с тем, что устаревшее и непригодное оборудование выводится из штата, гораздо быстрее, чем его пополнение и модернизация. На рисунке 7 показана численность буровых установок с 2011 по 2020 год.

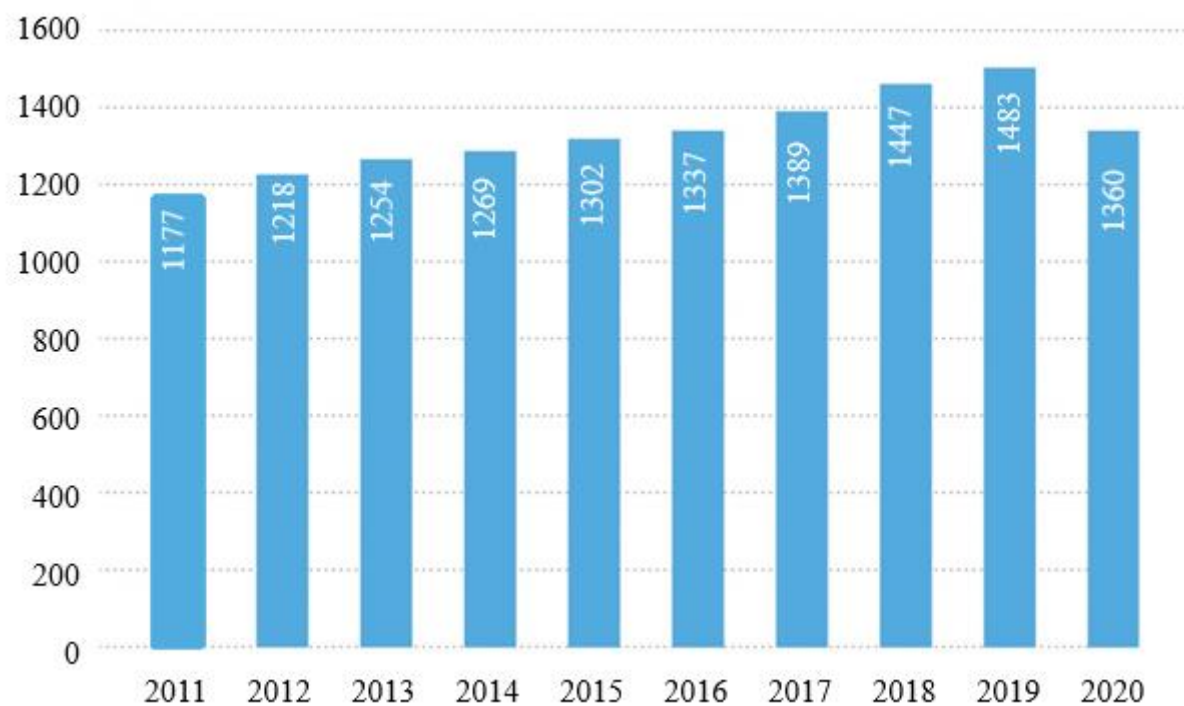


Рисунок -7 Общий парк буровых установок в РФ в 2011-2020 гг., ед

Движение в сторону увеличения мощности строительства нефтегазовых месторождений связано с несколькими факторами. Прежде всего, происходит развитие технологий, которые позволяют осваивать более глубокие горизонты старых скважин и добывать нефть и газ с более далеких расстояний. На рисунке 8 показана тенденция изменения структуры запасов в Российской Федерации.

Кроме того, все шире применяются методы горизонтального бурения, которые позволяют увеличить контакт скважин с газовыми коллекторами в несколько раз. В процессе гидроразрыва стенок газовых нефтяных коллекторов на поверхность поступает освобождающийся флюид, что позволяет увеличивать добычу. В России наблюдается изменение структуры запасов в сторону увеличения мощности, что обусловлено вышеупомянутыми факторами.

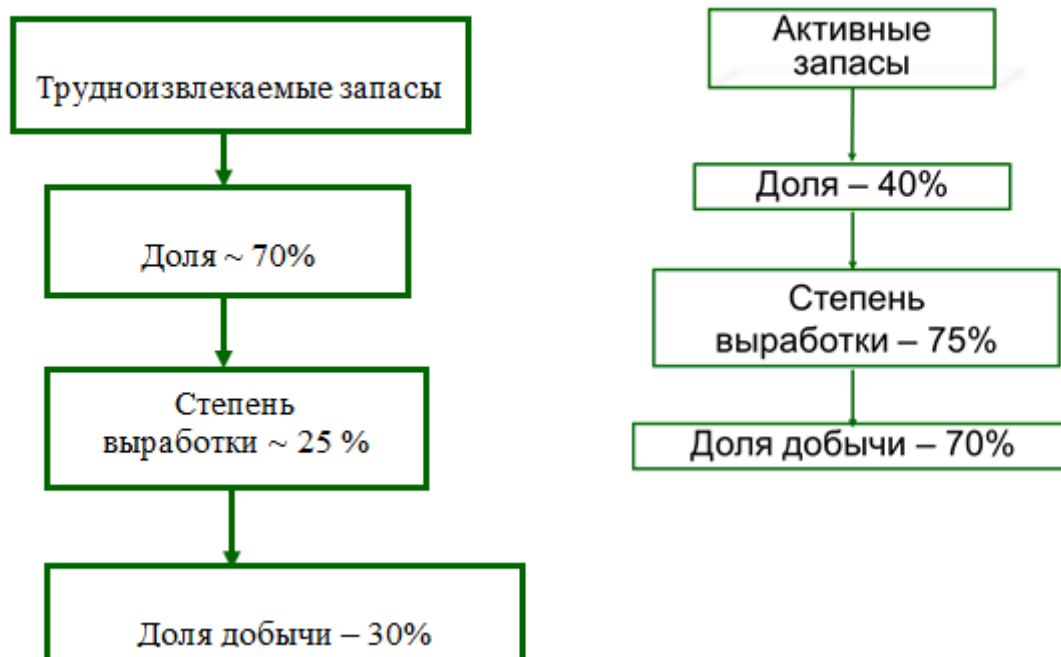


Рисунок 8- Тенденция изменения структуры запасов в Российской Федерации

Вследствие, роста горизонтального участка скважины, непосредственно увеличивается и длина скважины по стволу, что в свою очередь, приводит к использованию более сложной компоновки низа бурильной колонны, более сложному процессу строительства скважины, удлинению бурильной колонны.

Все это, указывает на, то что необходимы более современные буровые установки, с большей грузоподъемностью и степенью автоматизации.

Тенденции развития буровых установок не заканчиваются на названных направлениях, а имеют множество разветвлений. Имеется множество движущих факторов, способствующих развитию буровой техники.

Значительное влияние на развитие бурового оборудования, без всякого сомнения, оказывает усложнение производственных процессов. На данный момент, можно выделить ключевые технологии, повлиявшие на усовершенствование установок:

- Горизонтальные скважины, имеющие большой отход по горизонтали.
- Широкое распространение кустового бурения.
- Зарезка боковых стволов.
- Бурение наклонно-направленных скважин.
- Многозабойное бурение.
- Бурение с управляемым давлением (на депрессии или репрессии).
- Бурение на обсадных трубах.
- Заканчивание, горизонтального участка скважины, с применением многостадийного гидроразрыва пласта.

Далее рассмотрим современные тенденции в совершенствовании буровых установок.

## **3.2 Основные тенденции в развитии буровых установок**

### **3.2.1 Автоматизация буровых установок**

Автоматизация играет значительную роль в бурении, которое является опасной и небезопасной работой. Оборудование, используемое в процессе бурения, должно быть безопасным и надежным, чтобы защитить жизни и здоровье работников, а также предотвратить утечки пластового флюида и другие опасные последствия.



Фирма "Drillmec" - пример производителя бурового оборудования, который смог объединить высокую безопасность и производительность. В 1995 году на основе гидропривода в Италии были созданы первые автоматизированные буровые установки серии НН, которые начали поставляться в нефтегазовые компании за пределы Италии в начале 2000-х годов. Представлена на рисунке 9.

Сочетание высокой безопасности и производительности в бурении является сложным заданием, которое решается благодаря автоматизации. Такие решения позволяют сократить риски для жизни и здоровья работников, предотвратить возможные утечки и минимизировать другие опасные последствия.



Рисунок 9 - Буровая установка НН-300

Данная буровая установка, отличается от других, наличием самоподъемной телескопической мачты в которой интегрирован, на которой располагается верхний силовой привод, работающий за счет мощного гидроцилиндра. Ее конструкция отличается от стандартной. На буровой серии НН отсутствует традиционная талевая система и лебедка, так же нет балкона

верхового и, соответственно, это сокращает количество персонала. В роли механизма, выполняющего спускоподъемные операции, выступает мощный гидроцилиндр.

Преимущества таких установок перед традиционными буровыми установками состоят в том, что автоматизация процессов обеспечивает:

1. Безопасное выполнение технологических процессов, особенно при подъеме и спуске обсадных и буровых колонн, монтаже-демонтаже и транспортировке оборудования. Все действия управляются и контролируются из кабины бурильщика, помощники которого отсутствуют на площадке буровой установки;

2. Работу на оптимальных режимах бурения, автоматическое регулирование и поддержание этих режимов на протяжении всего цикла работы, в зависимости от изменения условий работы.

В сравнении с традиционной установкой и буровой серии НН одного класса, можно заметить, что автоматизированная буровая занимает гораздо меньшее пространства и площадь рабочей зоны по сравнению с обычной. Это можно увидеть на рисунке 10. [5]

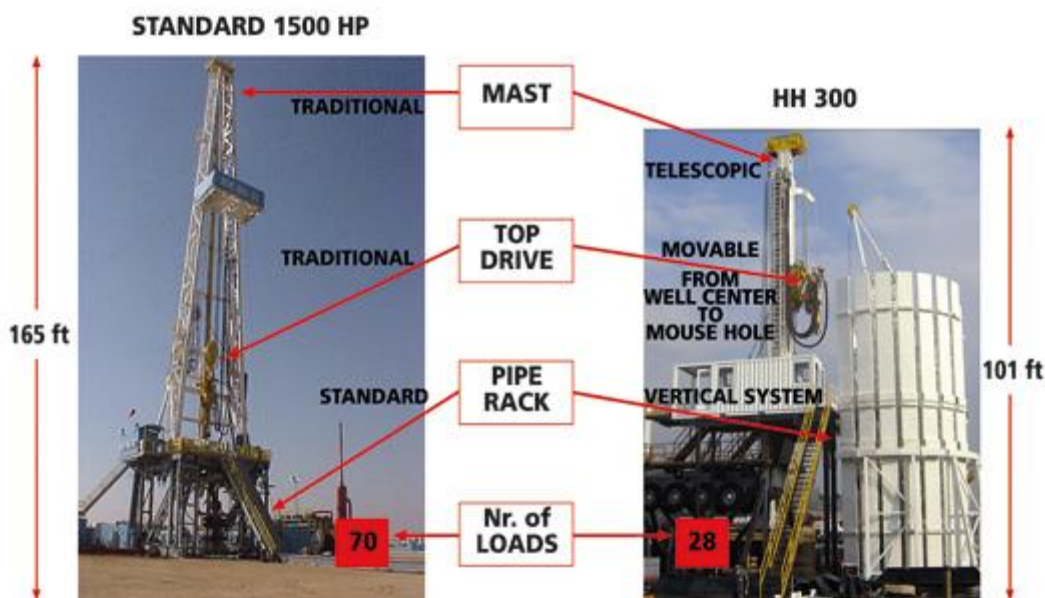


Рисунок 10 - Сравнение двух буровых установок одинаковой грузоподъемности – 350 т – традиционной и гидравлической типа НН

СПО и наращивание бурильной колонны, которые проводятся без участия работников на буровой площадке и выполняются из кабины бурильщика, осуществляются с помощью «однотрубок» длиной от 9 до 12,5 м. Буровая установка (СВП) оборудована динамометрическим ключом и может перемещать трубы горизонтально, переносить их из шурфа в центр скважины и наоборот. Установка также оснащена автоматическим трубным манипулятором для бурильных труб, который может поворачиваться и перемещаться для захвата труб из магазинов и последующего помещения их в шурф для наращивания или подачи на стол ротора.

Для свинчивания и развинчивания бурильной колонны СВП используется гидравлический силовой трубный ключ, который находится за закрепленной частью основания мачты. Этот механизм регулируется по высоте, может перемещаться к центру скважины и обратно, а также вращаться для свинчивания и развинчивания труб.

Оба описанных механизма работают автоматически по программе, заданной ПЛК на пульте бурильщика. Благодаря автоматизации СПО, эти механизмы обеспечивают бесперебойность с частотой до 50 свинчиваний и развинчиваний в час, а также среднюю скорость выполнения операций до 600м/ч. Даже при использовании свечей из двух труб, эти показатели конкурентны по отношению к обычным буровым установкам, диаграмма сравнения представлена на рисунке 11.

Практика использования установок НН во всем мире показала их наибольшую эффективность при бурении скважин с большими зенитными углами и горизонтальных скважин. Например, установкой НН скважину глубиной 3000м можно пробурить за 13 суток, тогда как обычной установкой это займет 24 дня, то есть почти в 2 раза дольше.

В настоящее время существует более сотни автоматизированных буровых установок серии НН, которые успешно работают на различных нефтегазовых месторождениях по всему миру.

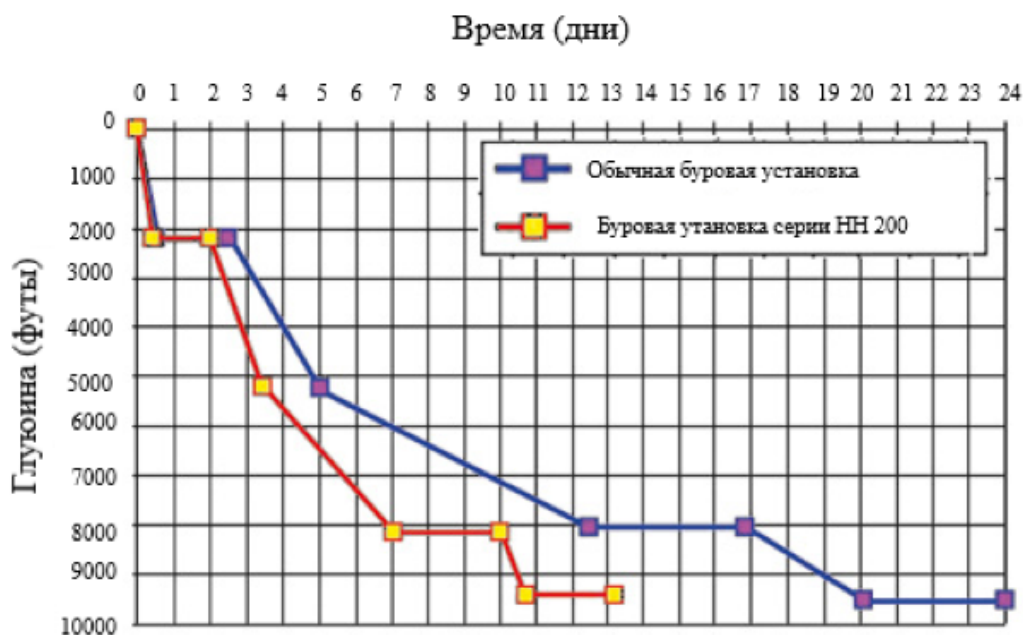


Рисунок 11 - Диаграммы сравнения средних эксплуатационных показателей бурения традиционной буровой установки и NN 200

### 3.2.2 Система управления буровыми установками

Буровая установка представляет собой сложный комплекс различных механизмов и механизмов, обеспечивающих выполнение эффективных операций при проводке скважин. Эффективность работы этого комплекса зависит от использования результатов, маневренности, четкости и надежности работы всех его элементов. Важную роль в комплексе играет система управления.

Системы управления обеспечивают:

- пуск, остановку и регулировку работы двигателей;
- включение и выключение трансмиссий, которые блокируют двигатели, приводящие буровые насоса, ротор или лебедку;
- включение и выключение буровых насосов, лебедки, ротора, механизма подачи и тормозов (гидравлического, электрического и ленточного); изменение частоты вращения барабана лебедки, насосов и

ротора; включение и выключение устройств для свинчивания и развинчивания бурильных труб;

- управление работой ключей, клиньев и других механизмов при отвинчивании и установке бурильных свечей в магазин в процессе спуска и подъема колонны;
- управление оборудованием для герметизации устья скважины при бурении и проявлениях газа;
- включение и выключение компрессора, вспомогательной лебедки или насоса, осветительной установки, устройств для очистки и приготовления бурового раствора и других вспомогательных механизмов.

При тщательном изучении действия органов управления применяются различные виды энергии, такие как: ручная сила оператора в системах механического управления, сжатый воздух, жидкость или мощность в пневматических, гидравлических и электрических источниках энергии.

В свою очередь, система управления состоит из двух типов органов - управляющих элементов главных и вспомогательных исполнительных механизмов, а также аппаратуры, которая сигнализирует оператору или регистрирует выполненные команды.

Система управления включает пять основных органов:

- устройство, воспринимающее командное воздействие (педаль, кнопка, рычаг и т.д)
- орган, который является промежуточным звеном и передает энергию (электропровод, трубопровод, тяга и т.д)
- исполнительный, воздействующий на механизм, выполняющий технологическую функцию; (муфта, кран, золотник)
- ограничивающий или фиксирующий исполнение команды (защелка, стопор концевой выключатель)

- обратная связь, информирующая оператора об исполнении команды или заданного режима работы, это может быть манометр, термометр, сигнализация, измерительный прибор.

Всего применяется три вида систем управления:

- централизованная расположенная у поста бурильщика и позволяющая ему управлять основными исполнительными механизмами: лебедкой, насосами, ротором, превенторами и др.;

- индивидуальная или местная расположенная вблизи того или иного агрегата;

- смешанная, позволяющая управлять агрегатом, как с поста бурильщика, так и непосредственно около агрегата; например, ДВС с суммирующей трансмиссией могут управляться дизелистом или бурильщиком и др.

Эффективность работы системы управления зависит не только от структуры органов управления, но также от работы бурильщика и усилий, затрачиваемых им в процессе управления. Неудобство труда, стремление к быстрому увеличению результатов приводит к быстрому утомлению труда и снижению его производительности. Усилие, необходимое для действия на манипулятор (например, рычаги, педали), обычно не превышает 3050 Н, 150 Н для тормозной рукоятки, 100–200 Н для педалей и редко применяемых рычагов. Рукоятки и педали выполняются таким образом, чтобы быть основой для использования без изменения рабочей позиции и положения бурильщика.

Оптимальное направление движения оператора должно совпадать с направлением движения. Например, при вертикальном расположении тормозного рычага, торможение происходит при его применении, вниз, как это удобно более для силы рук и веса тела. При растормаживании рычага движения в противоположном направлении. При горизонтальном расположении рычагов включение, осуществляемое при большом рабочем пространстве, выполняется поворотом рычага "к себе", а выключение - "от себя". При системе рулевого управления включение обычно происходило

поворотом руля "от себя", а выключение - "к себе". Педальное участие только в механизмах, где требуется эпизодическое включение. Включение сложилось при педали вниз, а выключение - при отпускании.

Быстродействие системы управления важное качество для таких механизмов, как подъемная система буровых лебедок, выполняющая массовые, часто повторяющиеся операции при СПО. При этом оператор должен всегда знать или видеть, что его команда выполнена точно.

Безопасность системы управления обеспечивается хорошим расположением органов управления, легкостью их обслуживания, соблюдением необходимых расстояний, хорошей освещенностью, легкостью и удобством манипулирования. Все это исключает возможность травматизма обслуживающего персонала и порчу оборудования.

### **3.2.3 Система буровой установки с самоподъемным буровым полом**

Изобретение относится к системе буровой установки, которую можно легко транспортировать, быстро монтировать и демонтировать.

Основные компоненты стандартной буровой установки включают в себя собственное подвесное основание, буровую площадку и вышку, опирающуюся на буровую площадку и поднимающуюся над ней. Буровую площадку поднимают на большую высоту над землей, чтобы создать достаточное количество места для размещения противовыбросового оборудования, необходимого для работы на буровых участках, и его использование не всегда удобно.

Для достижения высокой производительности и экономии при бурении, необходимы буровые установки, которые обладают высокой транспортабельностью, что позволяет быстро получать и демонтировать оборудование для перевозки на новых месторождениях. Соответственно, транспортабельность компонентов буровой установки и скорость их монтажа и демонтажа становятся первостепенно важными. Обычные типы

транспортабельных буровых установок, используют большое количество техники для монтажа и демонтажа крупногабаритных компонентов, таких как фундамент, буровой пол и трубный подсвечник, что связано с затратами на мобилизацию и демобилизацию буровой установки и эксплуатационные расходы

В технике существует множество видов транспортабельных буровых установок, которые имеют общий признак - "самоподнимающуюся вышку". Для установки вышки используется автокран, который опускает верхнюю секцию на нижнюю и соединяет промежуточные секции, затем открепляет верхнюю секцию и поднимает вышку до проектной высоты. Перевозка компонентов буровой установки и оборудования является необходимостью в связи с расположением буровых площадок в удаленных местах. Монтаж и демонтаж буровой установки является длительным и сложным процессом, поэтому системы буровых установок строятся с увеличенной мобильностью и производительностью, чтобы минимизировать связанные затраты. Вместе с тем, для выполнения определенных этапов, таких как установка бурового пола, требуется вспомогательное оборудование.

Первоначальный расчет затрат, связанных с арендой вспомогательного оборудования, такого как краны, рассчитывается путем определения часовой или дневной ставки. Поэтому очень важно, чтобы работы по демонтажу, транспортировке и монтажу буровой установки выполнялись как можно быстрее, чтобы снизить время, требуемое для аренды такого оборудования. Чтобы избежать значительных затрат на труд и аренду оборудования, часть этих затрат можно свести к работам по демонтажу и монтажу. Хотя существуют различные буровые установки, которые могут обеспечить быстрый демонтаж, монтаж и транспортировку, но всё равно требуется дополнительное вспомогательное оборудование, такое как краны и лебедки, которые часто арендуются и увеличивают общие затраты на демонтаж и монтаж, особенно для удаленных буровых площадок.



Один из методов сокращения времени и затрат на мобилизацию буровой установки заключается в подъеме бурового пола до проектной рабочей отметки после установки вышки. Это позволяет экономить деньги, так как вышку можно устанавливать, когда буровой пол находится ближе к уровню земли, а не в конечной точке на высоте 20 футов (610 см) и больше. Кроме того, краны и другое оборудование для манипуляции компонентами буровой установки не нуждаются в большой высоте, а рабочие имеют лучший доступ к буровому полу во время монтажа.

С целью улучшения транспортабельной буровой установки, которую можно быстро монтировать и демонтировать, с минимальной потребностью в вспомогательном оборудовании, необходимо создать новое устройство, в котором буровой пол может подниматься на нужную отметку после монтажа вышки, без использования гидравлики или вспомогательного грузоподъемного оборудования. Для этого применяются талевый блок буровой установки и буровая лебедка.

В общем, настоящим изобретением предложено устройство транспортабельной буровой установки, имеющей буровой пол, который может подниматься после монтажа вышки буровой установки, не требующее гидравлической системы или вспомогательного грузоподъемного оборудования. Талевый блок буровой установки и буровая лебедка используются для подъема бурового пола.

Устройство буровой установки включает в себя конструкцию основания буровой установки, содержащую несколько опор башенного типа, которые можно устанавливать с разносом относительно друг друга в подходящей схеме на буровой площадке. В одном варианте осуществления имеется четыре опоры основания башенного типа, расположенные по схеме квадрата или прямоугольника, но в других вариантах осуществления можно использовать больше четырех опор башенного типа и всего три и, возможно, в отличающихся (т.е. не прямоугольных) схемах. В общем, горизонтальная рама основания устанавливается между нижними частями опор башенного типа,

таким образом, связывая опоры башенного типа вместе для образования жесткой и устойчивой конструкции основания буровой установки. Опоры башенного типа можно оборудовать механизмами регулирования высоты (например, гидравлическими домкратами) для осуществления выравнивания конструкции основания на неровной поверхности грунта. Также, опоры башенного типа можно, если необходимо, оборудовать механизмами "передвижения", с помощью которых можно регулировать боковое положение опор перед установкой горизонтальной рамы основания. Механизмы передвижения можно соединять для совместной работы для обеспечения бокового перемещения всей конструкции основания буровой установки.

Буровой пол стыкуется с опорами башенного типа с помощью подходящего направляющего средства, так что буровой пол можно равномерно поднимать относительно опор башенного типа, при этом опоры башенного типа, обеспечивают поперечную устойчивость бурового пола на всех этапах подъема пола. После подъема бурового пола на требуемую отметку его крепят к опорам башенного типа любым подходящим средством, таким как, но без ограничения этим, гидравлические фиксаторы.

В предпочтительном варианте осуществления буровой пол поднимают с использованием только талевого блока буровой установки и буровой лебедки. Для обеспечения данного режима работы блоки шкивов установлены в буровом полу, под ним и смежно с каждой опорой башенного типа. Каждая опора башенного типа имеет трос подъема пола, скрепленный с верхней частью опоры башенного типа и запасованный в соответствующий блок шкивов, связанный с буровым полом, так что свободные (т.е. не закрепленные) концы троса подъема пола выводят к центральной зоне бурового пола. После монтажа вышки буровой установки с использованием талевого блока и буровой лебедки свободные концы всех тросов подъема пола можно зацепить за крюк талевого блока. Буровую лебедку можно затем привести в действие для подъема бурового пола в одной непрерывной операции.

Данная разработка находится в стадии патента, и пока не получила широкого распространения, но при этом имеет большой потенциал.

На рисунке 12-14 поступательно показаны этапы сборки одного варианта осуществления транспортабельной буровой установки согласно настоящему изобретению. На рисунке 12, 13 показана доставка и установка нескольких опор 10 башенного типа на буровой площадке. Предпочтительно (но не обязательно) опоры 10 башенного типа должны снабжаться средством 12 выставления для регулировки их высоты, поперечного положения и вертикального выставления. Специалисты в данной области техники должны знать, что такое средство можно оборудовать по-разному с использованием известных методик, и такое средство не составляет компонентов самых широких вариантов осуществления буровых установок данного изобретения.

[4]

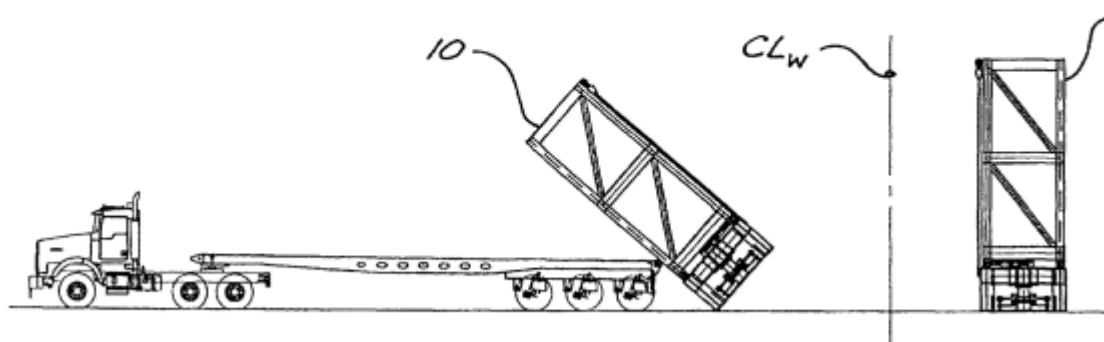


Рисунок 12 - разгрузка опор основания башенного типа с автотранспорта и установка опор башенного типа на буровой площадке

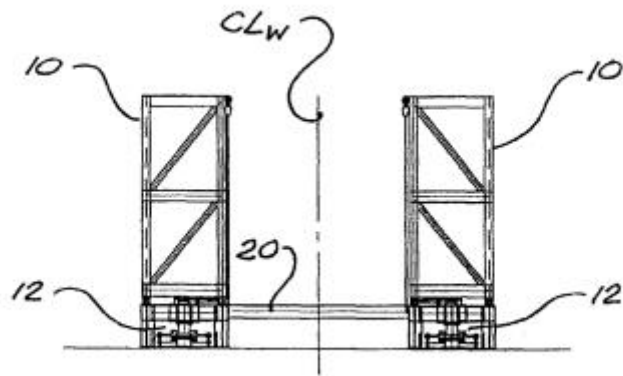


Рисунок 13 - горизонтальная рама основания, соединяющая между собой опоры башенного типа буровой установки

Как показано на рисунке 14, буровой пол 3 монтируется на раме 2 основания с временным опиранием на нее, после этого конструкцию вышки 1 буровой установки можно монтировать на буровом полу 3. Детали конструкции вышки буровой установки и способы ее монтажа не являются релевантными для задачи, решаемой изобретением. Для иллюстрации, вместе с тем, вышка 1 буровой установки показана как самоподнимающаяся вышка.

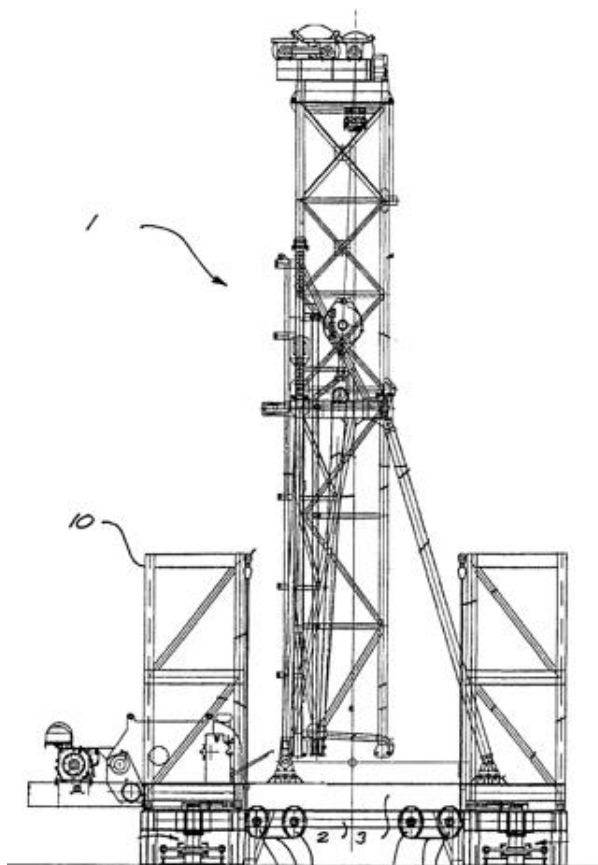


Рисунок 14 -вид сбоку варианта осуществления системы буровой установки, где буровой пол установлен на горизонтальной раме основания

### **3.3 Выводы о тенденции развития буровых установок**

Подводя итог, следует отметить, что процесс развития бурового оборудования продолжается, при этом наблюдается акцент на «смартизацию» производственных процессов. В связи с этим эффективность оборудования становится более высокой. Также, постепенное обнаружение залежей с трудноизвлекаемыми потребностями сложных современных технологий в оборудовании для их успешного освоения.

С другой стороны, обнаружение месторождений с труднодоступными ресурсами стимулирует развитие технологий и машиностроения в разработке высокотехнологичных технических решений для эффективного освоения данных месторождений.

Еще одним, не маловажным, фактором является сокращение затрат времени на монтаж и демонтаж, и связано это со стремлением подрядчиков к снижению затрат на всех этапах эксплуатации буровой установки. На решение этого вопроса, также будут направлены значительные усилия инженеров и конструкторов.

Для поддержания необходимой конкурентоспособности машиностроительным и сервисным компаниям необходимо очень внимательно следить за процессом технико-технологического развития отрасли, чтобы всегда быть в готовности предложить своим клиентам наиболее совершенный и востребованный продукт.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8В	Франк Алексей Павлович

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения</i>
Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм и внутренним правилам организации</i>
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Согласно действующему законодательству РФ</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>1. Финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение</i>
<i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>2. Расчет затрат времени и труда по видам работ</i>
<i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>3. Нормативная карта строительства скважины</i>
<i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>4. общий расчет сметной стоимости</i>
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</b>	
<i>Отсутствует</i>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	11.02.2023
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Т.Г	к. э. н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б8В	Франк Алексей Павлович		

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО "Сургутнефтегаз"**

Одна из крупнейших частных вертикально интегрированных нефтяных компаний России, объединяющая научно проектные, геологоразведочные, буровые, добывающие подразделения, нефтегазоперерабатывающие и сбытовые предприятия. Для Компании характерны масштабная география присутствия, передовые позиции в различных сегментах отрасли, инновационный характер производственной деятельности, высококвалифицированный коллектив, прочная репутация социально ответственного предприятия

Основные направления деятельности - ОАО «Сургутнефтегаз»:

- разведка и добыча углеводородов: поиск, разведка, эксплуатация

месторождений нефти и газа;

- производство, оптовая и розничная продажа широкой номенклатуры нефтепродуктов, сопутствующих товаров и услуг;

- выработка продуктов нефтехимии: переработка углеводородного сырья в материалы для различных видов химических продуктов;

- переработка газа и производство электроэнергии: переработка попутного нефтяного газа, продажа товарного газа и жидких углеводородов, строительство и эксплуатация газотурбинных электростанций, работающих на попутном газе.

Организационная структура управления предприятием:

- общее собрание акционеров;
- совет директоров (наблюдательный совет);



- единоличный исполнительный орган (генеральный директор, правление);
- коллегиальный исполнительный орган (исполнительная дирекция, исполнительный директор);
- ликвидационная комиссия;
- ревизионная комиссия (орган внутреннего контроля за финансово хозяйственной и правовой деятельностью общества);
- счетная комиссия (постоянно действующий орган общего собрания).

Высшим органом управления общества является общее собрание акционеров. Общее руководство деятельностью Общества осуществляет Совет директоров, который вправе принимать решения по любым вопросам деятельности Общества, кроме тех, которые отнесены в соответствии с Уставом Общества к компетенции общего собрания акционеров. Члены Совета директоров Общества избираются годовым собранием акционеров, в порядке, предусмотренном Уставом Общества, сроком до следующего годового общего собрания акционеров. Лица, избранные в состав Совета директоров, могут переизбираться неограниченное число раз.

Генеральный директор является единоличным исполнительным органом Общества и руководит текущей деятельностью Общества в порядке и в пределах компетенции, определенной Уставом Общества, а также в соответствии с решениями Совета директоров и общего собрания акционеров. Генеральный директор Общества назначается Советом директоров Общества на срок 5 лет.

По истечении срока полномочий Генерального директора он может быть назначен Советом директоров на тот же срок неограниченное число раз. Генеральный директор подотчетен Совету директоров и общему собранию акционеров Общества. Полномочия органов управления Общества определены уставом.

## 4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

В экономической части дипломного проекта обосновывается проектная продолжительность строительства скважины, определяется ее сметная стоимость.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Исходные данные для расчета

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Проектная глубина, м:	
- по вертикали	3170
Способ бурения:	
0 – 60	Роторный
60-900	ВЗД
900-3170	ВЗД (отбор керна ротор)
Цель бурения	Разведочная
Конструкция скважины:	
- направление; - кондуктор; - эксплуатационная.	Ø 323,9 мм на глубину 60 м Ø 244,5 мм на глубину 900 м Ø 168,3 мм на глубину 3170м
Буровая установка	БУ-3Д-86
Оснастка талевого системы в интервале 0-3170 м	5x6
Насосы:	
- тип; - количество, шт.	УНБТ-1180 2
производительность, л/с:	
- в интервале 0-60 м (л);	70.85
- в интервале 60-900 м (л).	45.5
- в интервале 900-3170 м (л)	27.14
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 0-60 м	Ø 203 мм – 36 м
- в интервале 60-900 м	Ø 178 мм – 72 м
- в интервале 900-3170 м	Ø 178 мм – 32 м

Продолжение таблицы 23

Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 60-900 м	ДР-240
- в интервале 900-3170 м	ДР -178
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
- ТБПК	127 – 3106 м
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-60 м	Ш 393,7 МС ГВ
- в интервале 60-900 м	"Волгабурмаш" 295,3 FD 257 М А-27
- в интервале 900-3170 м	БИТ 215,9 ВТ 613 УВМ 0.2

На основании приведённых данных производится расчет нормативного времени на выполнение работ в процессе бурения скважины.

#### 4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Для выполнения расчета необходимы сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на предприятии нормы времени на механическое бурение 1 м породы и нормы проходки на долото по данной площади.

Расчет нормативного времени на механическое бурение  $N$ , ч, проводится путем перемножения количества метров в каждом интервале на норму времени бурения 1 м

$$N = T * H, \quad (9)$$

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

$H$  - количество метров в интервале, м.

При бурении под направление

$$N = 10 * 0,22 = 2,2 \text{ ч.}$$

Расчеты для кондуктора и эксплуатационной колонны выполняются аналогично и заносятся в таблицу 25

Нормативное количество долот  $n$ , шт, рассчитывается по формуле:

$$n = H / П, \quad (10)$$

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

При бурении под направление

$$n = 60 / 100 = 0,6.$$

Таблица 24 – Нормативное количество долот

Интервалы	n
Направление	0,6
Кондуктор	0,94
Эксплуатационная	0,95

Таблица 25 – Нормы механического бурения

Наименование работ	№ пачки	Интервал по стволу		Объем работы	Типоразмер долота	Норма проход., м	Время мех.бур.	
		от	до				1 м	Всего
Бурение ротором	1	0	60	60	Ш 393,7 МС ГВ	100	0,025	1,5
Бурение ротором								
Итого по колонне 324мм				60				1,5
Сборка УБТС и бур.труб	2,	60	900	840	Волгабур маш" 295,3 FD 257 М А- 27	900	0,03	25,2
Бурение ВЗД	3,							
Геофизические работы	4,							
Итого по колонне 245 мм				890				25,2
Бурение ВЗД	5	900	3170	2270	БИТ 215,9 ВТ 613 УВМ 0.2	2400	0,039	88,608
Геофизические работы	6		3110					
<b>Итого по колонне 168мм</b>				2270				88,608
<b>Всего по скважине</b>				3170				115,308

#### 4.2.2 Расчет нормативного времени на спуско-подъемные операции

Нормы времени на СПО включают время на следующие работы:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск их в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой при спуске;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны машинными ключами.

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

Расчет производится по формуле:

$$H_{СПО} = П * n_{сно}, \quad (11)$$

где  $n_{сно}$  - нормативное время СПО в расчете на 1 метр.

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормативное время на СПО

Наименование работ	Интервал по стволу		Объем раб.	Норма прох., м	Норма Времени На СПО	Итого, час
	от	до				
Бурение ротором Крепление	0 0	60 60	60	100	0,0122	0,732
<b>Итого по колонне 324 мм</b>			60			0,732
Бурение ВЗД Крепление	60 0	900 900	840	900 900	0,0116	10,44
<b>Итого по колонне 245 мм</b>			840			10,44
Бурение ВЗД Крепление	900 0	3170 3170	2270	2400 2400	0,0275	87,175
<b>Итого по колонне 168 мм</b>			1504			87,175
<b>Всего по скважине</b>			2804,0			98,347

#### 4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- Нормативное время составит:
- направление:  $4 \cdot 1 = 4$  мин;
- кондуктор:  $31 \cdot 1 = 31$  мин;
- эксплуатационная колонна:  $111 \cdot 1 = 111$  мин

#### 4.3 Расчет нормативного времени на работы, связанные с креплением скважин

##### 4.3.1 Расчет нормативного времени на крепление скважины

При определении нормативного времени на крепление скважины используется сборник местных норм. 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.

В проекте предусмотрен спуск направления  $\varnothing$  324 мм до 60 м, кондуктора  $\varnothing$ 245 мм до 900 м, эксплуатационной колонны  $\varnothing$  168 мм до 3175 м.

Таблица 27 – Продолжительность крепления скважины

Номер обсадной колонны	Наименование колонны	Интервал бурения по стволу, м		Продолжительность крепления, сут.
		От (верх)	До (низ)	
1	2	3	4	5
1	Направление	0	60	0,2
2	Кондуктор	60	900	0,9
3	Эксплуатационная	900	3170	1,7
	Итого:			4,5

Таблица 28 – Время ожидания затвердевания цемента

Наименование колонны	Номер ступени	Время ОЗЦ
Направление	1	8
Кондуктор	2	36
Эксплуатационная	3	48

### 4.3.2 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора, технической колонны. Нормативное время, необходимое для разбуривания ее, складывается из времени выполнения следующих видов работ:

1) Наворот долота.

Норма времени на данную работу определяется по сборнику ЕНВ и составляет 7 мин;

2) Спуск бурильных свечей.

Расчет нормативного времени на выполнение данной работы выполняется в следующей последовательности:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (12)$$

где  $L_k$  - глубина спуска кондуктора, м;

$L_n$  - длина цементной пробки, м;

$$L_c = 900 - 10 = 890 \text{ м.}$$

б) рассчитывается длина неизменной части бурильного инструмента ( $L_n$ ). Она складывается из длин следующих инструментов: спаренного квадрата – 14 м, переводника с долотом – 0,87 м; ВЗД – 8,1 м.

$$L_n = 14 + 0,87 + 8,1 = 22,97 \text{ м.}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (13)$$

$$L_T = 890 - 22,97 = 867,03 \text{ м.}$$

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

$$N = L_T / L_c, \quad (14)$$



где  $l_c = 36$  м - длина свечи.

$$N = 867,03/36 = 24,08 \approx 25 \text{ (свечей)}$$

Из общего числа свечей по данным ГТН две свеча УБТ.

д) по сборнику УНВ находится норма времени на спуск 1 свечи (для оснастки талевой системы 5 х 6) – 2 мин., на вывод из-за пальца и спуск в скважину одной свечи УБТ – 5 мин.

е) определяется нормативное время на спуск бурильных свечей для кондуктора:

$$2 * 25 = 50 \text{ мин} = 0,83 \text{ ч}; 5 * 2 = 10 \text{ мин} = 0,16 \text{ ч};$$

$$\text{Итого} - 60 \text{ мин} = 1 \text{ ч.}$$

$$7 + 42,56 + 36,5 + 42 = 128,06 \text{ мин} = 2,14 \text{ ч.}$$

Для направления.:

$$L_c = 60 - 10 = 50 \text{ м};$$

$$L_n = 14 + 0,87 = 14,87 \text{ м};$$

$$L_T = 50 - 14,87 = 35,13 \text{ м};$$

$$N = 35,13/36 = 0,98 \approx 1 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 1 \cdot 2 + 5 = 7 \text{ мин. (0,12 ч)}$$

Для Эксплуатационной колонны:

$$L_c = 3170 - 10 = 3160 \text{ м};$$

$$L_n = 14 + 0,87 + 8,7 = 22,97 \text{ м};$$

$$L_T = 3176 - 22,97 = 3153,03 \text{ м};$$

$$N = 3153,03/36 = 87,61 \approx 88 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 88 \cdot 2 + 10 = 186 \text{ мин. (3,1 ч)}$$

3) Подготовительно-заключительные работы перед и после спуска в скважину инструмента.

Затраты нормируем по сборнику УНВ, составляют 25 мин = 0,61 ч.

4) Непосредственное разбуривание цементной пробки (длиной 10 м) и упорного кольца.

Норму времени на разбуривание определяем по сборнику УНВ, составляет 42 мин. Общее время на разбуривание цементной пробки для кондуктора составляет

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

$$\Sigma=7 + 60 + 186 + 4 \cdot (7 + 25 + 42) = 547 \text{ мин} = 9,15 \text{ ч.}$$

#### **4.3.3 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 25ч.

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

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

#### **4.3.5 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 345,95 часов или 14,4 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:  $345,95 \times 0,066 = 22,83$  ч

#### **4.3.6 Общее нормативное время проводки скважины составляет**

$$\Sigma = 345,95 + 22,83 + 25 = 393,78 = 16,4 \text{ суток.}$$

#### **4.3.7 Линейный календарный график выполнения работ**

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 29.

Таблица 29– Количество работников вахт и обслуживающего персонала




Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 8.

Таблица 30 - Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ												
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1			2			3			4	
Вышко-монтажные работы												
Буровые работы												
Освоение												

Условные обозначения к таблице 7:

-  Вышко-монтажная бригада (первичный монтаж);
-  Буровая бригада (бурение);
-  Бригада испытания.

#### 4.4 Сметная стоимость строительства скважины

##### 4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (15)$$

где  $T_n$  - проектная продолжительность строительства скважины, ч;  
 $k$  - поправочный коэффициент.

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины представлена в таблице 31.

Таблица 31 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
Бурение:			
Направление	1,6	1,5	0,06
Кондуктор	23,5	25,2	1,05
Эксплуатационная колонна	84,2	88,6	3,7

Продолжение таблицы 31

Крепление:			
Направление	4,2	4,8	0,2
Кондуктор	18,50	21,6	0,9
Эксплуатационная колонна	35,80	40,8	1,7
Итого	167,8	182,5	7,8

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении И.

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

#### 4.4.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч:

$$V_M = H/T_M, \quad (16)$$

Где  $H$  - глубина скважины, м;

$T_M$  - время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч:

$$V_p = H/(T_M + T_{\text{сно}}), \quad (17)$$

Где  $T_{\text{сно}}$  - время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч:

$$V_K = (H * 720)/T_H, \quad (18)$$

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

г) проходка на долото  $h_d$ , м:

$$h_d = H/n, \quad (19)$$

Где  $n$  - количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{c1m} = (C_{cm} - П_n)/H, \quad (20)$$

Где  $C_{cm}$  – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$  – плановые накопления, руб.

Расчет нормативных технико-экономических показателей бурения скважины представлен в таблице 10.

Таблица 32 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3170
Продолжительность бурения, сут.	7,8
Механическая скорость, м/ч	16,0
Рейсовая скорость, м/ч	12,0
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	6921
Проходка на долото, м	1598
Стоимость одного метра	84205,24

Анализ технико-экономических показателей строительства проектируемой скважины на месторождении показывает, что наблюдается снижение продолжительности бурения и крепления скважины. Увеличение коммерческой, механической и рейсовой скоростей, а также проходки на одно долото, позволило снизить себестоимость одного метра проходки на 5 %. Добавочную экономию получили за счет изменения гаммы долот и уменьшения их количества. Итоговая сметная стоимость снижена на 5,1 %.

Снижение металлоемкости достигнуто за счет применения более прочных обсадных труб, с меньшей толщиной стенки скважины.

Технико-экономические показатели проектируемой скважины улучшены по сравнению с типовыми, что связано с изменением рецептур буровых и тампонажных растворов, использованием прогрессивных компоновок низа бурильных колонн, новой гаммы долот. За счет этого удалось снизить стоимость скважины относительно проектной.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8В	Франк Алексей Павлович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3170 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования Нефтяное месторождение в Тюменской области</i>  <i>Область применения строительство разведочной нефтяной скважины</i>  <i>Рабочая зона: Буровая установка, полевые условия.</i>  <i>Размеры помещения (климатическая зона) 200x50</i></p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны</i>  <i>Буровые насосы, система очистки, блок приготовления раствора, вышечно-лебедочный блок</i>  <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: бурение, бурение, промывка ствола скважины, спуск-подъемные операции, цементирование.</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации</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>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы.</li> <li>– ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</li> <li>– ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</li> <li>-</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации):</b></p>	<p><i>Вредные производственные факторы:</i>  – <i>Отсутствие или недостаток необходимого освещения.</i></p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– 2.1 Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</li> </ul>	<p>– Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.</p> <p>– Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>– Повышенный уровень шума и вибрации.</p> <p>– Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.</p> <p><i>Опасные производственные факторы:</i></p> <p>– Производственные факторы, связанные с электрическим током.</p> <p>– Производственные факторы, связанные с пожароопасностью</p> <p>– Производственные факторы, связанные с работой на высоте.</p> <p>– Производственные факторы, связанные с движущимися машинами и механизмами производственного оборудования</p> <p><i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i></p> <p>– Искусственное освещение;</p> <p>– Спецдежда, спецобувь с повышенным тепловым сопротивлением, защитные маски для лица;</p> <p>– Переносные газоанализаторы;</p> <p>– Защитные беруши, звуко- и виброизолирующие кожухи,</p> <p>– Измерительные штанги, изолирующие клещи, электроизмерительные инструменты, диэлектрические перчатки;</p> <p>– Порошковые и углекислотные огнетушители, пожарные щиты и стенды.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p>	<p><i>Воздействие на селитебную зону: строительство нефтяной скважины осуществляется в отдаленных от жилых зон регионах, влияние отсутствует.</i></p> <p><i>Воздействие на литосферу: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.</i></p> <p><i>Воздействие на гидросферу: Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды.</i></p> <p><i>Воздействие на атмосферу: выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников.</i></p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p>	<p><i>Возможные ЧС: ГНВП, возникновение лесного пожара, пожар на нефтяной скважине</i></p> <p><i>Наиболее типичная ЧС: ГНВП, возникновение лесного пожара.</i></p>
<p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> <span style="float: right;"><b>11.02.2023</b></span></p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООДШБП	Гуляев Милий Всеволодович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Франк Алексей Павлович		



## **5 Социальная ответственность**

В данной выпускной квалификационной работе производятся разведочные буровые работы. Поэтому объектом исследования для выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» была выбрана нефтегазовая скважина, предмет исследования – проведение буровых работ.

Воздействие опасных и вредных факторов учитывается при проведении строительных работ. Эти факторы вполне могут причинить вред на окружающую среду, вследствие чего может возникнуть чрезвычайная ситуация, которая имеет вид техногенного характера. Целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов, которые могут повлиять на работников строительных служб при строительстве нефтяной разведочной скважины. Также поднимаются вопросы пожарной профилактики, техники безопасности и защиты окружающей среды. По тематике даются рекомендации по повышению оптимальных условий труда.

Работы в процессе проходки ствола скважины могут включать: непосредственно бурение, наращивание колонны бурильных труб, спускоподъемные операции, регенерацию свойств промывочной жидкости. При цементировании обсадных колонн: спуск обсадных труб, подготовка и обвязка цементировочной техники, затворение тампонажного раствора, закачка и продавка цемента и другие. Заканчивание и освоение скважины включают такие работы как: свабирование скважины, установку фонтанной арматуры и другие.

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

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

рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

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

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями

труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);

- за каждый час ночной работы - 40% часовой тарифной ставки (оклада)

- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

## **5.2 Производственная безопасность**

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технически мероприятий указаны в таблицу 3.1К приложении К

## **5.3 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению**

### **5.3.1 Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)**

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

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы.

В состав рабочего состава буровой установки имеется рабочий верхового обслуживания. Высота стола ротора буровой установки составляет в среднем 8 метров. Позиция верхового рабочего находится на высоте от 24 до 27 метров, поэтому к основным и особо серьезным рискам на БУ относится угроза падение верхового рабочего с высоты, что приводит к переломам, рваным ранам и в особо тяжелых случаях к летальному исходу.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц. Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

Исходя из вышеизложенного, а также для проведения всех работ безаварийно, без риска здоровья для всего персонала необходимо: чтобы каждый работник обладал соответствующей квалификацией согласно занимаемой должности или штатного расписания буровой бригады. К

примеру, для верхового требуется иметь соответствующий разряд верхового, а также иметь разряд стропальщика соответствующего разряда

### **5.3.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

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

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

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91[15], здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;
- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;
- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;
- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;
- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или

расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета.

### **5.3.3 Пожаровзрывоопасность**

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

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

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех

электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных

участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера.

Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

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

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91 [16].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91 [16]:

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

#### **5.3.4 Производственные факторы, связанные с электрическим током.**

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

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

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

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

- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи.

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности. [26]

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

## **5.4 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению**

### **5.4.1 Производственные факторы, связанные с повышением уровня вибрации**

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным

документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004. [21]

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. [21]

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;



- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. [21]

#### **5.4.2 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего**

Климат – особенности климата на небольших пространствах, обусловленные особенностями местности. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 показателями, характеризующими климат, являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения. [12]

Оценка климата на основе его показателей на всех местах пребывания

работника в течении смены и сопоставления с нормативами согласно СанПиН

2.2.4.548-96.

Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов. В зимний период рабочие обеспечиваются теплой спецодеждой (ватные штаны, ватная куртка, валенки, рукавицы и т.д.). При работе на открытом воздухе в летний период для отдыха людей используют навесы, палатки. Кроме того, следует учесть, что в летний период может быть выпадение большого количества осадков в виде дождей. От этого может зависеть прекращение работ на время неблагоприятных погодных условий.

#### **5.4.3 Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем шума**

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

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

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014. [18]

#### **5.4.4 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися**

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

- весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия, гельминтоз;
- укусы, удары и другие повреждения, нанесенные животными и пресмыкающимися;
- укусы и ужаливания ядовитых насекомых, пресмыкающимися и животными.

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после занесения инфекции в организм. Наиболее активны клещи в конце мая - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле, и в августе.

Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на

весь год, обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных.

#### **5.4.5 Производственные факторы, связанные с недостатком или отсутствием необходимого освещения**

В дневное время достигается нормальная освещенность за счет естественного света, который проникает через окна, а в утреннее и вечернее время нормальная освещенность достигается за счет искусственного освещения – лампами.

Освещение должно обеспечиваться непрерывное и равномерное, а также иметь правильное направление светового потока, необходимо исключать ослепляющее воздействие света.

Освещенность в люксах на постоянном рабочем месте и поверхности забоя при всех включенных осветительных приборах должна соответствовать следующим значениям по ГОСТ Р 55710-2013 [17]

Освещенность измеряется в люксах (лк). Освещенность на постоянном рабочем месте и поверхности забоя при всех включенных осветительных приборах должна соответствовать следующим значениям по ГОСТ Р 55710-2013. Средняя освещенность на рабочих местах с постоянным пребыванием людей должна быть не менее 200 лк. Измерение освещенности и определение ее равномерности проводят по ГОСТ Р 54944, используя сетку. Значение освещенности в зоне периферии должно быть не более 1/3 освещенности зоны непосредственного окружения. Значения освещенности в зоне непосредственного окружения в зависимости от освещенности в зоне зрительной работы.

#### **5.4.6 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны**

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, ДЭС, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, химических

реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

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

### **5.5. Экологическая безопасность**

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

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод.

Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

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

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу, не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест, не допускается загрязнение участка проведения работ, установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ,

ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

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

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

### **5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация на буровой установке может быть вызвана технологическими, техническими, человеческим фактором и при природных катаклизмах. Основные аварии, при которых складывается такая ситуация: ГНВП (открытое фонтанирование, грифоны), пожар, взрыв, падение буровой. По статистике самым опасным и распространенным осложнением является ГНВП с последующим фонтанированием, которое уже может повлечь за собой последующие перечисленные аварии. ГНВП относится к техногенной чрезвычайной ситуации.

Причины, по которым может произойти ГНВП: ошибки в расчетах и приготовлении бурового раствора, жидкости глушения, отсутствие контроля уровня жидкости в скважине и в колонне.

В случае открытого фонтанирования, буровая бригада обязана покинуть буровую установку. Дальнейшие действия по ликвидации аварии берет на себя бригада капитального ремонта скважин (КРС). Методы по предупреждению ГНВП: правильный выбор конструкции скважины; контроль и поверка противовыбросового оборудования (ПВО), регулярные контрольные опрессовки ПВО; вывешивание плакатов, предупреждающих о вскрытие продуктивного пласта; выполнение проектных параметров бурового раствора; контроль качества цементирования; тренировки и инструктажи с персоналом (проведение учебной тревоги «Выброс»).

На основании данного раздела были приняты проектные решения, которые способствуют уменьшению несчастных случаев и профессиональных заболеваний в производстве. А также обеспечивающие снижения вредных воздействий на окружающую среду, безопасность в чрезвычайных ситуациях, экономное расходование ресурсов.

Был сделан вывод, что основным опасным фактором при буровых работах на месторождении является возникновение газонефтеводопроявления. Основной вредный производственный фактор – это воздействие вибрации; опасный производственный фактор – работа на высоте.

## **Заключение**

В выпускной квалификационной работе определены различные параметры, такие как конструкция скважины, способы бурения скважины, число обсадных колонн, глубина их спуска, интервалы цементирования, диаметры по каждой колонне и способ бурения. Эти параметры способствуют повышению рентабельности и эффективности проектирования разведочной скважины в соответствии с геологическими особенностями района.

В процессе строительства скважины проводятся различные работы, включая бурение ствола скважины, спускоподъёмные операции, процедуры наращивания, цементирования и спуск обсадных труб, сбор информации о цементировании на всех этапах, работы, связанные с каротажем, Бурение с отбором керна и его извлечение, работы по вызову притока. Этот проект соответствует всем технологическим требованиям и может использоваться для бурения разведочных скважин на нефть.

В специальной части рассматриваются современные тенденции в совершенствовании буровых установок.

Также в организационно-экономическом разделе скважины, рассчитана нормативная продолжительность строительства скважин, сметная стоимость строительства скважины, технико-экономические показатели, что позволяет осуществить качественную работу и рентабельность для нефтегазового предприятия.

В разделе «Социальная ответственность» проработаны основные моменты производственной, экологической и пожарной безопасности, безопасности при чрезвычайных ситуациях, а также мероприятия по их успешной ликвидации без причинения вреда себе и окружающей среде.

## Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Система буровой установки с самоподъемным буровым полом: патент Рос. Федерации № RU 2589783; заявлен. 01.06.2012; опубликован 10.07.2016.
5. Бурение & Нефть [Электронный ресурс] / Специализированный журнал; URL: <https://burneft.ru>, свободный. – Загл. с экрана. — Яз. рус., англ. Дата обращения: 10.05.2023 г.
6. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm).
7. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 183 с.
8. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.
9. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
10. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об



индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года.

11. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

12. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

13. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

14. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие.

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

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

17. ГОСТ Р 55710-2013. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

18. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

19. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха.

20. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

21. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

22. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

23. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

24. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

25. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

26. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

27. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

28. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

29. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

30. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель».

31. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

32. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

33. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

34. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

35. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

36. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.

## Приложение А

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свит	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	50	50	Четвертичные отложения	Q	1,30	0
50	70	20	Лебяжинская свита	N <sub>1l</sub>	1,30	0
70	90	20	Гвоинская свита	N <sub>1g</sub>	1,30	0
90	110	20	Болотинская свита	N <sub>1b</sub>	1,30	0
110	150	40	Абросимовская свита	N <sub>1a</sub>	1,30	0
150	200	50	Лагернотомская свита	P <sub>3lt</sub>	1,30	0-0,2
200	230	30	Новомихайловская свита	P <sub>3nm</sub>	1,30	0-0,2
230	260	30	Алтымская свита	P <sub>3at</sub>	1,30	0-0,2
260	280	20	Тавдинская свита	P <sub>2tv</sub>	1,30	0-0,2
280	310	30	Люлинворская	P <sub>2ll</sub>	1,30	0-0,2
310	350	40	Кызуровская свита	P <sub>1kzr</sub>	1,25	0-0,2
350	480	130	Ганькинская свита	K <sub>2/gn</sub>	1,25	0-0,2
480	570	90	Славгородская свита	K <sub>2sl</sub>	1,25	0-0,2
570	785	215	Ипатовская свита	K <sub>2ip</sub>	1,25	0-0,2
785	805	20	Кузнецовская свита	K <sub>2kz</sub>	1,25	0-0,2
805	1750	945	Покурская свита	K <sub>1-2pk</sub>	1,25	0,2-0,6
1750	2550	800	Киялинская свита	K <sub>1kls</sub>	1,10	0,6-1,0

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7
2550	265 0	100	Тарская свита	K <sub>1</sub> tr	1,10	0,6-1,0
2650	277 5	125	Куломзинская свита	K <sub>1</sub> klm	1,10	1,0-1,5
2775	280 5	30	Марьяновская свита	J <sub>3</sub> -K <sub>1</sub> mr	1,10	1,0-1,5
2805	288 5	80	Наунакская свита	J <sub>2-3</sub> np	1,10	1,0-1,5
2885	320 0	315	Тюменская свита	J <sub>2</sub> tm	1,10	1,5-1,8

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы
	от	до	Краткое название	Процент в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q			Пески Суглинки Глины	30 30 40	Болотные делювиальные, озерные пески, суглинки, глины
N <sub>1</sub> l	50	70	Глины Алевриты	60 40	Переслаивание глин песчанистых и алевритов глинистых
N <sub>1</sub> g	70	90	Глины Пески	70 30	Глины пестроцветные, каолинит- монтмориллонитовые, участками карбонатные. Прослой песков
N <sub>1</sub> b	90	110	Пески Галечники	90 10	Пересливание песков и галечников
N <sub>1</sub> a	110	150	Глины Алевриты Пески	50 40 10	Переслаивание глин алевристых и алевритов с прослоями песка

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
P <sub>3lt</sub>	150	200	Пески Алевриты Глины	40 20 40	Пески с растительным детритом, алевриты, глины
P <sub>3nm</sub>	200	230	Глины Пески	60 40	Глины серовато-зеленые, коричневые, темно-коричневые, плотные с прослоями глауконитовых песков средне-мелкозернистых
P <sub>3at</sub>	230	260	Пески Алевриты	80 20	Свита сложна в основном песками с редкими прослоями алевритов
<sub>2</sub> tv	260	280	Глины Пески	80 20	Глины зеленовато-серые с прослойками песка
P <sub>2ll</sub>	280	310	Глины	100	Глины зеленоватые, плитчатые
P <sub>1kzr</sub>	310	350	Глины Пески Гравий	60 35 5	Глины коричневые, пески, редко встречаются прослойки гравия
K <sub>2/gn</sub>	350	480	Глины Мергели Пески Алевриты	70 10 10 10	Глины известковистые, серые, реже светло-серые, с зеленоватым оттенком, с прослоями мергелей, глауконит-кварцевых песков и алевритов
K <sub>2sl</sub>	480	570	Глины Опоки Алевролиты Песчаники	80 10 5 5	Глины серые, зеленовато-серые, с прослойками глинистых опок, глауконитовых алевролитов и песчаников

Продолжение таблицы А.2

К <sub>2ip</sub>	570	785	Песчаники Алевролиты Глины	40 30 30	Песчаники и алевролиты зеленовато-серые, часто глауконитовые, с глинистым, известковистым и кремнистым цементом, с прослоями серых глин
К <sub>2kz</sub>	785	805	Глины	100	Глины серые, зеленовато-серые, плотные, тонкоплитчатые, иногда известковистые
К <sub>1-2pk</sub>	805	1750	Песчаники Алевролиты Глины	60 20 20	Чередование крупных пачек темно-серых алевритовых глин и песчаников серых с буроватым и зеленоватым оттенком, разнозернистых, с подчиненными прослоями алевролитов. Пласты группы ПК <sub>1</sub> -ПК <sub>20</sub>
К <sub>1kls</sub>	1750	2550	Глины Алевролиты Песчаники	60 20 20	Пестроцветные аргиллитоподобные глины, комковатые, часто жирными на ощупь, с прослоями зеленовато-серых, серых, известковистых песчаников и алевролитов.
К <sub>1tr</sub>	2550	2650	Песчаники Алевролиты Глины	60 20 20	Переслаивание покровных песчаников, алевролитов и

Продолжение таблицы А.2

К <sub>1</sub> klm	2650	2775	Глины Песчаники Алевролиты	80 5 15	Аргиллитоподобные глины серые, темно-серые, слоистые, крепкие, алевристые, в верхней части с редкими пропластками песчаников светло-серых и серых, мелко-среднезернистых, известковистых, с маломощными прослоями алевритов
J <sub>3</sub> -K <sub>1</sub> mr	2775	2805	Глины	100	Аргиллитоподобные глины темно-серые до черных
J <sub>2-3</sub> nn	2805	2885	Песчаники Аргиллиты Алевролиты Угли	50 30 15 5	Неравномерное переслаивание песчаников, серых, тонко-мелкозернистых с включениями растительного детрита, аргиллита темно-серого алевристового до черного углистого, алевролита темно-серого разнозернистого и углей.
₂tm	2885	3200	Песчаники Алевролиты Аргиллиты Угли	30 25 40 5	Переслаивание песчаников серых, средне-мелкозернистых, глинисто-известковистых, алевролитов, аргиллитов и прослоев углей

## Приложение Б

### (Обязательное)

Таблица Б.1 – Расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-900	900-3170
<b>Исходные данные</b>			
$D_{д}, м$	0,3937	0,2953	0,2159
$K$	0,65	0,65	0,4
$K_k$	1,3	1,3	1,25
$V_{кр}, м/с$	0,15	0,15	0,13
$V_m, м/ч$	40	35	25
$d_{бт}, м$	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}, м$	0,0159	0,009	0,008
$n$	3	7	6
$V_{кмин}, м/с$	0,5	0,5	1
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, г/см^3$	1,203	1,183	1,123
$\rho_{п}, г/см^3$	2	2,3	2,4
$S_{заб}$	0,12	0,07	0,04
$S_{мах}$	0,11	0,06	0,02
$D_c$	0,72	0,62	0,52
<b>Результаты проектирования</b>			
$Q_1, л/с$	79	44	15
$Q_2, л/с$	70	46	19
$Q_3, л/с$	55	28	24
$Q_4, л/с$	28	46	28
<b>Области допустимого расхода бурового раствора</b>			
$\Delta Q, л/с$	28-79	28-46	15-28
<b>Запроектированные значения расхода БР</b>			
$Q_{проект}, л/с$	-	45	27
<p>где <math>K_k</math> – коэффициент кавернозности;</p> <p><math>V_m</math> – механическая скорость бурения, м/ч;</p> <p><math>d_{бт}</math> – диаметр бурильных труб, м;</p> <p><math>d_{нмах}</math> – диаметр насадок долота, м;</p> <p><math>n</math> – число насадок на долоте;</p> <p><math>V_{кмин}</math> – минимальная скорость подъема шлама в кольцевом пространстве, м/с;</p> <p><math>\rho_p</math> – расчетная плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;</p> <p><math>\rho_{п}</math> – среднее значение плотности пород по геологическому разрезу для интервала;</p> <p><math>S_{заб}</math> – площадь забоя скважины, м<sup>2</sup>;</p> <p><math>S_{мах}</math> – максимальная площадь затрубного пространства, м<sup>2</sup>;</p> <p><math>D_c</math> – диаметр скважины с учетом коэффициента кавернозности, м;</p> <p><math>Q_1</math> – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя, л/с;</p> <p><math>Q_2</math> – необходимый расход раствора для выноса шлама на поверхность, л/с;</p> <p><math>Q_3</math> – минимальный расход бурового раствора из учета предотвращения прихвата, л/с;</p> <p><math>Q_4</math> – минимальный расход раствора из условия истечения раствора из насадок долота, л/с</p>			







## Приложение Д

Таблица Д.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–60 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	60	III 393,7 MC ГВ	180	0,5	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник П-171/171	93	0,517	
			КА 385,0 MC	400	1,5	
			Переводник М-171/152	61	0,538	
			УБТС2-203	7704	36	
			Переводник П-152/147	90	0,53	
			Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	
			Переводник П-147/133	87	0,521	
			ПК-127х9,19 Е	142	5	
			Переводник М133хН133	50	0,5	
			КШЗ-133х35	40	0,47	
ВБТ 140	800	14				
Σ			9690,01978	60		

Таблица Д.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–900 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
2	60	900	"Волгабурмаш" 295,3 FD 257 М А-27	95	0,4	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Переводник П-152/171	47	0,517	
			КС 292,0 MC	150	0,9	
			Переводник М-171/147	60	0,517	
			ДР-240	2150	7,9	
			Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48	
			Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	

Продолжение таблицы Д.2

			Переводник П-147/152	87	0,521	
			УБТС2-203	6848	32	
			Переводник П-152/ 171	60	0,517	
			ЯГ- 215	1026	5,5	
			Переводник П-171/152	60	0,517	
			УБТС2-178	6240	40	
			Переводник П-147/133	63	0,627	
			ПК-127х9,19 Е	24796,77	794	
			Переводник М133хН133	50	0,5	
			КШЗ-133х35	40	0,47	
			ВБТ 140	800	14	
Σ				42720,766	900	

Таблица Д.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (900–3170 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м	Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение	
3	900	3170	БИТ 215,9 ВТ 613 УВМ 0.2	32	0,4	Бурение вертикального участка под ЭЖ, проработка ствола перед спуском ЭЖ
			Переводник П-117/133	37	0,47	
			КС 212,0 СТ	58	0,4	
			Переводник М 133-117	30	0,457	
			ДР-178	1720	8,1	
			Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84	
			Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93	
			Переводник П-133/147	31	0,51	
			УБТС2-178	2496	16	
			Переводник 147-133	31	0,51	
			ЯГ-172	830	3,1	
			Переводник 133-147	31	0,51	
			УБТС2-178	2496	16	
			Переводник П-147/133	30	0,51	

Продолжение таблицы Д.3

			ПК-127х9,19 Е	96978	3106	
			Переводник М133хН133	50	0,5	
			КШЗ-133х35	40	0,47	
			ВБТ 140	800	14	
Σ				105864	3170	

Таблица Д.4 - КНБК для бурения интервала под отбор керна (3110–3150)

4	3110	3150	БИТ 215,9/100 В 12 12 АМ	85	0,336	Отбор керна при бурение ЭК
			КИ 7.1. 195/100	700	7,8	
			Переводник 161/147	40	0,5	
			УБТС2-178	4992	32	
			Переводник -147/133	63	0,527	
			ПК-127х9,19 Е	97058	3109	
Σ				102938	3150	

## Приложение Е

Таблица Е.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3170 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	60	60	339,7	-	1,3	9,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 0,12
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 5,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>1</sub> = 54,5
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>бр</sub> = 60,4
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев1</sub> = 0
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
60	900	840	295,3	324	1,3	79,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 1,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 46,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 3,5
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> = 124,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> = 175,3
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>2'</sub> = 237,7
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев2</sub> = 62,1
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
900	3170	2270	215,9	245	1,1	128,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 0,31
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 59,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 10,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> = 262,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> = 332,4
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>2'</sub> = 323,5

Таблица Е.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH каустическая сода	Поддержание pH бурового раствора	25	60,4	2,4	118,8	4,8	161,8	6,5	341,02	14
Глинопорошок ПБМБ	Структурообразователь, придание тиксотропных свойств	1000	3624,9	3,6	-	-	-	-	3624,89	4
Кальценированная сода	Регулятор жесткости	25	66,5	2,7	261,5	10,5	355,9	14,2	683,79	28
ФХЛС (феррохромлигносульфонат)	Понижитель вязкости	25	72,5	2,9	-	-	-	-	72,5	3
PAC HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25	-	-	237,7	9,5	323,5	12,9	561,21	23
Pac LV	Низковязкий понизитель фильтрации	25	-	-	1188,5	47,5	1617,6	64,7	2806,09	113
Atren-Antifoam A	Пеногаситель	190	-	-	237,7	1,3	323,5	1,7	561,218	3
Биолуб LVL	Смазочная добавка	172	-	-	2139,2	12,4	2911,7	16,9	5050,96	30
Барит	Регулирование плотности, утяжелитель	1000	9436,0	9	27006,6	27,0	10213,6	10,2	46656,14	47
Ксантановая смола	Структурообразователь	25	-	-	95,1	3,8	129,4	5,2	224,4875	9
REASTAB	Синтетический понизитель фильтрации	25	-	-	213,9	8,6	291,2	11,6	505,0968	21

## Приложение Ж

Таблица Ж.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, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
<b>Под направление</b>									
0	60	БУРЕНИЕ	0,49	0,058	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15,9	118,9	712,2
<b>Под кондуктор</b>									
60	90 0	БУРЕНИЕ	0,62	0,066	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	9	102,2	332
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
900	31 70	БУРЕНИЕ	0,98	0,74	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8	90	145,7
<b>Отбор керна</b>									
311 0	31 50	Отбор керна	0,65	0,049	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	105,6	132,6



Таблица Ж.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	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	95	160	290,7	1	123	35,42	70,85
60	900	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	95	160	290,7	1	79	22,75	45,5
900	3170	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	95	150	334,4	1	106	27,14	27,14
3110	3150	Отбор керна	УНБТ-1180	1	95	150	334,4	1	70	17,92	17,92

Таблица Ж.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	60	БУРЕНИЕ	117,7	100,5	0	7	0,2	10
60	900	БУРЕНИЕ	169,8	73	41,1	40,9	4,9	10
900	3170	БУРЕНИЕ	238,9	53,7	89,8	47,2	39,8	8,4
3110	3150	Отбор керна	160,1	74	0	44,1	38,2	3,8

Таблица Ж.4 - Конструкция бурильных колонн (анализ суммарных напряжений)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	На растяжение
бурение	0	60	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	22	0,687	8,971	2,69	>10	>10
бурение	60	900	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	813,3	25,39	40,87	-	3,86	5.84
бурение	900	3170	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	3126	97,57	105,2 3	-	1,52	2.27
Отбор керна	3110	3150	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	3110	97,09	102,8 7	2,34	1,55	2.32

### Приложение 3

Таблица 3.1. Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D <sub>усл</sub>	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	3170	3170	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	3160	3160	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	0	870	17	111
		870	900	3	
		900	950	5	
		950	2800	62	
		2800	2815	2	
		2815	3110	9	
		3110	3140	4	
		3140	3170	3	
	ЦТ-168/216 («НефтьКам»)	2800	2815	2	6
		3110	3140	4	
	ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	3160	3160	1	1
ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	3150	3150	1	1	
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	900	900	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	890	890	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	20	2	31
		20	100	8	
		100	880	19	
		880	900	2	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	890	890	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	25	2	4
		25	50	2	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1

## Приложение И

(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица И.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при без метражных работах (4 чел.), сут	26372,43	3	79117,3	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,40	-	-	0,09	2539,7	2,24	63209,2	8,33	235059,3
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,60	3	12190,7	0,09	365,7	2,24	9102,4	8,33	33849,6
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,21	-	-	0,09	508,5	2,24	12656,5	8,33	47066,3
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	1539,67	-	-	0,09	138,6	2,24	3448,9	8,33	12825,4
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	61634,01	3	154902	0,09	4647,1	2,24	115660,2	8,33	430111,3
Износ бурового инструмента, сут	5821,74	3	17465,2	0,09	524,0	2,24	13040,7	8,33	48495,1
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,20	-	-	0,09	127,7	2,24	3178,99	8,33	11821,9

Продолжение таблицы И.1

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
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	268931,4	1,2	322717,7	0,09	24203,8	2,24	602406,3	8,33	2240198,6
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес.), сут	174241,82	-	-	-	-	2,24	390301,7	8,33	1451434,3
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	3291,70	-	-	0,09	296,3	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	75625,47	3	226876,4	-	-	2,24	169401,1	8,33	629960,2
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	4741,52	-	-	0,09	426,7	2,24	10621,0	8,33	39496,9
Плата за подключенную мощность, сут	28361,34	3	85084,0	0,09	2552,5	2,24	63529,4	8,33	236250,0
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	8453,88	3	25361,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	20591,53	-	-	0,09	1853,2	2,24	46125,0	8,33	171527,4
Эксплуатация ДВС, сут	1817,38	-	-	0,09	163,6	2,24	4070,9	8,33	15138,8

Продолжение таблицы И.1

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
Эксплуатация трактора, сут	6926,46	3	20779,4	0,09	623,4	2,24	15515,3	8,33	57697,5
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,68	3	61505,0	0,09	1845,2	2,24	45923,8	8,33	170779,0
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	2795,50	146,7	410938,2	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34560,02	3	103707,1	0,09	3111,21	2,24	77434,6	8,33	287960,0
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	3046,66	-	-	0,09	274,2	2,24	6824,5	8,33	25378,7
Порошок бентонитов марки А, т	15396,68	-	-	14,2	218632,9	25,4	391075,7	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	407174,80	-	-	0,17	69219,7	0,38	154726,4	-	-
Биолуп LVL, т	66311,91	-	-	-	-	-	-	0,74	49070,8
NaCl, т	44025,52	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	3742,98	-	-	0,09	318,2	0,06	224,6	-	-
НТФ, т	187047,20	-	-	-	-	-	-	0,42	78559,8
POLY KEM D, т	66977,60	-	-	-	-	-	-	0,63	42195,9
Барит, т	65344,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	6628,33	0,35	2319,9	14,5	96177,1	40,3	267254,4	1,4	9279,7
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	4804,83	-	-	0,8	3843,9	3,50	16816,9	1,03	4949,0
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	5607,33	-	-	6,39	35830,9	63,3	354944,1	-	-
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	5605,29	0,82	4596,3	0,34	1905,8	0,86	4820,6	-	-

Продолжение таблицы И.1

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
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		1527561,0		470129,6		2842313,0		6329105,2	
Затраты зависящие от объема работ									
III 393,7 МС ГВ	143450,50	-	-	0,1	14345,1	-	-	-	-
"Волгабурмаш" 295,3 FD 257 М А-27	307076,0	-	-	-	-	0,76	233377,7	-	-
БИТ 215,9 ВТ 613 УВМ 0.2	379505,7	-	-	-	-	-	-	0,93	352940,3
К295 МС	93707,4	-	-	-	-	0,71	66532,2	-	-
К215.9СТ	90378,9	-	-	-	-	-	-	0,90	81341,0
Транспортировка труб, т	1002,6	-	-	3,4	3408,9	22,2	22258,2	42,7	209,7
Транспортировка долот, т	1349,8	-	-	1	1349,8	1	1349,8	1	6,6
Транспортировка вахт, руб	172957,4								
Итого по затратам, зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0			19103,7		323518,0		434497,6	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	1527561,0			489233,4		3165831,0		6763602,8	
Всего по сметному расчету, руб	23288294,4								

Таблица И.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,4	0,19	5361,5	0,83	23421,3	1,60	45149,4
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера, сут	4063,6	0,19	772,1	0,83	3372,8	1,60	6501,7
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,2	0,19	1073,5	0,83	4689,7	1,60	9040,3
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	1539,7	0,19	292,5	0,83	1277,9	1,60	2463,5
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	51634,0	0,19	9810,5	0,83	42856,2	1,60	82614,4
Износ бурового инструмента к-т, сут	5821,7	0,19	1106,1	0,83	4832,0	1,60	9314,8
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,2	0,19	269,6	0,83	1177,9	1,60	2270,7
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	268931,4	0,19	51097,0	0,83	223213,1	1,60	430290,2
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	279345,6	0,19	53075,7	0,83	231856,8	1,60	446953,0
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес.), сут	85641,5	0,19	16271,9	0,83	71082,4	1,60	137026,4
Плата за подключенную мощность, сут	28361,3	0,19	5388,7	0,83	23539,9	1,60	45378,1
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	20591,5	0,19	3912,4	0,83	17091,0	1,60	32946,4
Эксплуатация ДВС, сут	1817,4	0,19	345,3	0,83	1508,4	1,60	2907,8



Продолжение таблицы И.2

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
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,7	0,19	3895,3	0,83	17016,4	1,60	32802,7
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34569,0	0,19	6568,1	0,83	28692,3	1,60	55310,4
Эксплуатация бульдозера, сут	3757,3	0,19	713,9	0,83	3118,5	1,60	6011,6
Эксплуатация трактора, сут	6926,5	0,19	1316,0	0,83	5749,0	1,60	11082,3
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	1676,5	1,70	2850,0	25,00	41912,1	1,21	2028,5
Башмак колонный БК-324, шт	17459,1	1	17459,1	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245, шт	13273,0	-	-	1	13273,0	-	-
Башмак колонный БК-168, шт	6534,4	-	-	-	-	1	6534,4
Центратор ЦЦ-219/270, шт	5186,7	-	-	20	103733,6	-	-
Центратор ЦЦ-146/191-216, шт	3818,5	-	-	-	-	57	217656,8
ЦКОДМ -245, шт	23095,0	-	-	1	23095,0	-	-
ЦКОДМ-168, шт	19480,7	-	-	-	-	1	19480,7
Продавочная пробка ПРП-Ц-245, шт	12078,4	-	-	1	12078,4	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-168, шт	6150,5	-	-	-	-	1	6150,5
Головка цементировочная ГЦУ-245 А	677944,0	-	-	1	677944,0	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168 А	588096,0	-	-	-	-	1	588096,0
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		181579,2		1576531,8		2198010,9	
Затрат зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 299x9,5, м	7598,3	50,0	379914,1	-	-	-	-
Обсадные трубы 219x8,9, м	5825,8	-	-	1000,0	5825826,0	-	-
Обсадные трубы 146x8,5, м	4766,0	-	-	-	-	95,0	452772,7
Обсадные трубы 146x7,7 м	4116,7	-	-	-	-	295,0	1214418,2

Продолжение таблицы И.2

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
Обсадные трубы 168x10, м	3922,7	-	-	-	-	690,0	2706650,6
Обсадные трубы 168x8, м	3740,9	-	-	-	-	1780,0	6658880,3
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	5480,7	3,79	20772,0	30,21	627520,9	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100, т	6115,8	-	-	-	-	2,0	12231,6
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	6534,4	-	-	-	-	23,0	150291,2
Хлористый кальций, т	15850,0	0,11	1743,5	1,03	1795,8	0,19	3059,1
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	29811,2	2,00	59622,3	3,00	178866,9	5,00	149055,8
Затворение цемента, тампонажный цех, т	1227,2	2,79	3424,0	25,87	88579,0	54,80	67252,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	7432,9	1,00	7432,9	1,10	8176,2	1,38	10257,4
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	17885,9	1,00	17885,9	2,00	35771,8	2,00	35771,8
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	16458,5	-	-	-	-	1,00	16458,5
Пробег ЦА-320М, км	7514,6	3,00	22543,7	8,50	191621,3	13,00	97689,3
Пробег ЦСМ, км	7514,6	1,00	7514,6	3,80	28555,3	4,00	30058,2
Пробег СКЦ-2М, км	8331,4	-	-	-	-	1,00	8331,4
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	3163,1	-	-	16,00	50608,9	24,00	75913,4
Транспортировка обсадных труб, т	3830,8	3,50	13407,8	31,60	423685,6	68,80	263558,5
Транспортировка обсадных труб запаса, т	7661,6	0,11	804,5	0,95	762,6	2,06	15813,5
Транспортировка вахт, руб	172957,4						
Итого затрат зависящих от объема крепления, без учета транспортировки вахт, руб	535065,1			7461770,3		11968464,2	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	23921421,5						
Всего по сметному расчету, руб	24094378,9						

Таблица И.3 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	12889920,8
Разработка трубопроводов линий передач и др.	46761,8
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	229725,0
Итого:	13166407,6
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	30544236,0
Разборка и демонтаж	263418,0
Монтаж установки для освоения скважины	93932,0
Демонтаж установки для освоения скважины	30017,4
Итого:	30931603,4
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	23288294,4
Крепление скважины	24094378,9
Итого:	47382673,3
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	2623970,0
Итого:	2623970,0
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования	5100677,6
Итого:	5100677,6
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины	1985808,94
Эксплуатация котельной	602390
Итого:	2588198,94
Итого по главам 1-6	101793530,8

Продолжение таблицы И.3

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ	16694139,1
Итого:	16694139,1
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7	9479013,6
Итого:	9479013,6
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий	5886467,4
Выплаты за работу в районах крайнего севера	3711033,8
Выплаты за подвижной характер работы	2303400,3
Лабораторные работы	75010,0
Топографо-геодезические работы	25525,0
Скважины на воду	993433,0
Итого:	12994869,5
Итого по главам 1-9	140961553,0
Глава 10	
Авторский надзор	281923,1
Итого:	281923,1
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	168465,0
Проектные работы	3870,0
Итого:	172335,0
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	70707905,6
Итого:	70707905,6
Итого по сводному сметному расчету	212123716,7
НДС 20%	38182269,0
Итого:	250305985,7

## Приложение К

Таблица К.1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
Полевой этап			
Строительство скважины; Эксплуатация бурового оборудования; Механическое бурение; Спуск-подъемные операции; Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; Приготовление и обработка технологических жидкостей; Освоение скважины.	Вредные	Опасные	ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.3.009-76 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 23407-78 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.006-84 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.4.002-97 ГОСТ 12.4.024-86 ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.004-91
	1. Факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 2. Повышение уровня шума; 3. Недостаток необходимого освещения 4. Повышение уровня вибрации. 5. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3. Производственные факторы, связанные с электрическим током 4. Пожароопасность	