



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

Институт- Институт природных ресурсов  
Направление- Нефтегазовое дело  
Кафедра бурения скважин

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СООРУЖЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3230 МЕТРОВ НА СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622. 323: 622.243.23(24:181m3230)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Авдонат Даниил Васильевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав.кафедрой БС	Ковалёв Артём Владимирович	к. т. н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и  
ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Глызина Т.С.	к. х. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	к.т.н		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав.кафедрой БС	Ковалёв Артём Владимирович	к. т. н.		

Томск – 2017 г.

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

Институт природных ресурсов  
 Направление – «Нефтегазовое дело»  
 Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой  
 \_\_\_\_\_ Ковалёв А.В  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3- 2Б22	Авдонат Даниил Васильевич

Тема работы:

<b>ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СООРУЖЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ          НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3230 МЕТРОВ НА          СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ          (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>		
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.02.2017	№1436/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2017
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Материалы с производства, специальная литература и периодическая литература, электронные источники</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	

<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>		1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>		
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Глызина Татьяна Святославовна	
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович	

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о.зав.кафедрой	Ковалёв Артём Владимирович	К. Т. Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Авдонат Даниил Васильевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Авдонат Даниил Васильевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

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

<i>Данные по строительству скважин на Северо-Останинском нефтяном месторождении</i>	<i>Расчет технико-экономических показателей</i>
---	---

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

1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия.
2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.
3. Нормативная карта.
4. Составление линейно-календарного графика.
5. Расчет сметной стоимости сооружения скважины.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Авдонат Даниил Васильевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Авдонат Даниил Васильевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление	23.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Рабочее место расположено на Северо-Останинском месторождении, воздух свежий. Буровая расположена в Томской области. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.</i>
--	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p>	<p><i>Вредные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Несовершенство технологического процесса, рабочего инструмента или средств безопасности.</i></li> <li>2. <i>Неправильная обстановка рабочего места, его загрязненность посторонними предметами, недостаточная практика работающих безопасному ведению технологических процессов.</i></li> <li>3. <i>Сильный шум и вибрации,</i></li> <li>4. <i>Избыточное тепло или сильный мороз.</i></li> <li>5. <i>Насекомые, животные.</i></li> </ol> <p><i>Опасные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Несовершенство или конструктивные недостатки оборудования.</i></li> <li>2. <i>Аварии с открытыми фонтанами при строительстве и эксплуатации скважин.</i></li> <li>3. <i>Ядовитые вещества, ионизирующие излучения.</i></li> <li>4. <i>Поражение электрическим током.</i></li> <li>5. <i>Опасность возгораний.</i></li> </ol>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p>	<p><i>При бурении скважины воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения</i></p> <p><i>Бурение скважины сопровождается:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>загрязнением атмосферного воздуха;</i></li> <li>- <i>нарушением гидрогеологического режима;</i></li> <li>- <i>загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</i></li> <li>- <i>повреждением почвенно-растительного покрова.</i></li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</i></li> <li>- <i>Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</i></li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p>	<p><i>Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»;</i></p>

	<p><i>Раздел VI, глава 21, статья 147 ТК РФ «Повышенная оплата труда работника (работников)»; Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 12 апреля 2011 г. N 302н «Проведение медицинских осмотров».</i></p>
--	--

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Авдонат Даниил Васильевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 89 с., 18 рис., 39табл., 14 литературных источников, 2 прил.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, СКВАЖИНА, ОСВОЕНИЕ, ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА, ДОЛОТА, БУРОВОЙ РАСТВОР, БУРОВАЯ УСТАНОВКА, БУРЕНИЕ, ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ, ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ВЫГОДА, ЭКОЛОГИЯ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Объектом исследования является (ютя) Северо-Останинское месторождение

Цель работы – проектирование технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины

Метод или методология проведения работы (исследование) и аппаратуры геофизические исследования

Полученные результаты и их новизну применение гибридных долот

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики Одноколонное строение скважины, простота конструкции, дешевизна

Степень внедрения: Западная-сибирь (Томская область)

Рекомендации или итоги внедрения результатов работы уменьшение количества спуско-подъемных операций

Область применения: в процессе работы был составлен проект на бурение под эксплуатационно наклонно-направленную скважину проектной глубиной 3230метров

В процессе исследования проводились технологические решения по построению наклонно-направленной скважины, построение геолого-технического наряда, построение компоновки низа бурительной колонны , рассмотрена специальная часть: гибридная система буровых долот

Экономическая эффективность/значимость работы в соответствии с экономическими требованиями проводимых работ, прибыль достигнута с положительными показателями

Прогнозные предположения о развитии объекта исследования (разработки). Дальнейшее развитие месторождения

Дополнительные сведения (особенности выполнения и оформления работы и т.п.). в процессе выполнения работы замечания исправлены, оформлено в соответствии с требованиями

## THE REPORT

The final qualifying work contains 89 pages, 18 pictures, 39 tables, 14 of literature sources, 2 app.

Key words: DEPOSIT, WELL, DEVELOPMENT, INTENSIFICATION OF THE FLOW, DRILLING, DRILLING SOLUTION, DRILLING UNIT, DRILLING, WELL CEMENT, WELL-FINISHING, ECONOMIC BENEFIT, ECOLOGY, SAFETY

The object of research is the Severo-Ostaninskoye field.

Solutions for the construction of an operational directional well.

Method or methodology of work (research) and equipment geophysical studies

The results obtained and their novelty use of hybrid drill bits

Basic structural, technological and operational characteristics Single-column structure of the well, simplicity of construction, low cost

Degree of implementation: Western Siberia (Tomsk region)

Recommendations or results of implementation of the results of work Reduction of the number

Of triggers : In the course of work, a project was prepared for drilling under an operationally directional well with a design depth of 3230 meters

In the process of research, technological solutions were made for the construction of an inclined-directed well, the construction of a geological and technical order, the construction of the layout of the bottom of the drill string, a special part was considered: a hybrid system of drill bits.

Economic efficiency / significance of the work in accordance with the economic requirements of the work, profit was achieved from Positive indicators

Forecast assumptions about the object of the study (development) further development of the field

Additional information (features of execution and registration of work, etc.) in the course of performance of work, remarks have been corrected, issued in accordance with the requirements

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АБТ – алюминиевые бурильные трубы

БК – бурильная колонна

БР – буровой раствор

БУ – буровая установка

ВЗД – винтовой забойный двигатель

ГИС – геофизические исследования скважин

ГЗД – гидравлический забойный двигатель

ГТН – геолого-технический наряд

ДНС – динамическое напряжение сдвига

КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

КП – кольцевое пространство

ЛБТ – легкосплавные бурильные трубы

ММП – многолетнемерзлые породы

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента

ОК – обсадная колонна

ОЦР – облегченный цементный раствор

ПАВ – поверхностно-активное вещество

ПВО – противовыбросовое оборудование

ПГ – полигликоль

ПДК – предельно-допустимая концентрация

ПЗП – призабойная зона пласта

ПЗР – подготовительно-заключительные работы

ПФ – показатель фильтрации

СБТ – стальные бурильные трубы  
СКЦ – станция контроля цементированя  
СНС – статическое напряжение сдвига  
СПО – спускоподъемные операции  
СИЗ – средства индивидуальной защиты  
ТЭП – технико-экономические показатели  
УБТ – утяжеленные бурильные трубы  
ЦА – цементировочный агрегат  
ЦСМ – цементосмесительная машина

## Содержание

1. Общая и геологическая часть.....	8
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района Северо-Останкинского месторождения.....	8
1.2 Геологические условия бурения.....	10
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	16
1.4 Зоны возможных осложнений.....	19
1.5 Исследовательские работы.....	21
2. Технологическая часть.....	23
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	23
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	24
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	25
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	27
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	28
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	28
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	28
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	30
2.3 Углубление скважины.....	30
2.3.1 Выбор способа бурения.....	30
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	30
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	31
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	32
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	32
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	34
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	35
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	38
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	41
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	42
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	42

2.4.1	Расчет обсадных колонн.....	42
2.4.1.1	Расчет наружных и внутренних избыточных давлений.....	43
2.4.1.2	Конструирование обсадной колонны по длине.....	47
2.4.2	Расчет процессов цементирования скважины.....	47
2.4.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	47
2.4.2.2	Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	47
2.4.2.3	Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей.....	48
2.4.2.4	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	48
2.4.3	Технологический режим цементирования скважины.....	49
2.4.4	Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	49
2.4.5	Проектирование процессов испытания и освоения скважин....	50
2.5	Выбор буровой установки.....	51
3.	Гибридная система буровых долот.....	52
3.1	Технология гибридных долот.....	53
3.2	Применение гибридных долот Химера.....	54
3.3	Виды гибридных буровых долот.....	55
3.4	Испытания долота на износостойкость.....	56
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	57
4.1	Структура и организационные формы работы бурового предприятия.....	57
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства Скважин.....	57
4.3	Расчет нормативной карты.....	63

4.4 Составление линейно-календарного графика.....	67
4.5 Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....	68
5. Социальная ответственность.....	71
5.1 Производственная безопасность.....	71
5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.....	72
5.1.2 Физико - химические свойства вредных химических веществ.....	72
5.1.3 Анализ опасных факторов производственной среды.....	74
5.2 Мероприятия по обеспечению безопасных условий труда.....	75
5.3 Экологическая безопасность.....	81
5.3.1 Мероприятия по охране атмосфер.....	81
5.3.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	82
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	85
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения Безопасности.....	86

## ВВЕДЕНИЕ

Дипломная работа выполнена на собранных материалах об Северо-Останкинском месторождении это нефтеносный участок, который расположен в Томской области, на котором было произведено бурение под эксплуатационную скважину проектной глубиной 3230 метров в проект включены такие материалы как геолого-технический наряд под данную скважину и компоновка низа буровой колонны.

В дипломный проект были включены такие разделы как:

геологическая, геофизическая часть, разрез данной скважины, условия для бурения и проводки скважины, возможные осложнения при бурении и эксплуатации скважины. Технологические решения по строительству скважины, режимы бурения, частоты вращения, осевые нагрузки, расходы и типы промывочной жидкости. Технические решения выбор буровой установки, выбор бурильной колонны, КНБК, и порода-разрушающего инструмента.

Проект содержит специальный вопрос о гибридных буровых долотах где раскрыта их технология и применение, а также проведены исследования по износостойкости гибридных долот.

Экономическая часть проекта содержит все решения по экономической эффективности связанных с затратами на бурение, затраты на работы связанные с геофизическими исследованиями и д.р. а также заработной платой и прибылью от данного проекта.

Часть о социальной ответственности содержит вопросы связанные с соблюдением экологии и безопасности жизни деятельности человека.

## 1. Общая и геологическая часть

### 1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.

Северо-Останкинское месторождение это нефтеносный участок, который расположен в Томской области. Залежь территориально принадлежит Парабельскому району и входит в группу месторождений углеводородов Пудинскую.

Сегодня в состав промысла входит установка подготовки нефти, насосная станция, энерго-комплекс работающий на попутном газе, опорная газопромысла и вахтовый жилой комплекс .

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.1

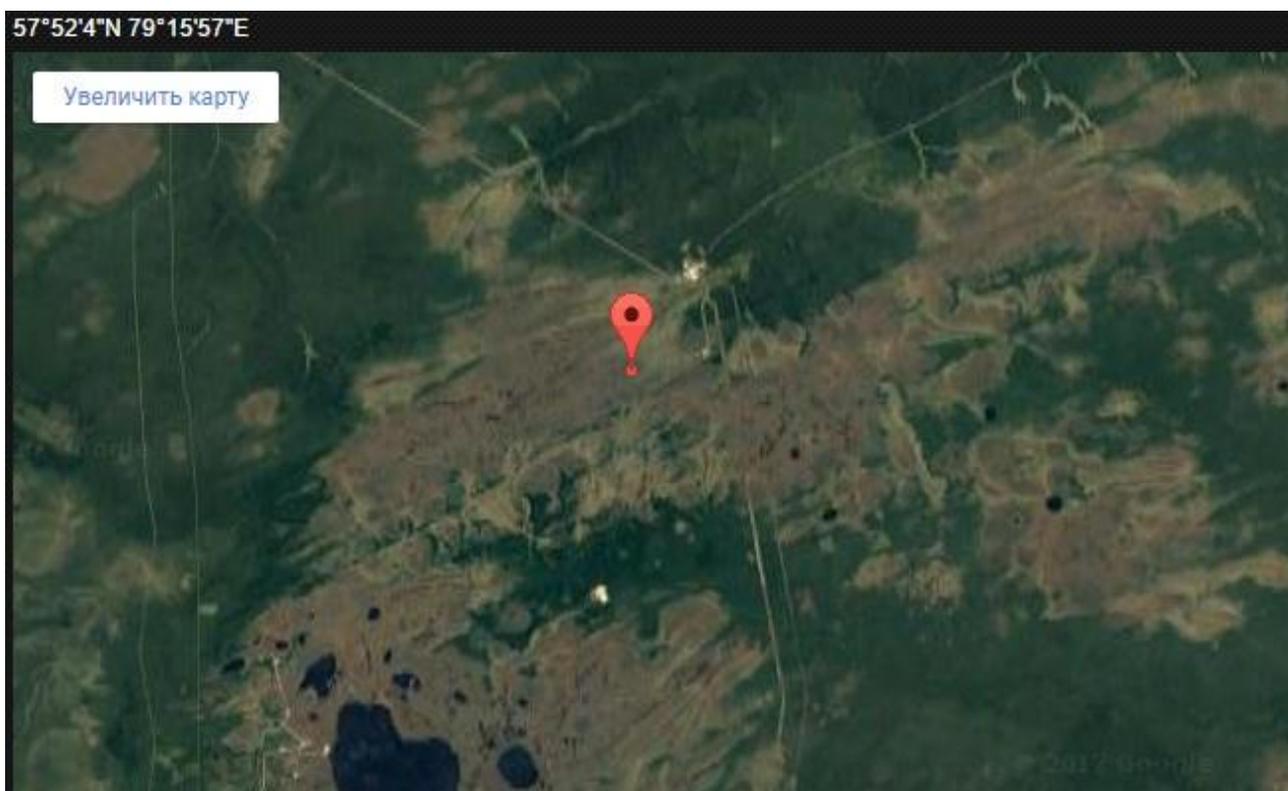


Рисунок 1.1 Обзорная карта района работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1.1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Северо-Останинское месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Смешанный лес
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ  Томская Парбельский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	 2,0 +18 -40
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	0,5
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	298
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	204
Азимут преобладающего направления ветра, град	северо-восточное, северное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	25 - 23
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 1.2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-400
Теплоснабжение	Котельная ПК-23
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	Водным транспортом Только вертолетом
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	пос.Пудино

## 1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 1.3

Таблица 1.3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

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	40	40	Четвертичная система	Q	1,4	0
40	120	120	Черталинская свита	P <sub>3</sub> chr	1,4	0
120	218	218	Тавдинская свита	P <sub>3</sub> trt	1,4	0
218	324	324	Люлинверская свита	P <sub>2</sub> ll	1,4	0-5
324	426	426	Талицкая свита	P <sub>1</sub> tl	1,4	0-5
426	520	520	Ганькинская свита	K <sub>2</sub> gn	1,4	0-5
520	552	552	Славгородская свита	K <sub>2</sub> sl	1,4	0-5
552	678	678	Ипатовская свита	K <sub>2</sub> ip	1,4	0-5
678	685	685	Кузнецовская свита	K <sub>2</sub> kz	1,4	0-5
685	1495	1495	Покурская свита	K <sub>1-2</sub> pk	1,4	0-5
1495	2095	2095	Киялинская свита	K <sub>1</sub> kls	1,3	0-5
2095	2160	2160	Тарская свита	K <sub>1</sub> tr	1,1	0-5
2160	2440	2440	Куломзинская свита	K <sub>1</sub> klm	1,1	0-5
2440	2465	2465	Баженовская свита	J <sub>3</sub> bg	1,1	0-5
2465	2555	2555	Васюгинская свита	J <sub>3</sub> vs	1,1	0,5
2555	2853	2853	Тюменская свита	J <sub>3</sub> tm	1,2	0-5
2853	3230	3230	Палеозой (вскрытая часть)	Pz	1,3	0-5

## Краткая характеристика геологических условий бурения

Для снижения гидродинамических давлений в открытом стволе скважины, для предотвращения нарушения устойчивости стенок скважины, поглощений промывочной жидкости и флюидопроявлений идет ограничение скорости спуска и подъема бурильного инструмента при бурении под эксплуатационную колонну:

- в интервале 0÷2000 м спуск инструмента со скоростью не более 1 м/с;
- в интервале 2000- до забоя - не более 0,2 м/с;
- подъем от забоя до глубины 2000м - 0,2 м/с; 2000 - 0 м - 1 м/с.

Для предотвращения обвалов стенок скважины и флюидопроявлений нужен постоянный контроль долива скважины при подъеме инструмента.

Повышение качества тампонажного раствора, надежное разобщение пластов в затрубном пространстве скважины.

Применение в КНБК вихревого устройства для очистки и кольматации стенок скважины УОК.

Применение рецептуры безглинистого ингибирующего биополимерного бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта.

Постоянный контроль параметров в процессе бурения:

- вес на крюке с регистрацией на диаграмме;
- плотность бурового раствора с регистрацией;
- расход бурового раствора на выходе из скважины;
- давление в манифольде с регистрацией;
- уровень раствора в приемных емкостях при бурении;
- скорость СПО.

Для предотвращения осложнений ствола скважины и газонефтепроявлений идет промывка скважины до и после каждого долбления, промежуточные промывки при спуске и подъеме бурильного инструмента в течение 1,5ч.

Для повышения уровня качества строительства идет организация контроля выполнения технологических процессов со стороны Заказчика.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Прогноз литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	40	песок	10
			глина	80
			суглинок	10
P <sub>3</sub> chr	40	120	глина	50
			песок	50
P <sub>3</sub> trt	120	220	глина	50
			песок	50
P <sub>2</sub> ll	220	330	глины	100
P <sub>1</sub> tl	330	440	глины	100
K <sub>2</sub> gn	440	540	алевролит	40
			глина	60
K <sub>2</sub> sl	540	575	глины	80
			мергель	20
K <sub>2</sub> ip	575	710	глины	100
K <sub>1</sub> kls	710	720	глины	80
			алевролит	10
			песчаник	10
K <sub>1-2</sub> pk	720	1590	глины	80
K <sub>1</sub> kin	1590	2235	песчаник	20
			алевролит	10
			глины	70
K <sub>1</sub> tr	2235	2300	глины	60
			песчаники	20
			алевролит	20
K <sub>1</sub> klm	2300	2580	аргиллит	80
			алевролит	10
			песчаники	10
J <sub>3</sub> bgr			песчаник	10
J <sub>3</sub> vs	2580	2605	алевролит	80
	2605	2695	аргиллит	10
			аргиллиты	100
J <sub>2</sub> tm	2695	2993	аргиллит	20
			алевролит	60
			песчаник	20
Pz	2993	3230	глинисто- кремнисто карбонат. пор.	100

Таблица 1.5 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс	Интервал л, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	проницае мость	Глинистость, %	Абразив ность	Категория пород	
	от	до							По буримо сти	Породы промыслов ой классифика ции
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	40	песок	2,0	25-30	2500	10	10	1	мягкие
			глина	2,0	25-30	0	90	4		
			суглинок	2,0	25-30	0	90	4		
P <sub>3</sub> ch r	40	120	глина	2,1	20	0	90	10	1	мягкие
			песок	2,1	30	1000	20	4		
P <sub>3</sub> trt	120	220	глина	2,0	25	10	50	10	1	мягкие
			песок	2,3	30	0	95	0,4		
P <sub>2</sub> ll	220	330	глины	2,3	25	0	95	0,4	1	мягкие
P <sub>1</sub> tl	330	440	глины	2,5	30	0	95	10	1	мягкие
K <sub>2</sub> gn	440	540	алевролит	2,4	20	0	95	10	1	мягкие
			глина	2,3	25	0	95	0,4		
K <sub>2</sub> sl	540	575	глины	2,3	20	0	10	0,4	1	мягкие
			мергель	2,3	25	0	90	0,4		
K <sub>2</sub>	575	710	глина	2,3	1	0	100	0,4	1	мягкие

ip K <sub>1</sub> kls	710	720	глины	2,1	6 2 5	0	90	10	1	мягкие
			алевролит	2,3	1 6	0	90	0,4		
			песчаник	2,2	2 0	50- 300	20	0,4		
K <sub>1</sub> -2 pk	720	1590	глины	2,3 5	1 6	0	100	0,4	1	мягкие
K <sub>1</sub> kin	1590	2235	песчаник	2	2 2	10- 30	20	10	1	мягкие
			алевролит	2,2	2 0	10	15	10		
			глины	2,4	1 4	0	95	3		
K <sub>1</sub> tr	2235	2300	глины	2,2	1 9	0	90	10	1	мягкие
			песчаники	2,4	1 2	20- 50	10-20	4		
			алевролит	2,3	1 6	10- 15	20	6		
K <sub>1</sub> klm	2300	2580	аргиллит	2,4	5	0	100	4	1	мягкие
			алевролит	2,3	1 0	5	90	10		
			песчаники	2,3	1 5	9- 300	25	6		
J <sub>3</sub> bgr	2580	2605	песчаник	2,3	1 5	5-20	20	10	2	средние
			алевролит	2,4	5	0	90	4	1	мягкие
			аргиллит	2,3	1 0	5	25	6	2	средние
J <sub>3</sub> vs	2605	2695	аргиллиты	2,4	5	5	90	4	1	мягкие
J <sub>2</sub> tm	2695	2993	аргиллит	2,3	1 5	5	20	10	2	средние
			алевролит	2,4	5	0	90	4	1	мягкие
			песчаник	2,3	1 0	5-20	25	6	2	средние
Pz	2993	3230	глинист.кре нисто карбонат. породы	3,7 5	1- 5			6	3	твердые

Таблица 1.6 - Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			Пластового, (кгс/см <sup>2</sup> )/м		Порового, (кгс/см <sup>2</sup> )/м		Гидроразрыва, (кгс/см <sup>2</sup> )/м		Горного, (кгс/см <sup>2</sup> )/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q+P	0	575	0,10 0	0,100	0,000	0,100	0,00 0	0,20 0	0	0,23	11
K <sub>2</sub> ip	575	720	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,20 0	0,20 0	0,23	0,23	20
K <sub>1-2</sub> pk	720	1590	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,20 0	0,20 0	0,23	0,23	45
K <sub>1</sub> kin	1590	2235	0,10 0	0,100	0,100	0,100	0,20 0	0,17 8	0,23	0,23	63
K <sub>1</sub> tr	2235	2605	0,10 0	0,101	0,101	0,100	0,17 8	0,17 8	0,23	0,23	65
J <sub>3</sub> vs	2605	2695	0,10 1	0,102	0,101	0,102	0,17 8	0,17 9	0,23	0,23	77
J <sub>2</sub> tm	2695	3230	0,10 2	0,102	0,102	0,102	0,17 9	0,17 9	0,23	0,23	85

### 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица 1.7 - Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
Pz	2993	3230	трещинно- поровый	0,750	-	33-155	-
Водоносность							
Q+P	0	440	поровый	1,0	20-300	-	да.
K <sub>1-2</sub>	440	1590	поровый	1,004-1,009	195-500	-	нет. Степень минерал. - 8- 10г/л, Cl <sup>-</sup> -3385- 5500мг; SO <sub>4</sub> -17-24мг; НСО <sub>3</sub> - 85-170мг; Na <sup>+</sup> - 200-3500мг; Mg <sup>++</sup> - 33-73мг; Ca <sup>++</sup> - 180- 340мг

Продолжение таблицы 1.7

K <sub>1</sub> (kl+tr)	1590	2300	поровый	1,01-1,014	100-200	-	нет. Степень минерал. - 10-17г/л, Cl <sup>-</sup> - 9500мг; SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> - 160мг; HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> - 300мг; Na <sup>+</sup> - 8800мг; Mg <sup>++</sup> - 150мг; Ca <sup>++</sup> - 1500мг
K <sub>1</sub> (klm)	2300	2580	поровый	1,012-1,018	до 100	-	нет. Степень минерал. - 20г/л, Cl <sup>-</sup> - 1200мг; SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> - 250мг; HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> - 320мг; Na <sup>+</sup> - 6600мг; Mg <sup>++</sup> - 25мг; Ca <sup>++</sup> - 2020мг
J <sub>3</sub> vs	2605	2695	поровый	1,020	3-46	-	нет. Степень минерал. - 30-40г/л, Cl <sup>-</sup> - 1500мг; SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> - 320мг; HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> - 800мг; Na <sup>+</sup> - 9500мг; Mg <sup>++</sup> - 120мг; Ca <sup>++</sup> - 800мг
J <sub>2</sub> tm	2695	2993	поровый	1,02	0-14	-	нет. Степень минерал. - 29-40г/л, Cl <sup>-</sup> - 1680мг; SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> - 250мг; HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> - 600мг; Na <sup>+</sup> - 11000мг; Mg <sup>++</sup> - 250мг; Ca <sup>++</sup> - 460мг

## Краткая характеристика флюидосодержащих пластов

Разрез представлен 1 нефтеносным, и 6 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2993-3230 м (нефтеносный), поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Не смотря на это, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 450 м для эксплуатации водоносного горизонта 380-395 м.

#### 1.4 Зоны возможных осложнений

Таблица 1.8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q-P <sub>3-1</sub>	0	440	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления
K <sub>1-2</sub>	440	1590		
K <sub>1kin, tr</sub>	1590	2300		
K <sub>1klm</sub>	2300	2580		
J <sub>2 tm</sub>	2695	2993		
Pz	2993	3230		
Q-P <sub>1</sub>	0	440	Прогноз осыпей и обвалов стенок скважины	Соблюдение оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи. Соблюдение скоростей бурения, проработка, промывка ствола скважины
K <sub>1-2</sub>	440	1590		
Q-P-K <sub>2ip</sub>	0	710	Прихвато опасные зоны Возможны обвалы и осыпи неустойчивых пород и заклинка инструмента	Несоблюдение параметров раствора и режима промывки, недостаточная очистка от выбуренной породы
K <sub>2 kz-K<sub>1-2pk</sub></sub>	710	1590		
J <sub>3 bg</sub>	2580	2605		
J <sub>3 Pz</sub>	2605	3230		Увеличение плотности бурового раствора выше проектной, оставление инструмента без движения более пяти минут.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую

интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации. В интервале 0-1590 м возможны обвалы и осыпи неустойчивых пород и заклинка инструмента, причиной которого является несоблюдение параметров раствора и режима промывки, недостаточная очистка от выбуренной породы.

В интервале 0 - 3230 м прогнозируется поглощение бурового инструмента, из-за несоблюдения параметров раствора.

В интервале 0-1590м, 2580-3230м ожидаются прихватоопасные зоны. Поэтому необходимо соблюдать параметры бурового раствора.

## 1.5 Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
В интервале кондуктора				
0	1053	Инклинометрия с совместной записью	По всему стволу	ГК
0	3230	Акустическая цементометрия	В обсаженном стволе	АКЦ с записью ФКД
		Плотностная цементометрия	-	ЦМ-812
		ЛМ (для определения положения муфтовых соединений обсадных труб)	-	-
		МЛМ	-	-

В интервале эксплуатационной колонны				
0	3230	Стандартный каротаж, кавернометрия, резистивиметрия	В открытом стволе	A2.0M0.5N, N6.0M0.5N
		Инклинометрия	-	-
		БКЗ, Боковой каротаж (БК), Индукционный каротаж (ИК), Акустический каротаж (АКВ)		A0.4M0.1N, A1.0M0.1N, A4.0M0.5N, A8.0M0.5N, A0.5M2.0N, ВИКИЗ
		Радиоактивный каротаж		ГК, НКТ
		Газовый каротаж		
		Геолого-технические исследования		
		Радиоактивный каротаж	В обсаженном стволе	ГК, НКТ, МЛМ
		Акустическая цементометрия		АКЦ с записью ФКД
		Плотностная цементометрия		СГДТНВ
		Инклинометрия		ГК
		Термометрия		ОГГ
		ГК, МЛМ-привязка зп		ГК

## 2. Технологическая часть

### 2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице 2.1.  
Запроектирован четырехинтервальный профиль скважины.

Таблица 2.1 - Результаты проектирования профиля скважины

Тип профиля	S - образный, пяти интервальный										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м	3045			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м -				0			
Глубина вертикального участка скважины, м	3045			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град -				21,6			
Отход скважины, м -	2028			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м -				21,6			
Длина интервала бурения по пласту, м	3230			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м -				0			
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м -	-			Зенитный угол в конце участка набора угла, град -				0			
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м -	-			Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град -				21,6			
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град -	-			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град -				0			
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	150	150	0	0	0	0	0	0	150	150
2	150	361	211	40	40	40	0	21,6	150	366	216
3	361	2652	2291	908	948	40	21,6	21,6	366	2831	2465
4	2652	2925	273	52	1000	948	21,6	0	2831	3110	279
5	2925	3045	120	0	1000	1000	0	0	3110	3230	120
Итого	Σ		3045	Σ		2028			Σ		3230

## 2.2 Обоснование конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчетная по вертикали	Запроектированная по вертикали	Расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	0	50	50	60	50	50	298,5	393,7
Кондуктор	0	850	887	887	850	887	219,1	269,9
Эксплуатационная колонна	0	3045	3230	2620	3230	3230	146,1	190,5

## 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

### 1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

### 2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов).

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках:  $k_1 = 0,001$  мкм<sup>2</sup>;  $k_2 = 0,05$  мкм<sup>2</sup>;  $k_3 = 0,3$  мкм<sup>2</sup>.

Средняя проницаемость –  $k_3 = 0,117$  мкм<sup>2</sup>. Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

2.3. Продуктивный пласт является неоднородным по типу флюида, т. к. существуют близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

2.4. Согласно геологическим данным,  $\Delta P_{пл} = 0,1$  МПа/10 м (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

### 3. Расчет коллектора на устойчивость.

Оценка устойчивости пород в призабойной зоне производится сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (1)$$

где  $\sigma_{сж}$  – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для гранулярного коллектора составляет 30 МПа), МПа;  $\sigma_{сж}^{расч}$  – расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа.

$30 < 74,266$  МПа.

Условие (1) не выполняется, следовательно, коллектор не устойчив.

#### 4. Определение конструкции забоя.

Коллектор порового типа, неоднородный, неустойчивый. Имеются близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 1.

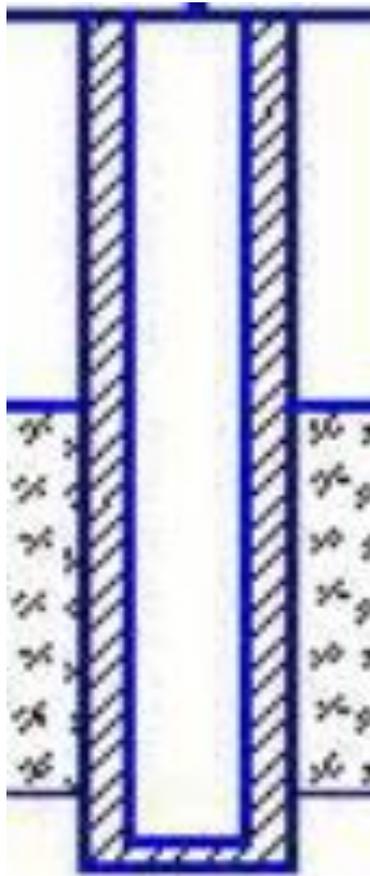


Рисунок 2.1 – Конструкция забоя закрытого типа

## 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.2

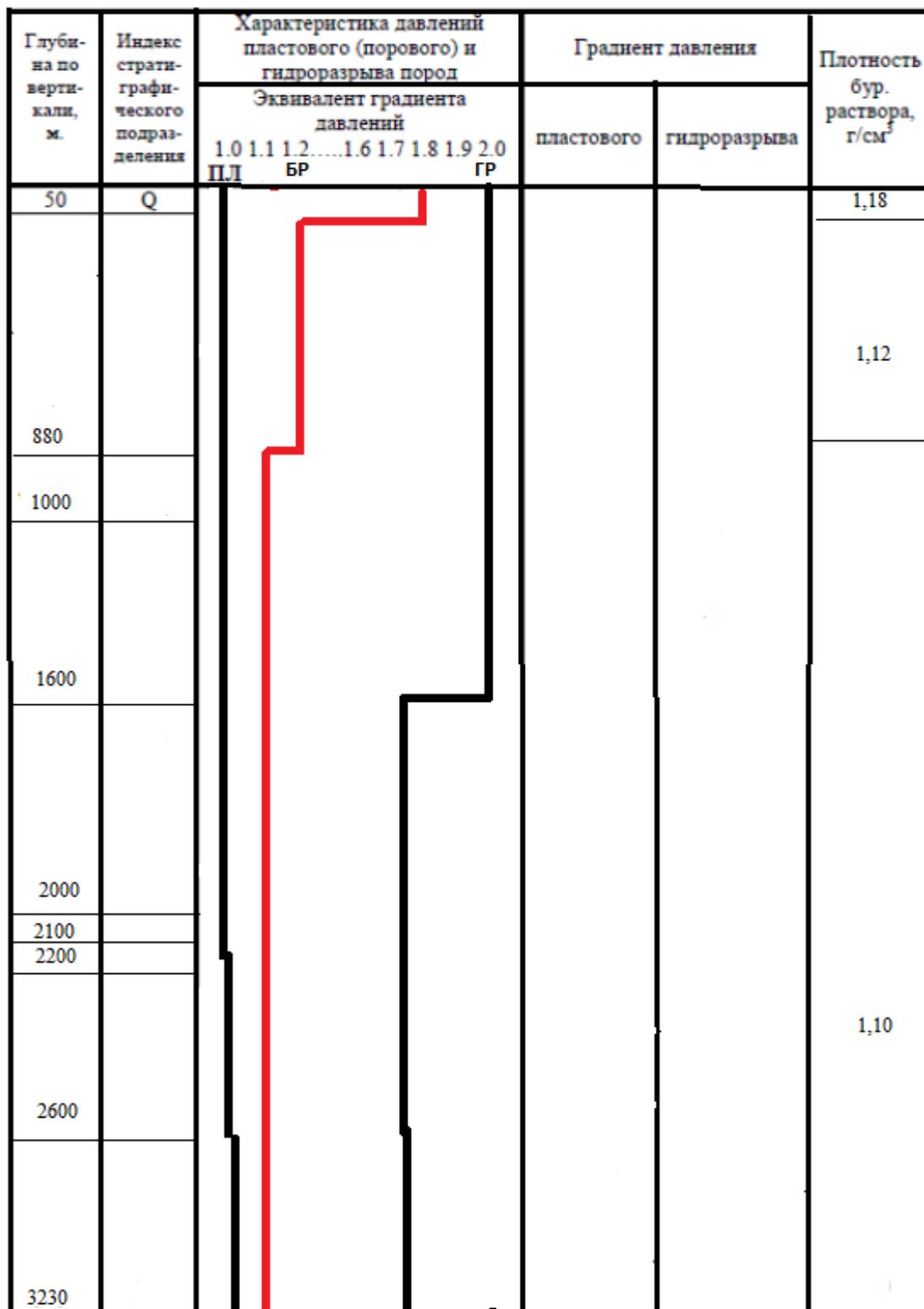


Рисунок 2.2 - График изменения коэффициентов аномальности пластовых давлений(1) и индексов давлений начала поглощения(2)

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

### 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 60 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 100 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы. Но в верхней части интервала 60-250 м залегают слабосвязанные породы, склонные к интенсивным осыпям. Поэтому для обеспечения безаварийного бурения интервала под кондуктор спуска направления проектируется до глубины 270 м.

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 1053 м, и выбирается глубина 1053 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3230 метров с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 30 метров.

### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 880 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 880 – 3230 м.

### 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи (100-150 м<sup>3</sup>/сут нефти) – 146,1 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Интервал установки по стволу, м	Наименование обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Наружный диаметр соединения, мм	Диаметр долота, мм
0-50	Направление	298,5	323,9	393,7
0-850	Кондуктор	219,1	244,5	269,9
0-3230	Эксплуатационная	146,1	166	190,5

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 2.3.

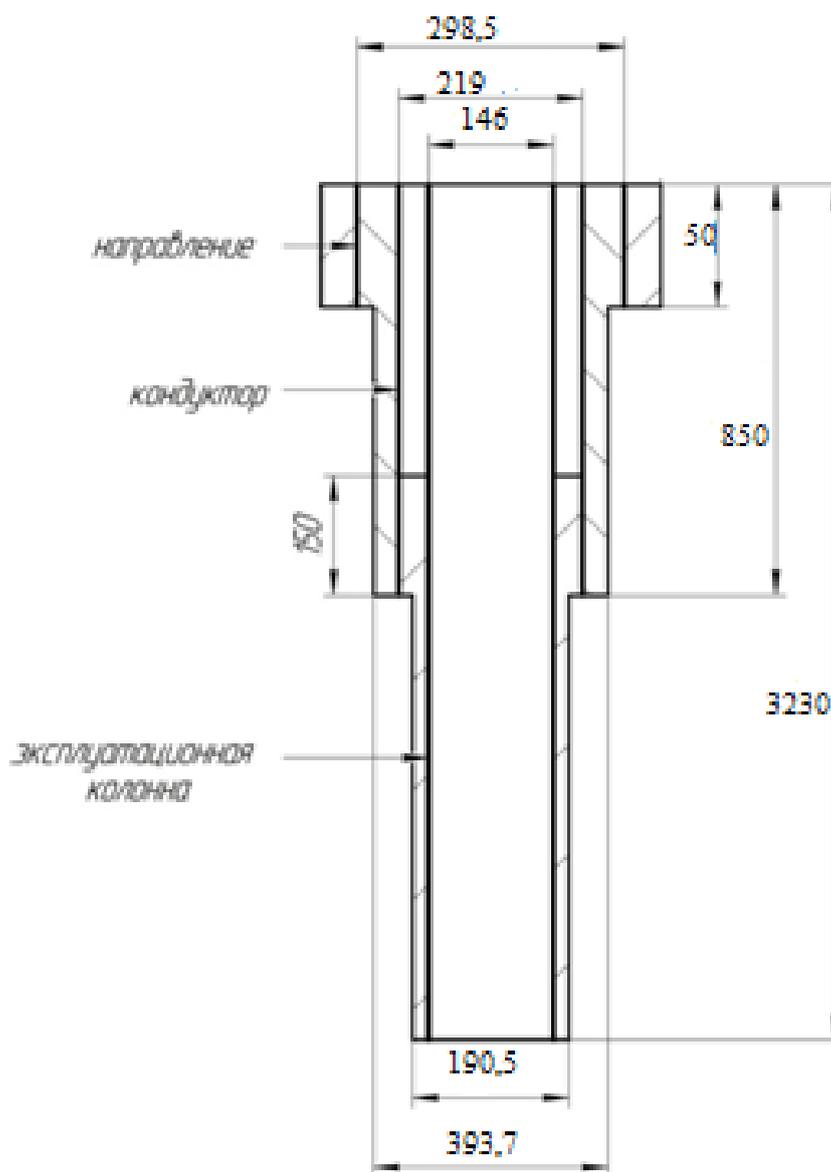


Рисунок 2.3 – Проектная конструкция скважины

## 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 20,15 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 230/80x35 (180 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

В состав входит один превентор универсальный сферический ПУС-230x35 и превентор плашечный гидравлический сдвоенный ППГ-2-230x35.

## 2.3 Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 1.

Таблица 2.3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-880	Кондуктор	турбинный
880-3230	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД(винтовой забойный двигатель)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота типа PDC, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «НПП «Буринтех». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-880	880-3230
Шифр долота		III 393,7 М-ГВУ	III 269,9 МЗ-ГАУ	190,5 В 913 Н
Тип долота		четырёх	четырёх	пяти
Диаметр долота, мм		393,7	269,9	190,5
Тип горных пород		мягкие	мягкие	средние, твердые
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	6 <sup>5/8</sup> Reg	10 <sup>5/8</sup> Reg	4 <sup>1/2</sup> Reg
Длина, м		0,4	0,3	0,3
Масса, кг		0,9	0,9	0,4
G, т	Рекомендуемая	5-12	2-10	2-10
	Предельная	12	12	12
n, об/мин	Рекомендуемая	80-400	80-440	60-400
	Предельная	400	440	400

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

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 8 тоннам, которая близка к предельной нагрузке на запроектированное долото. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-880	880-3230
Исходные данные			
$\alpha$	0,4	0,4	0,4
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1100	1250	2300
$D_d, \text{см}$	39,37	26,99	19,05
$k_T$	33	29	29
$D_c, \text{мм}$	13	12	10
$q, \text{кН/м}$	0,2	0,3	0,6
$\eta$	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$G_{пред}, \text{тс}$	100	120	120
$G_1, \text{кН}$	29,52	10,1	13,1
$G_2, \text{кН}$	78,74	80,97	114,3
$G_3, \text{кН}$	80	96	96
$G_{проект}, \text{кН}$	62,7	62	74

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под эксплуатационную колонну (1053-2599 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента

Интервал		0-50	50-880	880-3230
Исходные данные				
$V_{л}, \text{ м/с}$		2,5	2,8	2,8
$D_d$	м	0,3937	0,2699	0,1905
	мм	393,7	269,9	190,5
$\tau, \text{ мс}$		6	6	2
$z$		26	22	22
$\alpha$		0,9	0,7	0,9
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$		165	248	115
$n_2, \text{ об/мин}$		634	373	128
$n_3, \text{ об/мин}$		250	270	112
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		60	290	120

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 0-50 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается турбобур ТО2-240, от 50-125 ЗТСШ-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-195, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные

интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

В таблице 2.7 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.7 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-880	880-3230
Исходные данные				
D <sub>д</sub>	м	не требуется	0,2699	0,1905
	мм		269,9	190,5
G <sub>ос</sub> , кН			3,0	3,0
Q, Н*м/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
D <sub>зд</sub> , мм		не требуется	216	152
M <sub>р</sub> , Н*м			314	181
M <sub>о</sub> , Н*м			148	108
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН			55,3	24,36

В таблице 2.8 приведены технические характеристик запроктированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.8 - Технические характеристик запроктированных двигателей по интервалам бурения.

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
ТО-240	0-50	240	10170	2506	0,045	410	1343	139,1
ЗТСШ-240	50-880	240	23225	5975	0,032-0,034	470	2648-2991	112-134
ДРУ-195	880-3230	195	6,42	1140	25	80	3,1	67-210

### 2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 2.9 и 2.10.

Таблица 2.9 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-880	880-3230
Исходные данные			
$D_d$ , м	0,3937	0,2699	0,1905
$K$	0,6	0,5	0,4
$K_k$	1,3	1,5	1,5
$V_{кр}$ , м/с	0,1	0,15	0,15
$V_m$ , м/с	0,0083	0,0069	0,0041
$d_{от}$ , м	0,324	0,2191	0,1461
$d_{мах}$ , м	0,032	0,025	0,022
$d_{нмах}$ , м	0,3746	0,2813	0,2127
$n$	1,15	1,15	1,15
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$ , м/с	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,18	1,12	1,10
$\rho_{п}$ , г/см <sup>3</sup>	2,600	2,600	2,700
$Q_1$ , л/с	185	108	59,8
$Q_2$ , л/с	71,89	107	49
$Q_3$ , л/с	109,5	127	65
$Q_4$ , л/с	42,11	42	22
$Q_5$ , л/с	21,6	20	15
$Q_6$ , л/с	40	25	35
$Q_{табл}$ , л/с	120	90	50
$\rho_{табл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	1180	1120	1100
$M$ , Н*М	1500	2500	2730
$M_{табл}$ , Н*М	2650	2650	3950
$n$	0,9	0,9	0,9
$Q_n$ , л/с	170	190	190
$Q_{пров1}$ , л/с	83,05	82,4	39,3
$Q_{пров2}$ , л/с	153	171	171

Таблица 2.10 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-60	60-845	845-2620
Исходные данные			
$Q_1$ , л/с	185	108	59,8
$Q_2$ , л/с	71,89	107	49
$Q_3$ , л/с	109,5	127	65
$Q_4$ , л/с	42,11	42	22
$Q_5$ , л/с	21,6	20	15
$Q_6$ , л/с	40	25	35
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q$ , л/с	99,1	65,8	44,8
$Q$ , л/с	50	45	30
$Q_{тн}$ , л/с	120	90	50
$\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	1180	1120	1100
$M_{тн}$ , Н*М	1340	2650	3100
$M_{тб}$ , Н*М	33	67	61,3

### 2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 2.11-2.12.

В таблице 2.13 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 2.11 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ-165-71Д	165	6	135,9
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК-127х9К	127	450	3100
2	АБТ Д16Т	147	255	1650

Таблица 2.12 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
$P_H$ , кгс/мм <sup>2</sup>	34,1	Выполняется условие запаса прочности (n>1,15)			
$P_{кр}$ , кгс/мм <sup>2</sup>	39,2	Да			
$P_{кр}/P_H$	39,2/1,15				
Расчет на статическую прочностии при отрыве долота от забоя					
<i>В вертикальном участке ствола</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$ , гс/см <sup>3</sup>	$\gamma_{ст}$ , гс/см <sup>3</sup>	Q <sub>Б</sub> , кгс
АБТ Д16Т	16,5	24	1,12	7,850	997,1
Σ					997,1
Q <sub>КНБК</sub> , кгс	7368	Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)			
K	1,15	Да		Нет	
ΔP, кгс	0,55				
F <sub>к</sub> , мм <sup>2</sup>	9263				
σ <sub>т</sub> , кгс/мм <sup>2</sup>	38				
<i>В наклонном участке ствола</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$ , гс/см <sup>3</sup>	$\gamma_{ст}$ , гс/см <sup>3</sup>	Q <sub>Б</sub> , кгс
УБТ-165	59,1	24	1,12	7,850	22342
	E, кгс/мм <sup>2</sup>	I, м <sup>4</sup>	S, м	D <sub>з</sub> , мм	D, мм
	2,1	35,1	12 <sup>4</sup>	162	127
Ψ <sup>+</sup> /Ψ <sup>-</sup>	0,52	Q <sub>р</sub> , кгс		19744	
α	1,62	M <sub>итак</sub>		437	
μ	0,25	W, см <sup>3</sup>		93,57	
R, м	740	[σ], кгс/мм <sup>2</sup>		35,7	
Q <sub>к</sub> , кгс	107894	σ <sub>з</sub> , кгс/мм <sup>2</sup>		10,58	
σ <sub>р</sub> , кгс/мм <sup>2</sup>	34,6				
Выполняется условие σ <sub>з</sub> > [σ]			Да	Нет	
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$ , гс/см <sup>3</sup>	$\gamma_{ст}$ , гс/см <sup>3</sup>	Q <sub>Б</sub> , кгс
УБТ-165	19,2		1,120	7,850	80511
Σ					80511
Q' <sub>тк</sub> , кгс	126720	Максимальная глубина		1440	
Q <sub>КНБК</sub> , кгс	7368	спуска в клиновом захвате,			

n	1,15	М	55
q <sub>m</sub> , кгс/м	32,7		
K <sub>T</sub>	171360		
K	40798	Максимальная длина секции бурильных труб, м	55
n	1,45		
F <sub>k</sub> , мм <sup>2</sup>	9263		
σ <sub>T</sub> , кгс/мм <sup>2</sup>	171360		

Таблица 2.13 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Назначение
	от	до		
1	0	50	393,7М-ГВУ-R227	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			КА 393,7	
			П-147/152	
			КОБ 178	
			ПК-172РС	
			ПК127-9К	
Σ				
2	50	150	269,9 МЗ-ГАУ-R78	Бурение вертикального участка под кондуктор
			КА 269,9СТ	
			ТР-240	
			Переводник Н-152/152	
			КА 269,9СТ	
			П-147/152	
			КОБ-178	
			ПК-172РС	
			П-122/147	
			УБТ 165 - 71Д	
			ПК 127-9К	
3	150	366	269,9 МЗ-ГАУ	Бурение интервала набора угла под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			КА 269,9 СТ	
			ТО-240	
			Н-152/152	
			КА269,9 СТ	
			П-147/152	
			КОБ-178	
			ПК-172РС	
			Телесистема PowerPulse 950/900	
			П-122/147	
			УБТ-165-71Д	
			П-147/122	
			ПК127-9К	
4	366	887	269,9 МЗ-ГАУ	Бурение участка стабилизации для кондуктора
			КА 269,9 СТ	
			ЗТСШ-240	
			Н-152/152	
			КА269,9 СТ	

			П-147/152	
			КОБ-178	
			ПК-172РС	
			Телесистема PowerPulse 950/900	
			П-122/147	
			УБТ165-71Д	
			П-147/122	
			ПК 127-9К	
			Ясс	
5	887	2831	БИТ 190,5 В 913Н	Бурение участка стабилизации для ЭК, проработка ствола
			КА 190,5 СТ	
			ДРУ -195	
			Н-152/152	
			КА 190,5 СТ	
			П-147/152	
			КОБ-178	
			ПК-172РС	
			Телесистема PowerPulse 950/900	
			П-122/147	
			УБТ-165	
			П-147/122	
			ПК-127-9К	
Ясс				
6	2831	3230	БИТ 190,5 В 913 Н	Бурение участка падения угла, проработка ствола
			КА 190,5 СТ	
			ДРУ-195	
			Н-152/152	
			КА 147/152	
			П-147/152	
			КОБ-178	
			ПК-172	
			Телесистема	
			П-122/147	
			УБТ 165	
			П-147/122	
			ПК 127-9К	
Ясс				

### 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление и кондуктор – полимерглинистый, для бурения интервала под эксплуатационную колонну, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – полимерглинистый.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 2.14. В таблице 2.15 представлен компонентный состав бурового раствора, далее приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 2.14 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P <sub>пл</sub> , МПа	H, м	g, м/с <sup>2</sup>	ρ <sub>бр</sub> , кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>гп</sub> , кг/м <sup>3</sup>	K	d, м	
от	до									
0	50	1,15	3,5	50	9,81	1180	2230	1,5	0,006	
50	880	1,15	5,3	880	9,81	1120	2400	1,5	0,006	
880	3230	1,15	2,3	3230		1100	2400	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см <sup>3</sup>	СНС <sub>1</sub> , дПа	СНС <sub>10</sub> , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	50	1,505	25-30	60-70	24,7	5,1	9	2	20	9
50	880	1,319	16-30	50-70	23,5	5,4	9	2	20	9
880	3230	1,560	9,5-15	25-30	23,1	5,4	8-9	1	10	7

Таблица 2.15 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	1053	Глинистый Вода пресная, Бентонит, Penta 465, BEN-EX, СМС (Т) HV, СМС (Т) LV, кальцинированная сода, каустическая сода, SAPP
1053	2599	Хлоркалийевый ингибированный Soda Ash, Caustik Soda, Calcium Carbonate Fine 07-96 MI, Calcium Carbonate Medium MK 160 MI, Calcium Carbonate Coarse MK 400 MI, KCL white, Penta 4650, СМС (Т) LV, HIBTROL ULV, Thermpac UL, POLIPAK ELV, POLIPAK R, DUO-VIS NS, DRIL-FREE0, DRIL-KLEEN II, LIME, M-I CIDE0, CITRIC ASID, SAPP

С целью обеспечения полноты удаления выбуренной породы из бурового раствора и регулирования содержания твердой фазы в буровом растворе при бурении планируется осуществлять четырехступенчатую систему очистки с использованием технических средств, изготовленных зарубежными фирмами.

К основному оборудованию системы приготовления и очистки бурового раствора относятся:

- вибросито (2 шт.) Компания «SWACO»;
- ситогидроциклонная установка;
- центрифуга декантирующая;
- перемешиватель бурового раствора;
- дегазатор;
- циркуляционная система.

Ситогидроциклонная установка представляет из себя пескоотделитель и илоотделитель смонтированные над виброситом. При этом шлам, сбрасываемый с песко-илоотделителя подается на мелкоячеистую сетку вибросита. Благодаря этому достигаются минимальные потери жидкости из очищаемого раствора, шлам выходит более сухим, резко сокращаются объемы сбросов. Установка ИВМ1 + 1/1300 + 4х/100 состоит из вибросита ИВМ1, пескоотделителя ИПС 1/1300 и илоотделителя ИИС 4х2/100.

### 2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 2.16, а в таблице 2.17 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 2.16 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	$d_d$ , м	К	$P_{пл}$ , МПа	$P_{гд}$ , МПа	$\rho_{п}$ , кг/м <sup>3</sup>
2599	0,2159	1,25	24	46	2400
Q, м <sup>3</sup> /с	Тип бурового насоса	$V_m$ , м/с	$\eta_{п}$ , Па·с	$\tau_T$ , Па	$\rho_{пж}$ , кг/м <sup>3</sup>
0,029	УНБ-950	1,25	0,016	15	1120
КНБК					
Элемент	$d_n$ , м	L, м		$d_b$ , м	
УБТ 178-71Д	0,178	78		0,071	
ПК - 127 СТ	0,127	378		0,088	

Таблица 2.17 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}, \text{кг/м}^3$	$\varphi$	$d_c, \text{м}$	$V_{кп}, \text{м/с}$	$\Delta P_{зд}, \text{МПа}$	$\Delta P_o, \text{МПа}$
1450	0,29	0,270	0,5	5,2	0,2
$\Delta P_r, \text{МПа}$	$\Delta P_p, \text{МПа}$	$V_d, \text{м/с}$	$\Phi, \text{м}^2$	$d, \text{мм}$	
0,39	2,1	80	0,0054	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Скп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТ 203 79Д	12951	4955	639	0,066	-
УБТ 178-71Д	17775	12828	222	0,062	-
ДРУ-195	14467	6950	786	0,650	-
КП - 121 СТ	29523	5449	996	0,179	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	$\lambda$	$\Delta P_T$	
УБТ 203 79Д	2114	3273	0,0219	0,018	
УБТ 178-71Д	2113	3642	0,0204	0,029	
КП - 121 СТ- 0,088	2115	2938	0,213	0,010	

### 2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой скважины требуется произвести отбор керна для исследовательских работ.

Отбор керна, шлама и грунтов не предусматривается

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}, \text{кг/м}^3$	1020	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}, \text{кг/м}^3$	1000
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обль}, \text{кг/м}^3$	1430	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}, \text{кг/м}^3$	1850
плотность нефти $\rho_n, \text{кг/м}^3$	700	глубина скважины, м	2599
высота столба буферной жидкости $h_1, \text{м}$	200	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2, \text{м}$	500
высота цементного стакана $h_{ст}, \text{м}$	10	динамический уровень скважины $h_d, \text{м}$	1730

### 2.4.1.1 Расчет наружных и внутренних избыточных давлений

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

На рисунке 1 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

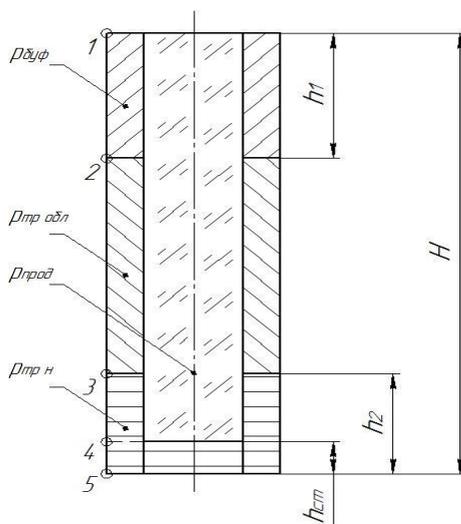


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 2.19 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.19 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	400-600	600-1000	1000-2470	2925-3230
Наружное избыточное давление, МПа	0	1,9	3,9	12,3	12,6

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ( $P_{кз} = 5,96$  МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ( $P_2 = 12,6$  МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации

## 2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 2 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны [2].

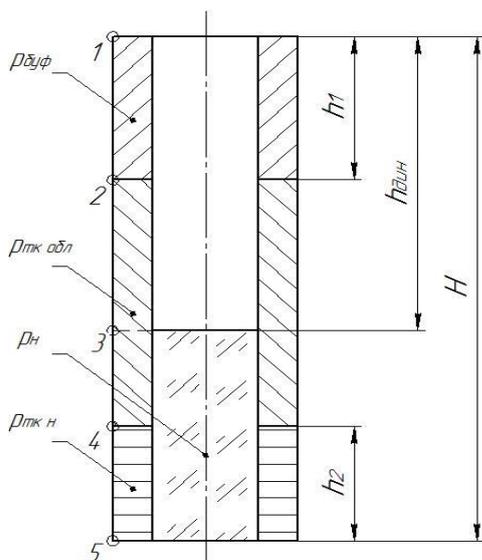


Рисунок 2.6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 2.20 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.20 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	400-2470	2470-2495	2495-2545	2545-3230
Наружное избыточное давление, МПа	0	20,3	0,3	0,5	0,5

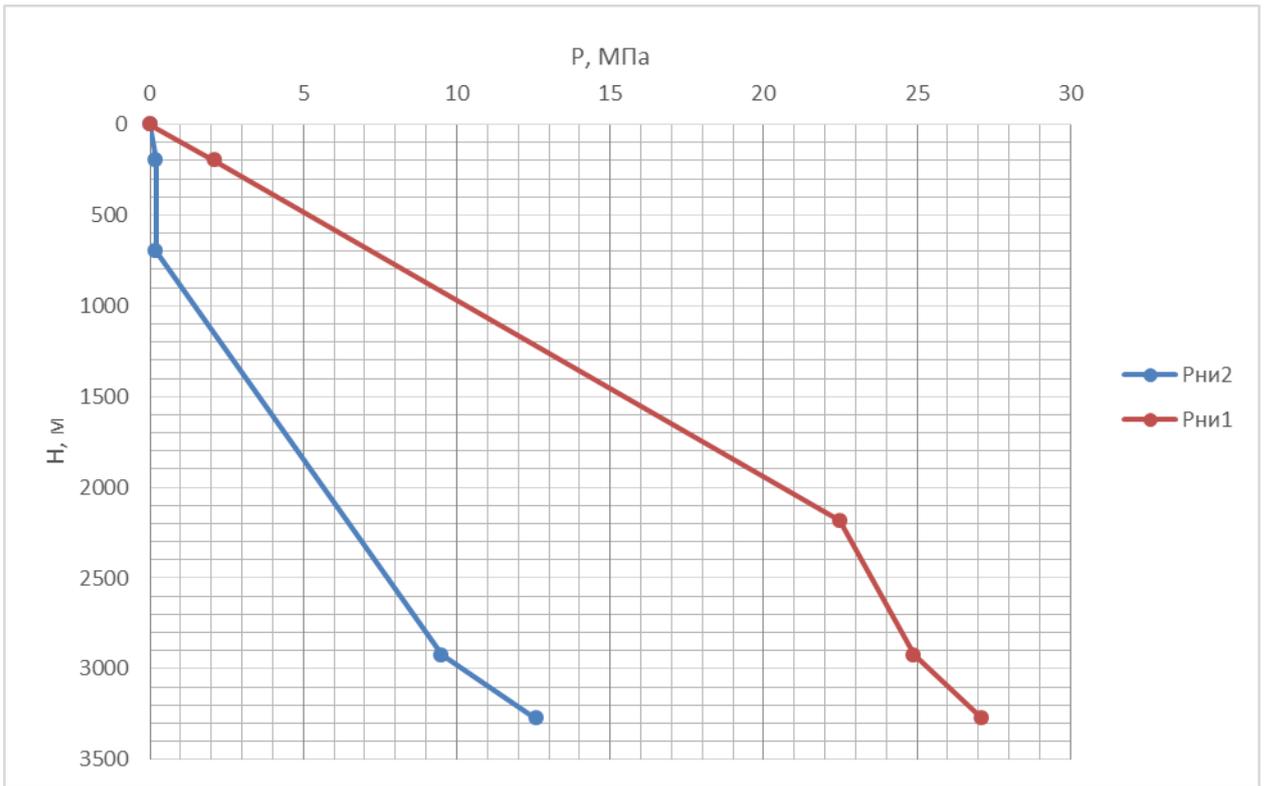


Рисунок 2.4 - Обобщенный график по точкам с наибольшими значениями  $P_{ни}$

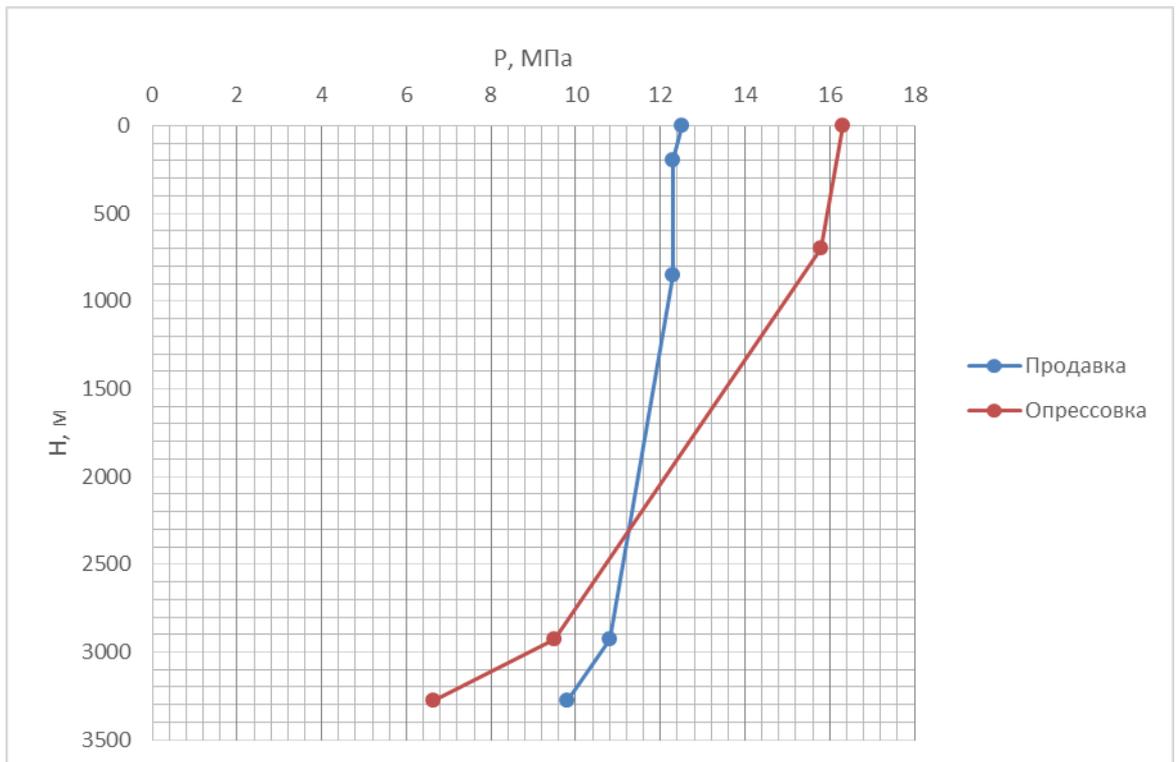


Рисунок 2.5 - Обобщенный график по точкам с наибольшими значениями  $P_{ви}$

## 2.4.1.2 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 2.21

Таблица 2.21 - Рассчитанные параметры секций

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
1	Д	9,5	110	0,321	35,31	35,31	3230-880
2	Д	8,5	2817	0,290	816,93	852,24	880-50
3	Д	10,7	533	0,356	189,74	1041,98	50-0

## 2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2.1)$$

47 < 55 МПа. Условие (2.1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

### 2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.22.

Таблица 2.22 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м <sup>3</sup>	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м <sup>3</sup>
$\rho_{тр}=1850 \text{ кг/м}^3$	49,7	50490	25,6
$\rho_{тробл}=1400 \text{ кг/м}^3$	17,7	8082	27,5
Сумма	67,4	58572	53,1

### 2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м <sup>3</sup>
Буферная	7,3
Продавочная	50,2

### 2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

На рисунке 7 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

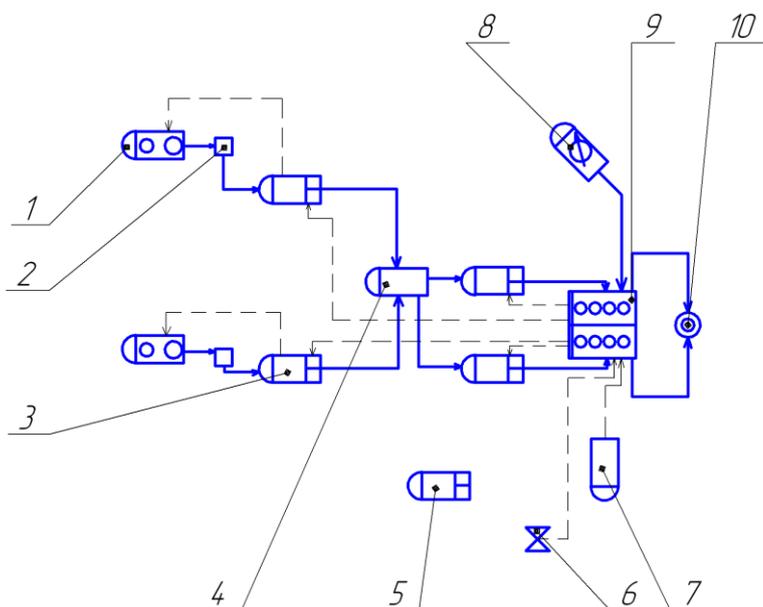


Рисунок 2.7 – Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – цементирующий агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16;
- 5 – цементирующий агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводная водная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

### 2.4.3 Технологический режим цементирования скважины

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 2.8.

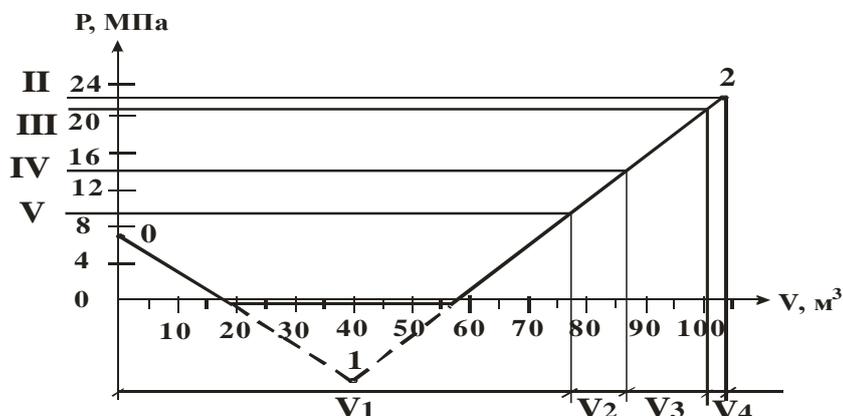


Рисунок 2.8 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 2.24 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 2.24 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м <sup>3</sup>
V	2,3
IV	4,3
III	8,1
II	14,5

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора  $t_{це\text{м}}$  составляет 78 мин

### 2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

под кондуктор:

- башмак типа БКМ-245 с трапецидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОДМ -245-ОТТМ;
- центратор - турбулизатор ЦТГ-245/295;
- центратор ЦЦ-4-245/295;
- пробка ПП-219-245;

под эксплуатационную:

- башмак БКМ-146;
- обратный клапан ЦКОДМ-146;
- центратор - турбулизатор ЦТГ-146/216;

(интервалы установки и их количество представлены в таблице 2.25).

Таблица 2.25 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
880	башмак БКМ-245	1
1043	обратный клапан ЦКОДМ-245-ОТТМ	1
1041-1051	центратор - турбулизатор ЦТГ-245/295	2
70-991	центратор - турбулизатор ЦТГ-245/295	12
10-20	центратор - турбулизатор ЦТГ-245/295	2
1043	пробка ПП-219-245	1
2670	башмак БКМ-146	1
2660	обратный клапан ЦКОДМ-146	1
1490-1550	центратор - турбулизатор ЦТГ-146/216	7
2580-2630	центратор - турбулизатор ЦТГ-146/216	8

#### 2.4.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК2 – 65х21 ХЛ К1.

Перфорацию производить зарядами ЗПКО-102 ПП-30, ЗПКО-89 АТ-03, 2” (51) Predator плотностью 20 отв./м (длина пробиваемого канала 8001000мм) или аналогичными. При проведении газогидродинамических исследований глубинные и устьевые замеры проводить (цифровыми) электронными термоманометрами. Предусмотреть проведение СКО, интенсификации струйным насосом или выполнение испытания с помощью КИИ-95.

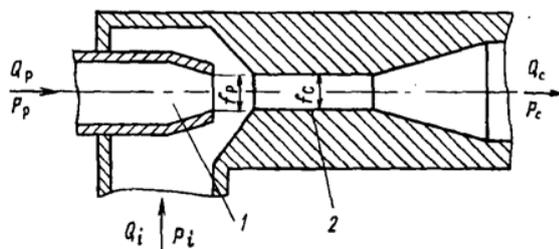


Рисунок 2.9 – Схема струйного аппарата:

1-рабочая насадка; 2-камера смешивания с диффузором

## 2.5 Выбор буровой установки»

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 128 т, а вес бурильной колонны – 96 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000/200 ЭУК .

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 2.26

Таблица 2.26 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ-3000 ЭУК			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	120	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	0,6
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	180	$[G_{кр}] / Q_{об}$	0,9
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	200	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		
<b>Расчет фундамента буровой установки</b>			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ( $Q_{вלב}$ )	45	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ( $k_{по} > 1,25$ )	1,3
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{бк}$ )	96		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{ок}$ )	128		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{п}$ )	1,25		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{бр}$ )	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м <sup>2</sup>	90		

(F <sub>60</sub> )			
<i>Расчет режимов СПО</i>			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	28	1916	
3	34	1156	
4	74	733	

### 3. Гибридная система буровых долот

#### 3.1 Технология гибридных долот.

Технология, позволяющая добиться максимальной производительности при бурении твердой горной породы, специализированная гибридная система буровых долот.

Первые попытки создания гибридных буровых установок предпринимались уже в 30-х годах прошлого века, однако полностью реализовать данную конструкцию удалось только с появлением поликристаллических алмазных долот (PDC).

Это новое поколение гибридных буровых долот основывается на проверенной технологии производства долот PDC с применением режущих шарошек, расположенных на поверхности бурового долота.

Подвергло созданию данного долота специалистов компании Baker Hughes, на осложненных участках горной породы, равнинах и холмах центральной и юго-западной части штата Оклахома.

Твердая абразивная порода, состоящая из сланцевой глины, песка, эрозионного гранита, плотного песчаного пропластка, известняка и ангидритов бросает вызов самым передовым технологиям бурения.

Гибридная система буровых долот способна проводить бурение сланцевой глины и других пород, обладающих высокими пластическими характеристиками, в 2-4 раза быстрее и эффективнее по сравнению с шарошечным коническим долотом.

Совместное использование PDC для бурения мягких пород и долот с коническими шарошками для твердых пород в бурильной головке гибридного типа позволило достичь более высоких механических скоростей бурения (МСБ), по сравнению с отдельной работой этих агрегатов.

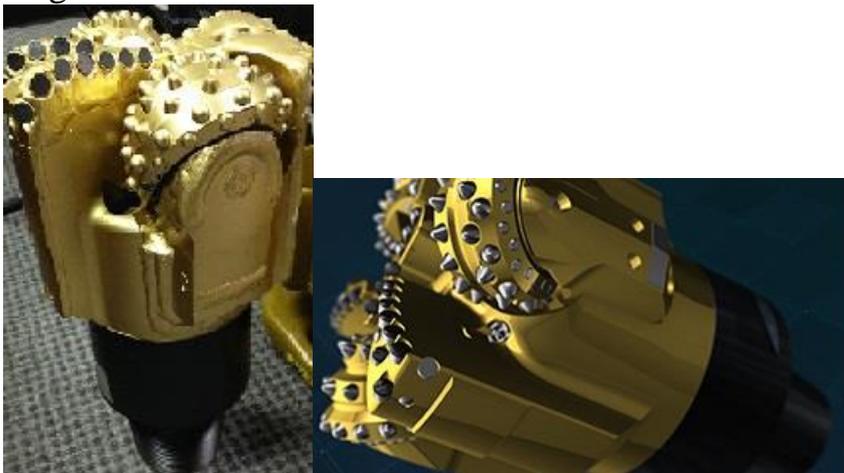


Комбинированное применение алмазного бурения и дробления породы при помощи конических шарошек позволяет данному долоту справляться даже с трудной цементированной обломочной горной породой (конгломератом). Шарошки улучшают динамические характеристики долота, за счет уменьшения его крутильных колебаний, а алмазные резцы позволяют получить ровные стенки скважины, что в свою очередь, позволит избежать подсакивания долота на забое.

По сравнению с обычными типами алмазных долот PDC, уровень крутильных колебаний в системе буровых долот гибридного типа на 50 процентов меньше; и прерывистое скольжение возникает только при низких оборотах вращения долота; также снижены вихреобразные возмущения пыли при высоких оборотах вращения долота.

Гибридная буровая установка предназначена для: бурения породы с помощью стандартных шарошечных конических долот, ограниченных по МСБ; пробивания горной породы с использованием алмазных долот большого диаметра и шарошечных конических долот, ограниченных по крутящему моменту и осевой нагрузке; для работы в условиях перемежающихся слоев породы, в которых высокомоментные колебания могут привести к преждевременному отказу рабочего оборудования; а также бурения электробуром и/или для вертикального бурения, соблюдая высокие МСБ, повышенную производительность требуемое положение торца долота.

### 3.2 Применение гибридных долот Химера разработанных компанией Baker Hughes.



Кертис Шмитц, инженер отдела прикладного проектирования компании Baker Hughes в Оклахома-Сити заявляет, что “Наша технология была специально разработана для бурения твердых участков пород в глубоких скважинах месторождения Woodford, расположенных в районе Canadian County, которые контролирует компания Devon, а также для бурения пород среднего состава в западной Оклахоме, с которыми работала компания Chesapeake.

Гибридное долото химера - гибридная установка, разработанная компанией Baker Hughes, которая сочетает в себе конструктивные элементы шарошечных конических долот и алмазных резцов PDC (с поликристаллическими алмазными вставками), применяющихся для бурения твердых горных пород, которые плохо поддаются бурению. Тогда как использование обычных буровых долот в таких случаях не позволяет добиться требуемой производительности. Столкнувшись с проблемами в 10 скважинах и снизить время простоя и увеличить производительность буровых установок, компания Devon решила уделить внимание современным технологиям буровых долот. Около 18 месяцев назад компания Devon пригласила к себе несколько поставщиков бурового оборудования для того, чтобы они предложили возможные варианты решения этой задачи. “Мы хотели посмотреть, какие предложения последуют от производителей буровых систем и оценить возможные варианты сотрудничества между нашими компаниями для модернизации существующих

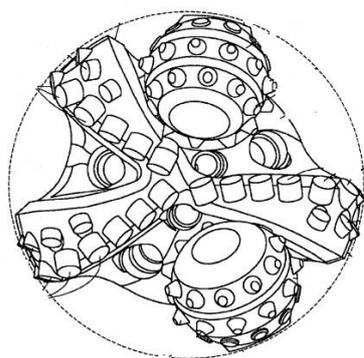
буровых долот, сконструированных специально для этих скважин, а также повышения скорости бурения”,- говорит Уильямсон.

“Компания Baker Hughes сразу начала активно сотрудничать с нами и предлагать варианты усовершенствования буровых долот, удовлетворяющих особым условиям эксплуатации. Другие компании не проявили особой инициативы относительно модернизации существующих долот, вместо этого они предлагали заменить эти элементы своими готовыми системами бурения стандартной конфигурации. Нашей первоочередной задачей являлось усовершенствование существующего варианта конструкции буровых долот, поэтому мы выбрали компанию Baker Hughes”.

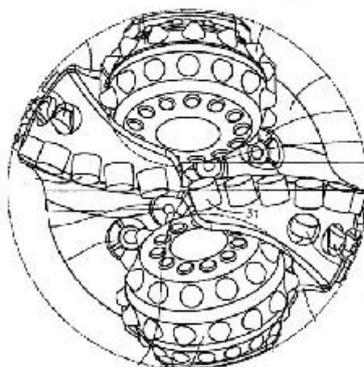
Тщательный анализ полученных данных, консультации со специалистами компании Devon, а также изучение результатов испытаний изношенных долот, позволили компании Baker Hughes сократить время на выполнение модернизации буровых гибридных долот с 4-6 месяцев до 4-6 недель.

Как утверждают Шмитц и Уильямсон, за период с 2007 по 2010 год, среднее количество рабочих дней, затрачиваемых на бурение одной скважины, уменьшилось на 20 процентов, а средний расход буровых долот снизился на два долота.

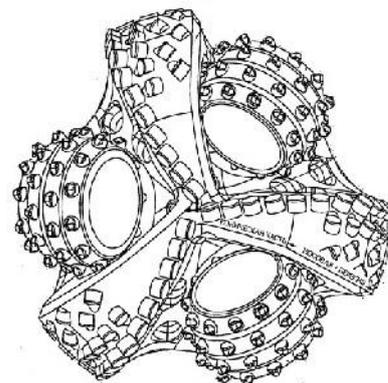
### 3.3 Виды гибридных буровых долот.



Трех лопастные с двумя конич.шарошками



Двух лопастные с двумя конич.шарошками



Трех лопастные с тремя конич.шарошками

### 3.4 Испытания долота на износостойкость

Испытания износостойкости на скважине/HRP-IW-8 с установленным долотом-Кумера FSR S/N 7031091 с диаметром 250,8мм.

В скважину HRP-IW-8 опущеногибридное долото Кумера диаметром 9,875 дюйма (250,8 мм) с управляемой направленной системой. 13.375 дюйма установлен на глубине 4102 футов (1250 м). скорость двигателя составляла 168-215 об / мин.

долото пробурило 1893 фута (576,9 м) за 71,5 часа в течение 3,75 дней (включая СПО).

Долото было поднято в отличном состоянии.



Второй спуск долота был следом за первым с теми же параметрами

Результаты показали Увеличение проходки в твердых формациях. Долото пробурило 2398 футов (730,9 м) за 78 часов в течение четырех дней (включая СПО)

При подъеме были обнаружены мелкие сколы на резцах PDC .



При Третьим спуском гибридного долота Кумера пробурено 963 фута (293,5 м) за 49,5 часа включая СПО). Долото было поднято изза выхода из строя двигателя и результат был успешным резцы PDC где были сколы начали рушаться некоторые были снесены конические шарошки только начали изнашиваться.



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

##### 4.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия.

ОАО «Востокгазпром» — дочернее предприятие ПАО «Газпром». Компания, созданная в 1999 году, первой в Томской области приступила к добыче природного газа. Это событие стало началом новой для региона газодобывающей отрасли.

Предприятие возглавляет Генеральный директор ОАО «Востокгазпром», генеральный директор ОАО «Томскгазпром» — Председатель Правления.



##### 4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Составление нормативной карты осуществляется путем корректировки типовой нормативной карты, рассчитанной для строительства горизонтальной скважины на Северо-Останкинском месторождении. Необходимость корректировки нормативной карты возникает из-за изменения профиля скважины. Для изменения нормативной карты воспользуемся сведениями о разбивке геологического разреза на нормативные качки, а также действующими на буровом предприятии нормами времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото.

Нормативное время на механическое бурение рассчитывается путем перемножения количества метров в каждом интервале на норму времени по

проходке одного метра. Количество долблений по каждому интервалу получается путем деления количества метров на нормативную проходку на долото в соответствующем интервале. Нормативная продолжительность СПО определяется по нормам времени на спуск и подъем одной свечи. Нормативное время на ПЗР и другие работы, предусмотренные технологическим процессом бурения скважины, рассчитываются на основании объема этих работ и норм времени на их производство.

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 30 суток. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно – заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Время подготовительно – заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h \text{ час}, \quad (1.1)$$

где  $T_{Б1}$  – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

$h$  – величина нормативной пачки, метр.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (1.2)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (1.3)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60час}, \quad (1.4)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60час}, \quad (1.5)$$

Где  $N_{СП}$ ,  $N_{ПОД}$  – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$ ,  $T_{ПОД}$  – соответственно время спуска и подъёма свечей, час;

$T_{1СВ}$  – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Время бурения скважины глубиной 3230 метров составляет 293 часов (механического бурения), время СПО составит 12,4 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 56,8 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 40,66 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Определение продолжительности строительства скважины:

$$T_{ц}^{нл} = t_{np} + t_{ВМР} + t_{\sigma} + t_{к} + t_{u}, \quad (4.2)$$

где  $T_{ц}^{nl}$  - плановая продолжительность строительства скважины, сут;

$t_{np}$  - подготовительные работы к бурению, сут;

$t_{BMP}$  - время вышкомонтажных работ, сут;

$t_{б}$  - время бурения, сут;

$t_{к}$  - время крепления, сут;

$t_{и}$  - время испытания, сут.

$$T_{ц}^{nl} = 10,5 + 2,0 + 36,9 + 7,8 + 9,5 = 66,7 \text{ сут}$$

Определение нормативной механической скорости:

$$V_{mex}^H = \frac{H}{t_{mex}^H}, \quad (4.3)$$

где  $H$  - проходка, м;

$t_{mex}^H$  - нормативное механическое время бурения, ч.

$$V_{mex}^H = \frac{4241}{185,74} = 23 \text{ м/ч.}$$

Определение плановой коммерческой скорости:

$$V_{к}^{nl} = \frac{H \cdot 720}{t_{np}^{nl}}, \quad (4.4)$$

где  $t_{np}^{nl}$  - плановое время бурения, ч.

$$V_{к}^{nl} = \frac{4241 \cdot 720}{1018,06 \cdot 1,054} = 2846 \text{ м/ст-мес.}$$

Определение цикловой скорости:

$$V_{ц} = \frac{H \cdot 720}{T_{ц}} \quad (4.5)$$

$$V_{ц} = \frac{4241 \cdot 720}{66,7 \cdot 24} = 1907 \text{ м/ст-мес.}$$

Определение средней проходки на долото:

$$h_{cp} = \frac{H}{N}, \quad (4.6)$$

где  $N$  – количество долот.

$$h_{cp} = \frac{4241}{4,74} = 895 \text{ м.}$$

Количество буровых бригад:

$$Ч_{бр} = \frac{H_{общ}}{V_k^{пл} \cdot 12,17}, \quad (4.7)$$

где  $H_{общ}$  – годовой объем проходки на площади, м.

$$Ч_{бр} = \frac{384760}{2846 \cdot 12,17} = 11,2 = 12 \text{ бригад}$$

Количество вышкомонтажных бригад:

$$Ч_{ВМП} = \frac{t_{ВМП}}{t_{\sigma} + t_k} \cdot Ч_{бр}$$

$$Ч_{ВМП} = \frac{2,0}{36,9 + 7,8} \cdot 12 = 0,5 = 1 \text{ бригада}$$

Количество бригад на испытание:

$$Ч_{исп} = \frac{t_{исп}}{t_{\sigma} + t_k} \cdot Ч_{бр},$$

где  $t_{исп}$  - время испытания, ч.

$$Ч_{исп} = \frac{9,5}{36,9 + 7,8} \cdot 12 = 2,6 = 3 \text{ бригады}$$

Количество буровых установок:

$$Ч_{БУ} = Ч_{бр} \cdot K_{об}, \quad (4.8)$$

где  $K_{об}$  - коэффициент оборачиваемости.

$$K_{об} = \frac{t_{ВМП} + t_{\sigma} + t_k + t_{пер} + t_{рем} + t_{рез}}{t_{\sigma} + t_k}, \quad (4.9)$$

где  $t_{пер}$  - время переезда, сут;

$t_{рем}$  - время в ремонте, сут;

$t_{рез}$  - время нахождения в резерве, сут.

$$K_{об} = \frac{2,0 + 36,9 + 7,8 + 4 + 1 + 0,5}{36,9 + 7,8} = 1,17$$

$$Ч_{БУ} = 12 \cdot 1,17 = 14 \text{ установок}$$

Таблица 4.2.1 – Продолжительность строительства скважины

Наименование этапов цикла	Нормативная продолжительность		K <sub>п</sub>	Плановая продолжительность в сутках
	в часах	в сутках		
1 Подготовительные работы к строительству скважины	252,00	10,50	1,0	10,5
2 Строительно-монтажные работы	48,00	2,00	1,0	2,0
3 Время бурения – всего, в т.ч.	839,73	34,99		36,9
под кондуктор	129,87	5,41	1,054	5,7
под промежуточную колонну	193,68	8,07		8,5
под эксплуатационную колонну	299,53	12,48		13,2
под хвостовик	216,65	9,03		9,5
4 Время крепления – всего в т.ч.	178,33	7,43		7,8
кондуктора	40,02	1,67	1,054	1,8
промежуточной колонны	62,81	2,61		2,7
эксплуатационной колонны	75,50	3,15		3,3
5 Испытание (опробование)	228,00	9,50	1,0	9,5
Итого продолжительность цикла строительства скважины	1546,06	64,42		66,7

### 4.3 Расчет нормативной карты представлен в таблице 4.3.1

Наименование работ	Номер нормативной пачки	Проходка на долото	Количество долот, шт	Тип и размер долота	Интервал бурения			Затраты времени на механическое бурение, ч		Затраты времени на прочие работы, ч		Всего на пачку, ч
					от	до	Всего, м	на 1 м проходки	Всего	на 1 м проходки	Всего	
Бурение под кондуктор диаметром 324 мм	I	2000	0,31	393,7 GTX	0	621	621	0,0479	29,74	0,024	14,90	44,64
Шаблонировка ствола скважины		2100	0,28	393,7 MX	30	621	591	0,0110	6,50	0,001	0,59	7,09
Крепление кондуктором = (крепление 24,02 часа + ОЗЦ 16 часов)											40,02	
Геофизические работы											20,90	
Дополнительные работы, не учтенные укрупненными нормами									Объем	На ед.	На объем	
Смена клиньев ПКР									2	0,23	0,46	
плашек АКБ									2	0,30	0,60	
челюстей УМК									2	0,07	0,14	
элеватора									2	0,07	0,14	
Установка, снятие обтиратора									1	0,16	0,16	
Смена и опрессовка винтового забойного двигателя									1	0,60	0,60	
Проверка центровки вышки перед спуском обсадных труб									1	0,80	0,80	
Установка пружинных центраторов									15	0,03	0,45	
Разбуривание цементного стакана									1	0,89	0,89	
Промывка скважины									1	0,71	0,71	
Всего по дополнительным работам											4,95	
Всего по кондуктору											117,60	
Ремонтные работы (8%)											9,41	
Смена вахт (1,25%)											1,47	
Итого по кондуктору с учетом ремонта и смены вахт											129,87	
Установка, проверка ПВО											41,41	

Бурение под промежуточную колонну диаметром 245 мм	II	1100	0,01	295,3 МХ	621	630	9	0,0386	0,35	0,014	0,13	0,48
	III	1400	0,77	295,3 НСД 604	630	1714	1084	0,0433	46,94	0,018	19,51	66,45
Всего по колонне			0,78				1093		47,29		19,64	
Шаблонировка ствола скважины		2750	0,40	БИТ 295,3ВТ419Т.02	621	1714	1093	0,0110	12,02	0,001	1,09	13,11
Крепление промежуточной колонной = (крепление 14,81 часа + ОЗЦ 48 часов)											62,81	
Геофизические работы											59,20	
Дополнительные работы, не учтенные укрупненными нормами									Объем	На ед.	На объем	
Смена клиньев ПКР									2	0,23	0,46	
плашек АКБ									2	0,30	0,60	
челюстей УМК									2	0,07	0,14	
элеватора									2	0,07	0,14	
Смена и опрессовка винтового забойного двигателя									1	0,60	0,60	
Установка, снятие обтиратора									5	0,16	0,80	
Проверка центровки вышки перед спуском обсадных труб									1	0,80	0,80	
Разбуривание цементного стакана, обратного клапана и башмака									1	1,32	1,32	
Промывка скважины при спуске инструмента									1	0,71	0,71	
Сборка заколонного пакера									1	1,03	1,03	
Чистка шахты									1	4,33	4,33	
Всего по дополнительным работам											10,93	
Всего по промежуточной колонне											212,98	
Ремонтные работы (8%)											17,04	
Смена вахт (1,25%)											2,66	
Итого по кондуктору с учетом ремонта и смены вахт											232,68	
Демонтаж, установка, проверка ПВО											23,81	

Бурение под эксплуатационную колонну диаметром 177,8 мм	IV	1600	0,23	219,1 GX	1714	2083	369	0,0335	12,36	0,019	7,01	19,37
	V	1650	0,72	219,1 HCD 504X	2083	3266	1183	0,0418	49,45	0,030	35,49	84,94
Всего по колонне			0,95				1552		61,81		42,50	
Шаблонировка ствола скважины		1950	0,80	БИТ 219,1BT613TM	1714	3266	1552	0,0110	17,07	0,001	1,55	18,62
Крепление эксплуатационной колонной = (крепление 27,50 часов + ОЗЦ 48 часов)											75,50	
Геофизические работы											91,70	
Дополнительные работы, не учтенные укрупненными нормами										Объем	На ед.	На объем
Смена калибратора										3	0,48	1,44
Наворот, отворот переводников										3	0,15	0,45
Смена переводника рабочей трубы										1	0,33	0,33
Смена клиньев ПКР										2	0,23	0,46
плашек АКБ										2	0,30	0,60
челюстей УМК										2	0,07	0,14
элеватора										2	0,07	0,14
Смена и опрессовка винтового забойного двигателя										1	0,60	0,60
Перетягивание талевого каната (перетягивание – 70 м)										1	2,58	1,29
Установка, снятие обтиратора										17	0,16	2,72
Разборка бурильных труб										192	0,05	9,60
Промывка скважины при спуске инструмента										1	7,94	7,94
Проверка центровки вышки перед спуском обсадных труб										1	0,80	0,80
Разбуривание цементного стакана, обратного клапана и башмака										1	1,50	1,50
Установка центраторов										77	0,03	2,31
Сборка заколонного пакера										1	1,03	1,03
Всего по дополнительным работам											31,35	
Всего по эксплуатационной колонне											321,48	
Ремонтные работы (8%)											25,72	
Смена вахт (1,25%)											4,02	
Итого по эксплуатационной колонне с учетом ремонта и смены вахт											351,22	
Демонтаж, установка, проверка ПВО											23,81	

Бурение под хвостовик диаметром 114 мм	VI	1700	0,57	152,4 HCD 504X	3266	4241	975	0,0481	46,90	0,032	31,20	78,10
Проработка ствола скважины		1500	0,65	БИТ 152,4ВТ413ТВ	3266	4241	975	0,0110	10,72	0,001	0,97	11,69
Спуск хвостовика, распакеровка, подъем БТ											17,20	
Геофизические исследования											60,96	
Дополнительные работы, не учтенные укрупненными нормами										Объем	На ед.	На объем
Смена калибратора										3	0,17	0,51
Наворот, отворот переводников										3	0,15	0,45
Смена переводника рабочей трубы										1	0,33	0,33
Смена клиньев ПКР										15	0,23	3,45
плашек АКБ										15	0,30	4,50
челюстей УМК										15	0,07	1,05
элеватора										15	0,07	1,05
Сборка бурильных труб										216	0,05	10,80
Смена и опрессовка РУС										1	0,80	0,80
Промывка скважины при спуске инструмента										1	0,85	0,85
Разбуривание цементного стакана, обратного клапана и башмака эксплуатационной колонны										1	2,50	2,50
Всего по дополнительным работам											27,59	
Проверка ПВО											2,77	
Всего по хвостовику											198,31	
Ремонтные работы (8%)											15,86	
Смена вахт (1,25%)											2,48	
Итого по хвостовику с учетом ремонта и смены вахт											216,65	
Всего по скважине долот			4,74			4241			185,74			1018,06

#### 4.4 Составление линейно-календарного графика.

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить запланированную скважину за запланированное время.

Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

Линейно-календарный график представлен в таблице 4.4.1

Условные обозначения к таблице 4.4.1:

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания;

Таблица 4.4.1 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ.											
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы									
		1	2	3	4						
Вышкомонтажные работы		10									
			10								
				10							
Буровые работы				10							
					10						
						10					
							11				
Освоение							10				
								10			
									10		

#### 4.5 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Таблица 4.5.1 – Сметный расчет на буровые работы по ценам 1984 года.

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	5	645,75	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	193,73	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,45	62,19	1,65	228,01	6,5	898,24
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	18,66	-	68,4	-	269,47
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	5	58	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	17,4	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,45	6,48	1,65	23,76	6,5	93,6
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	1,94	-	7,13	-	28,08
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	7	1770,02	0,45	113,8	1,65	417,2	6,5	1643,59
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	6	7902	0,45	592,7	1,65	2173	6,5	8560,5
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	9	2021,4	-	-	1,65	370,59	6,5	1459,9
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,65	152,9	6,5	602,29
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	7	62,3	0,41	3,7	2,8	24,9	6,5	57,85
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,41	3,09	2,8	21,12	6,5	49,01
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,41	61,3	2,8	418,6	6,5	971,62
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	12	1295,16	0,41	29,14	2,8	302,2	6,5	701,55
Эксплуатация трактора	сут	33,92	5	169,6	0,45	15,26	1,65	55,97	8,19	220,48
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб			14135,36		908,26		4263,78		15556,18	
Всего по сметному расчету, руб			34863,58							

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204.2.

$34863.58 \cdot 204.2 = 7119143$  руб.

Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на  
апрель 2017 г.

Таблица 4.5.2- сметная стоимость скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.	
		Ед. изм.	Количество			
	буровые работы				7119143,04	
	А. Собственно геологоразведочные работы:					
	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	142382,86	
	2. буровые растворы	м <sup>3</sup>	46,7	22500	1050750	
	4. работы по креплению	ч	160	32450	5192000	
	5. испытание и вызов притока	сут.	30	33450	1003500	
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400	
	Итого основных работ: $\Sigma 1$					17502425,9
	3. организация полевых работ	%	1,2	от $\Sigma 1$	210029,11	
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от $\Sigma 1$	262536,39	
	Итого полевых расходов: $\Sigma 2$					17974991,4
	Б. Сопутствующие работы и затраты					
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от $\Sigma 2$	3594998,28	
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от $\Sigma 2$	2336748,88	
1	Итого себестоимость проекта: $\Sigma 3$					23906738,56
2	Накладные расходы	%	14	от $\Sigma 2$	2516498,8	
3	Плановые накопления	%	15	от $\Sigma 2$	2696248,71	
	Компенслируемые затраты					
	А. производственные командировки	%	0,8	от $\Sigma 1$	140019,4	
	Б. полевое довольствие	%	3	от $\Sigma 2$	539249,74	
	В. доплаты	%	8	от $\Sigma 2$	1437999,31	
4	Г. охрана природы	%	5	от $\Sigma 2$	898749,57	
5	Резерв	%	10	от $\Sigma 3$	2390673,85	
	ИТОГО себестоимость проекта					24526177,94
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)					30740889,97

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 5.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

Таблица 1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.	Нормативные документы	
<i>Камеральный этап (работа внутри помещения)</i>			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Превышение уровней шума		
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88 Правило устройств электроустановок ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаровзрывобезопасность		
<i>Полевой этап</i>			
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные	
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

### 5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

Вредные вещества в промышленности могут входить в состав сырьевых материалов, конечных побочных или промежуточных продуктов того или иного производства. Они могут быть трех видов: твердые, жидкие и газообразные. Возможно образование пыли, паров и газов.

Токсические пыли образуются вследствие (измельчение, сжигание, испарение с последующей конденсацией), и выделяются в воздух через открытые проемы, не плотности пылящего оборудования или при пересыпке их открытым способом.

Жидкие вредные вещества в основном просачиваются при открытом сливе их из одной емкости в другую. При этом могут попасть на кожный покров работающих и оказывать соответствующее неблагоприятное действие, также загрязнять окружающие наружные поверхности оборудования и ограждений, которые становятся открытыми источниками их испарения. Это приводит к быстрому насыщению воздуха парами и образованию высоких концентраций.

Если газообразные вредные вещества используются как сырьевые материалы или получаются как готовые или промежуточные продукты, они, как правило, выделяются в воздух рабочих помещений только через случайные неплотности в коммуникациях и аппаратуре [7].

### 5.1.2 Физико - химические свойства вредных химических веществ

Физико-химические свойства вредных веществ в виде пылей такие же, как и обычных пылей.

Наиболее существенное значение имеет химический состав вредных веществ. Химический состав вещества определяет его основные токсические свойства: различные вещества по своему химическому составу обладают разным токсическим действием на организм как по характеру, так и по силе. Строго определенной и последовательной зависимости между химическим составом вещества и его токсическими свойствами не установлено, однако некоторую связь между ними все же можно установить. Выявленные некоторые

взаимосвязи между химическим составом веществ и их токсическими свойствами позволили подойти к ориентировочной оценке степени токсичности новых веществ исходя из их химического состава.

Вредные вещества могут оказывать местное и общее действие на организм. Местное действие проявляется в виде раздражения или химического ожога места непосредственного соприкосновения с ядом; обычно таким бывает кожный покров или слизистые оболочки глаз, верхних дыхательных путей и полости рта. В легкой форме проявляется в виде покраснения, иногда в их припухлости, ощущение зуда или жжения; в более тяжелых случаях болезненные явления более выражены, а изменение кожного покрова может быть вплоть до их изъязвления.

### 5.1.3 Анализ опасных факторов производственной среды

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й - вещества высокоопасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й - вещества малоопасные.

Класс опасности вредных веществ устанавливают в зависимости от норм и показателей, указанных в таблице 5.1 (ГОСТ 12.1.007-76).

Таблица 5.1 - Класс опасности вредных веществ

Наименование показателей	Норма класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	менее 0,1	0,1-1,0	1,1-10,0	более 10,0
Средняя смертельная доза при нанесении в желудок, мг/кг	менее 15	15-150	151-5000	более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	менее 100	100-500	501-2500	более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м <sup>3</sup>	менее 500	500-5000	5001-50000	более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	более 300	300-30	29-3	менее 3
Зона острого действия	менее 6,0	6,0-18,0	18,1-54,0	более 54,0
Зона хронического действия	более 10,0	10,0-5,0	4,9-2,5	менее 2,5

Отнесение вредного вещества к классу опасности производят по показателю, значение которого соответствует наиболее высокому классу опасности.

## 5.2 Мероприятия по обеспечению безопасных условий труда

Разработка мероприятий по обеспечению безопасных условий труда включает рассмотрение вопросов предупреждения производственного травматизма, технического обеспечения безопасности зданий и сооружений, оборудования и инструмента, технологических процессов, вопросов коллективных (вентиляция, освещение, защита от шума и вибрации и др.) и индивидуальных средств защиты, вопросы обеспечения промышленной безопасности на производственном объекте, организации безопасного производства работ с повышенной опасностью, обеспечение электробезопасности, пожарной безопасности, безопасности работников в аварийных ситуациях.

Мероприятия, снижающие или исключаящие механические опасности.

К таковым относятся:

- выбор принципов действия и конструктивных решений, безопасных элементов конструкций;

- применение в конструкции средств механизации, автоматизации, дистанционного управления и контроля;

- применение встроенных в конструкцию средств защиты работающих;

Движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключить возможность прикасания к ним работающего.

Производственное оборудование, приводящееся в действие электрической энергией, должно иметь устройство (средства) для обеспечения электробезопасности (ограждение, заземление, изоляция токоведущих частей, защитное отключение и др.).

Элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и т.п., представляющих опасность травмирования работающих.

Производственное оборудование должно быть пожаро- и взрывобезопасным.

Оборудование должно содержаться в безопасном, исправном состоянии, для чего следует проводить своевременные осмотры, проверки и ремонты. Не

допускается работать на неисправном оборудовании.

Конкретные результаты осмотров, проверок и ремонтов должны заноситься в журнал технического состояния оборудования.

Опасные зоны и элементы оборудования должны иметь ограждения в соответствии с нормативно-техническими требованиями.

Общие требования безопасности к производственным процессам должны соответствовать стандартам системы безопасности труда.

Мероприятия, снижающие или исключаящие воздействия шума.

Мероприятия, снижающие или исключаящие воздействия шума:

- уменьшение шума в источнике возникновения (рациональное средство, но часто требует серьезного конструктивного изменения машины);
- организационно-технические мероприятия (уменьшение времени воздействия шума);
- средства коллективной защиты – в их состав входят архитектурно-планировочные мероприятия и конструктивные средства (кожухи, экраны, глушители, звукопоглощающие и звукоизолирующие конструкции);
- средства индивидуальной защиты (СИЗ) – наушники, заглушки, шлемы.

Конструктивные средства уменьшения шума основаны на использовании следующих принципов:

- экранирование – способность преград создавать зону «звуковой тени». Эффективность экрана зависит от длины звуковой зоны по отношению к размерам препятствия, т.е. от частоты колебаний. В помещении из-за наличия отраженного шума эффект экрана меньше, чем в открытом пространстве;
- звукоизоляция – способность преград отражать звуковую энергию;
- звукопоглощение – способность пористых и рыхловолокнистых материалов, а также резонансных конструкций поглощать звуковую

энергию. Звукопоглощающий материал, установленный на стенах помещения;

- уменьшает составляющую отраженного шума.

Для уменьшения аэродинамического шума систем вентиляции, шума газотурбонаддува и газовыхлопа двигателей применяют реактивные и активные глушители. Звукоизоляция источника шума обеспечивается кожухом, а звукоизоляция рабочего места – изолированной кабиной.

Мероприятия, позволяющие привести искусственное освещение к соответствующим нормируемым значениям.

Согласно требований правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Для обеспечения комфортной работы освещенность должна равняться:

- роторного стола – 100 лк;
- пути движения талевого блока – 30 лк;
- помещения выпечного и насосного блоков – 75 лк;
- превенторной установки – 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10 лк.

К мероприятиям, обеспечивающим достижение необходимой освещенности можно отнести:

- правильную проектировку и рациональное выполнение искусственного освещения;
- соблюдение строительных норм и правил;
- максимальное использование естественного освещения;
- установка дополнительных источников искусственного освещения.

Таблица 5.2 - Анализ возможных опасных и вредных производственных факторов

Опасные и вредные факторы	Источник	Возможные причины	Основ-ные пара-метры	Время существова-ния опасности	Возможные последствия
1	2	3	4	5	6

Строительно-монтажные работы:					
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности климатических условий, отсутствие надлежащей спецодежды, спецобуви	$t = ^\circ\text{C}$	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, обморожение, замедление реакций, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Искусственное освещение	Недостаточное количество осветительных приборов	E, лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, утомляемость, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
	Строительная техника (трактор, бульдозер, подъемный агрегат)	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом движении	$V = 20 \text{ м/с}$ $M = 20 \text{ т}$	8 часов	защемление, порезы, отрезание или разрубание, захват или наматывание, затягивание или задерживание, попадание под удар
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Строительная техника	Работа машин и механизмов	L = 89 дБ	8 часов	утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам
Электрический ток	Электроустановки, электроинструмент	Пробой изоляции, замыкание и др.	I, мА U, В	Постоянно	травмирование или смерть от поражения электрическим током.
Бурение, крепление, испытание скважины:					
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производ-	Буровое оборудование	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом	$V = 20 \text{ м/с}$ $M = 20 \text{ т}$	8 часов	- защемление или раздавливание; - порезы, отрезание или разрубание; - захват или

ственного оборудования		движении			наматывание; - затягивание или задерживание; - попадание под удар
Разрушающиеся конструкции	Арматура	Потенциальная энергия жидкости, находящаяся под давлением	$P = 1,5$ МПа	Постоянно	травмирование выбросом жидкости под высоким давлением
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Оборудование	Работа машин и механизмов	$L = 89$ дБ	Постоянно	продолжительные повреждения слуха (потеря остроты слуха), утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам и т.д.
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности климатических условий, отсутствие надлежащей спецодежды, спецобуви	$t = ^\circ\text{C}$	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, обморожение, замедление реакций, нарушение внимания, риск ошибочных действий. травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, утомляемость, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Искусственное освещение	Недостаточное количество осветительных приборов	$E, \text{лк}$	8 часов	
Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины:					
Движущиеся машины и механизмы	Строительная техника (трактор, бульдозер, подъемный агрегат и др.)	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом движении	$V = 20$ м/с $M = 20$ т	8 часов	защемление или раздавливание, порезы, отрезание или разрубание, захват или наматывание, затягивание или задерживание, попадание под удар

Повышенный уровень шума на рабочем месте	Строительная техника	Работа машин и механизмов	$L = 89$ дБ	8 часов	утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности климатических условий, отсутствие надлежащей спецодежды, спецобуви	$t = ^\circ\text{C}$	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, обморожение, замедление реакций, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Искусственное освещение	Недостаточное количество осветительных приборов	$E$ , лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, нарушение внимания, ошибочные действия.

Таблица 5.3 - Основные причины и последствия опасностей

Группа опасностей	Основные причины	Возможные последствия
1	2	3
Механические	<ul style="list-style-type: none"> <li>– форма поверхностей режущих элементов, острых кромок, остроконечных деталей (даже если эти части не движутся);</li> <li>– относительное положение движущихся деталей, которые могут создавать зоны затягивания, раздавливания, пореза;</li> <li>– масса и устойчивость (потенциальная энергия деталей, которые могут двигаться под влиянием сил тяжести);</li> <li>– масса и скорость (кинетическая энергия частей при контролируемом и неконтролируемом движении);</li> <li>– недостаточная механическая прочность, которая может привести к опасным поломкам или разрывам;</li> <li>– потенциальная энергия жидкостей, находящихся под давлением.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– защемление или раздавливание; <ul style="list-style-type: none"> <li>– порезы;</li> </ul> </li> <li>– отрезание или разрубание;</li> <li>– захват или наматывание;</li> <li>– попадание под удар;</li> <li>– поверхностное повреждение тканей под действием трения;</li> <li>– травмирование выбросом жидкости под высоким давлением.</li> </ul>

Электрические	<ul style="list-style-type: none"> <li>– соприкосновение человека с токоведущими деталями, которые обычно находятся под напряжением (прямой контакт);</li> <li>– детали, которые в неисправном состоянии находятся под напряжением.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– травмирование или смерть от поражения электрическим током.</li> </ul>
Тепловые опасности	<ul style="list-style-type: none"> <li>– воздействие низкой температуры в рабочей зоне.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– переохлаждение;</li> <li>– обморожение.</li> </ul>
Шум	<ul style="list-style-type: none"> <li>– вибрация поверхностей машин и оборудования, а также одиночные или периодические удары в сочленениях деталей, сборочных единиц или конструкций в целом;</li> <li>– колебания элементов электромеханических устройств под влиянием переменных магнитных сил</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– продолжительное повреждение слуха (потеря остроты слуха); <ul style="list-style-type: none"> <li>– звон в ушах;</li> </ul> </li> <li>– утомляемость, стресс и т.д.;</li> <li>– нарушение равновесия, ослабление внимания;</li> <li>– создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам и др.</li> </ul>
Излучения видимого спектра	<ul style="list-style-type: none"> <li>– работа в темное время суток;</li> <li>– отсутствие или недостаточность источников искусственного света.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– травмирование;</li> <li>– развитие дефектов зрения;</li> <li>– утомляемость, снижение работоспособности.</li> </ul>

### 5.3 Экологическая безопасность

#### 5.3.1 Мероприятия по охране атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК (предельно допустимая концентрация). На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений общеобменной вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных

аппаратах и его возврат в производственной или бытовое помещение, если воздух после очистки в аппарате соответствует нормативным требованиям к приточному воздуху;

- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере;
- очистка технологических газовых выбросов в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере; в ряде случаев перед выбросом отходящие газы разбавляют атмосферным воздухом;
- очистка отработавших газов энергоустановок, например двигателей внутреннего сгорания, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ (предельно допустимый выброс) вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками (с учётом перспектив их развития) не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

Аппараты очистки вентиляционных и технологических выбросов в атмосферу делятся на: пылеуловители (сухие, электрические, фильтры, мокрые); туманоуловители (низкоскоростные и высокоскоростные); аппараты для улавливания паров и газов (адсорбционные, хемосорбционные, абсорбционные и нейтрализаторы); аппараты многоступенчатой очистки (уловители пыли и газов, уловители туманов и твёрдых примесей, многоступенчатые пылеуловители).

### 5.3.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов

(ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения, т.к. он обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики, в частности, в производстве керамзита и глинистого кирпича. Предпосылкой этого служит компонентный состав ОБР, основу которого составляет высококачественная глина, являющаяся главным компонентом бурового раствора и находящаяся в высокодисперсном состоянии. Глинистая фракция ОБР представлена в подавляющем большинстве случаев глиной высокого качества, что придает такому сырью хорошие технологические свойства.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически невыгодно. В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и не текучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них отрицательные негативные процессы.

Анализ данной проблемы показывает, захоронение отходов бурения не решает проблемы защиты окружающей среды от загрязнения. Необходимо их

обезвреживание. Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности. За счет высаливания полимера частицы породы покрываются пленкой, препятствующей растворению в воде токсичных и загрязняющих веществ.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод. Термическая обработка шламовых масс обеспечивает разрушение органики всех основных классов, присутствующих в буровом шламе.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющей органики (в том числе нефти и нефтепродуктов) горячей технической водой системы оборотного водоснабжения буровой.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Нарушение земель в период цикла строительства скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, а также в процессе бурения и испытания. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

Механическая рекультивация предусматривает следующие виды работ: демонтаж и вывоз бурового оборудования; очистка территории от технического мусора; переработка ОБР; выравнивание рельефа площади.

Биологическая рекультивация проводится на участках с нарушенным растительным покровом. Для восстановления растительности проектом

предусматривается проведение биологической рекультивации, которая заключается в следующем: обработка нарушенного грунта, пропитанного ГСМ; подготовка почвенного слоя; рыхление нарушенного участка механическими средствами; внесение комплексных минеральных удобрений и создание плодородного слоя; засев травами.

Таблица 5.4 - Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды СН)	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> )	0,3831	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> )	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub> )	0,0343	
Спецтехника (дежурный трактор)	Диоксид азота	0,1703	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

Таблица 5.5 - Сточные воды

Источник	Наименование стока	Количество образующихся сточных вод (м <sup>3</sup> /час)	Периодичность сбросов	Место сброса
1	2	3	4	5
Производственные стоки в периоды:				
Промплощадка	- строительномонтажных работ;	100,00	В период строительномонтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Для сбора технологических вод под вышечным, силовым блоками, ОЦС и МНО выполняется гидроизоляция с уклоном к сточным желобам, связанными с гидроизолированными бетонными прямыми. Из прямиков вода периодически, по мере накопления, откачивается в металлическую емк.
	- бурения и крепления;	3506,16		
	- испытания	313,11		
Хозяйственно бытовые стоки в периоды:				
Промплощадка Вахтовый поселок	- строительномонтажных работ;	112,89	В период строительномонтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Отводятся в отдельный земляной амбар
	- бурения и крепления;	419,59		
	- испытания	210,04		

#### 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 5.6.

Таблица 5.6 - Анализ чрезвычайных ситуаций [8]

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием.	Локальный (пострадавших не более 10 человек,	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы

	Внешнее: поджог	материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	
Пожар	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы

## 5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормативно-техническая база обеспечения безопасности и экологичности

Рассмотрим нормативно-техническую базу обеспечения безопасности и экологичности проекта. Нормативно-техническая база состоит из законов, подзаконных актов, государственных стандартов, санитарных норм и правил, правил безопасности, руководящих документов и других нормативно-технических документов, устанавливающих требования безопасности к технологическим процессам, оборудованию, помещениям, зданиям и сооружениям, средствам коллективной и индивидуальной защиты.

Законодательная база:

- Конституция РФ;
- Трудовой Кодекс РФ;
- Закон РФ № 116 - ФЗ «Об промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Закон РФ № 184 - ФЗ «О техническом регулировании»;
- Закон РФ № 52 - ФЗ О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
- Закон РФ № 68 - ФЗ О защите населения территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
- Закон РФ № 7 - ФЗ «Об охране окружающей среды».

Далее рассмотрим нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности в таблице 5.7, нормативно-

правовые акты в области предупреждения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций в таблице 5.8.

Таблица 5.7 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
ПБ 08-37-93	Правила безопасности при геологоразведочных работах
ПУЭ от 1.01.03	Правила устройства электроустановок
ГОСТ 12.0.003 - 74	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.007-76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.003-83	Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.012-90	ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.029-80	Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.044-89	Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
СНиП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

Таблица 5.8 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ГОСТ 22.9.05-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Комплексы средств индивидуальной защиты спасателей. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.01-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Аварийно-спасательный инструмент и оборудование. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.03-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства инженерного обеспечения аварийно-спасательных работ. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.0.01-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения
ГОСТ Р 22.0.02-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий
ГОСТ Р 22.1.01-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование. Основные положения
ГОСТ Р 22.2.04-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные аварии и катастрофы. Метрологическое обеспечение контроля состояния сложных технических систем. Основные положения и правила
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.8.01-96	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования

## Заключение

В выпускной квалификационной работе создан технический проект включающий ГТН и КНБК на сооружение эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 3230 метров на северо-останинском нефтяном месторождении находящемся в Томской области.

Общая часть дипломного проекта содержит технико-технологические расчеты, геолого-геофизические расчеты и все необходимые для строительства скважины данные.

Специальная часть дипломного проекта содержит анализ о технологии гибридных долот созданных компанией Baker Hughes и их аналогов в котором говорится о долговечности, эффективности и т.д.

В экономической части я рассчитал нормативную продолжительность строительства скважины, составил линейно-календарный график в котором учитывается непрерывность работы бригады, рассчитал сметную стоимость скважины а также сметную стоимость с учетом индекса удорожания для Томской области.

В заключении об социальной ответственности можно выделить проблему: повышения социальной ответственности в преодолении противоречия между потребностями организации и ожидаемым обществом социально-значимым поведением организаций. Решению способствуют знания и использование механизмов его формирования, в числе которых ведущее место занимает социальная ответственность как необходимый атрибут.

В связи с необходимостью повышения социальной ответственности, субъектам управления современными организациями важно учитывать, что требования общества к организациям становятся всё более персонифицированным. Поэтому возникают проблемы определения степени социальной ответственности организаций перед своими работниками.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технология бурения нефтяных и газовых месторождений: мет. указания к выполнению курсового проекта «Нефтегазовое дело»/Епихин А.В., Ковалев А.В. - Томск, 2016. - 152с.
2. Заканчивание скважин: методические указания «Нефтегазовое дело»/ Самохвалов М.А., Ковалев А.В., Епихин А.В. - Томск, 2016. - 55с.
3. Индивидуальный рабочий проект на строительство наклонно-направленной скважины Северо-Останкинского месторождения, 2014. - 176с.
4. Анализ производственно-хозяйственной деятельности бурового предприятия / Шаповалов А.Г. – М.: Недра, 1984.
5. Анализ экономики промышленных предприятий / Шеремет А.Д.
6. Экономика, организация и планирование буровых и нефтегазодобывающих предприятий. . – М.: Недра, 1975.
7. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
8. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
9. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения
10. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывоопасность. Общие требования
11. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля
12. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
13. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
14. ГОСТ 12.3.002-75 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.

