



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
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2908 МЕТРОВ НА ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)

УДК – 622.323:622.243.23(24:181m2908)(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Ниязов Юнус Камилевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший 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:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.О. Зав.кафедрой	Ковалев А.В	к. т. н.		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной</i> тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»  
Кафедра бурения скважин

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

**ЗАДАНИЕ**  
на выполнение выпускной квалификационной работы  
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б22	Ниязову Юнусу Камилевичу

Тема работы:

<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2908 МЕТРОВ НА ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 20 февраля 2017 г., № 1432 / С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14 июня 2017 г.
--	-----------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<i>Пакет экспериментальной и промышленной информации Восточно-Сургутскому месторождению, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.</i>
--	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общая и геологическая часть</li> <li>2. Технологическая часть</li> <li>3. Специальная часть</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>5. Социальная ответственность</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГТН (геолого-технический наряд);</li> <li>2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны).</li> </ol>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)</p>	
<p style="text-align: center;"><b>Раздел</b></p>	<p style="text-align: center;"><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Старший преподаватель, к.х.н., Глызина Т.С.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент, к.т.н., Гуляев М.В</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b> <b>Отсутствуют</b></p>	

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Ниязов Юнус Камилевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б22	Ниязов Юнус Камилевич

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Бурение скважин</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	«Нефтегазовое дело» /«Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения на Восточно-Сургутском месторождении.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>

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

1. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
2. <i>Нормативная карта</i>

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б22	Ниязов Юнус Камилевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б22	ФИО Ниязов Ю.К.
------------------	--------------------

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	Технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины глубиной 2908 метров на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении(ХМАО)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении(ХМАО) 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины Восточно-Сургутском нефтяном месторождении(ХМАО)	<i>Вредные факторы</i> 1. Неудовлетворительные погодные условия 2. Неудовлетворительная освещённость 3. Повышенный шум и вибрации, 4. Насекомые, животные. <i>Опасные факторы</i> 1. Механический травматизм 2. Ядовитые вещества. 3. Электрический травматизм. 4. Пожаро-взрывоопасность.
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	<i>Бурении скважины сопровождается:</i> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	- Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары - Анализ возможных чрезвычайных ситуаций
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	- Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. - нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	К.Т.Н		

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Ниязов Ю.К.		

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

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»  
Уровень образования: бакалавриат  
Кафедра бурения скважин  
Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года  
Форма представления работы: бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.07.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 мая	<i>Общая и геологическая часть</i>	10
25 мая	<i>Технологическая часть</i>	40
28 мая	<i>Специальная часть</i>	10
30 мая	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
30 мая	<i>Социальная ответственность</i>	15
3 мая	<i>Оформление работы</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	—		

**СОГЛАСОВАНО:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.О. Зав. кафедрой	Ковалев А.В.	К.Т.Н		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа бакалавра содержит 81 стр., 15 рис., 48 табл., 18 источников, 2 приложения, 2-листа графического материала.

Ключевые слова: Восточно-Сургутское, вскрытие продуктивного пласта, конструкция забоя, обсадные колонны, буровой раствор.

Целью работы заключается в технологии строительства наклонно-направленной скважины для добычи нефти.

Квалификационная работа совершена по геологическим данным и условиям Восточно-Сургутского нефтяного месторождения.

В процессе решения технологических процессов проводились обоснованные расчеты подборов оборудования для бурения, представлены буровые растворы и конструкция наклонно-направленной скважины.

Заключением работы выбрано технологическое решение строительства и обустройства скважины глубиной по стволу 2908 метров.

С экономической точки зрения, эффективность заключается и складывается из взаимодействующих между собой ресурсов. Модернизация оборудования, закупка нового обеспечивает увеличение скорости строительства скважины.

В ближайшее время планируется внедрение современных технологий, которые помогут сократить расходы при бурении скважин и увеличить дебит скважин. Своевременное снабжение снижает непроизводительное время, уменьшает себестоимость скважины, снижая потребление энергоресурсов.



## Определения, сокращения, нормативные ссылки, определения

**Газонефтеводопроявление:** Поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора и открытого фонтанирования.

### Обозначения и сокращения

- СПО – спуско-подъемные операции;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- КНБК – компановка низа бурильной колонны;
- СВН – сверх вязкая нефть;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
2. СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совместному освещению жилых и общественных зданий.
3. ПБ НГП Правила нефтяной и газовой промышленности
4. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
5. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
6. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
7. ГОСТ 12.2.009-80 Станки металлообрабатывающие общие требования безопасности.
8. ГОСТ 12.2.003-74 Оборудование производственное.
9. (ГОСТ 12.1.009-82. ССБТ. Электробезопасность.
10. ПУЭ Правила устройства электроустановок.
11. Технический регламент № 123 от 22.07.2008 г. с изменениями от 10.07.2012 г.
12. Федеральный закон «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа»
13. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. «Безопасность жизнедеятельности»: Учебное пособие – Томск: Издательство ТПУ, 2003-144с.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение .....	12
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	13
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	13
1.2 Геологические условия бурения.....	15
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	20
1.4 Зоны возможных осложнений .....	21
1.5 Исследовательские работы .....	23
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	24
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины .....	24
2.2 Обоснование конструкции скважины .....	25
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 .....	29
2.3 Углубление скважины .....	29
2.3.1 Выбор способа бурения .....	29
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 .....	31
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	32
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора .....	33
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	35
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	37
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	39
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	41
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	41
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	41
2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений .....	41
2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений .....	44
2.4.4. Конструирование обсадной колонны по длине.....	47
2.5 Расчет процессов цементирования скважины.....	48
2.5.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн .....	48
2.5.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов .....	48
2.5.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей.....	48
2.6 Гидравлический расчет цементирования скважины.....	49

2.6.1	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования.....	49
2.6.2	Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси.....	49
2.6.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	50
2.6.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин .....	50
2.7	Выбор буровой установки .....	52
3	Специальная часть.....	53
3.1.	Мероприятия при первичном вскрытии продуктивного пласта.....	53
4	<b>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....</b>	<b>58</b>
4.1	Структура и организационные формы работы предприятия.....	58
4.2	Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины.....	58
4.2.1	Расчет нормативного времени на механическое бурение .....	58
4.2.2	Время на промывку скважины после спуска и перед подъемом инструмента.....	59
4.2.3	Время на подготовительно – заключительные работы .....	59
4.2.4	Опрессовка бурильных труб .....	60
4.3	Составление нормативной карты .....	60
4.4	Определение нормативных технико-экономических показателей бурения скважины .....	63
4.5	Разработка календарного план – графика строительства скважины .....	63
4.6	Общий расчет сметной стоимости геологического задания .....	64
5.	<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>65</b>
5.1	Производственная безопасность .....	65
5.2	Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении(ХМАО) .....	66
5.3	Экологическая безопасность .....	72
5.3.1	Мероприятия по охране атмосферы .....	72
5.3.2	Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	73
5.4.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
5.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	77
	Заключение .....	79
	Список использованных источников .....	80
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b>	
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b>	
	<b>ДИСК С ЭЛЕКТРОННОЙ ВЕРСИЕЙ ВКР</b>	

## ВВЕДЕНИЕ

В представленной выпускной работе представлены технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины глубиной 2908 метров на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении ( ХМАО ). Запасы газа и нефти на данном месторождении были утверждены еще в конце 1982 года. На этом нефтяном месторождении продуктивные отложения находятся на глубине от 2280 до 3015 метров. Плотность нефти Восточно-Сургутского месторождения составляет 850-920 килограмм на кубометр, при этом содержание серы приблизительно три процента. Средняя годовая добычи нефти на Восточно-Сургутском месторождении составляет порядка 1,8 миллионов тонн.

В наше время становится все более новых технологий в добыче нефти. Вследствие чего условия к бурению скважин становятся жестче. Заключается это в необходимости решения большого комплекса задач, связанных с процессом строительства скважин. С каждым годом требуется пересматривать и внедрять новые технологии для увеличения дебита и уменьшения стоимости каждой пробуренной скважины.

Выпускная работа спроектирована и рассчитана по материалам используемых при строительстве скважин на Восточно-Сургутском месторождении в настоящее время, находящимся на территории ХМАО. В работе отображены части, в которых подробно рассматривается геология и технология строительства, а так же разделы в которых рассматривается целесообразность экономии в сфере менеджмента, охрана труда.

## 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

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

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Восточно-Сургутское
Характер рельефа	слабовсхолмленный, сильно заболоченная равнина с абсолютными отметками рельефа от +34 м до +45 м.
Покров местности	Покрытый луговой растительностью и низкорослым кустарником
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	Ханты- Мансийский автономный округ Тюменская Сургутский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-2 +35 -50
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	2,4
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	257
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	153
Азимут преобладающего направления ветра, град	зимой ЮЗ-З, летом С-СВ
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 28
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 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – Caterpillar 3512B
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	Автотранспорт по дороге Автотранспорт по дороге
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Нефтеюганск(89км) Сургут(35км)

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

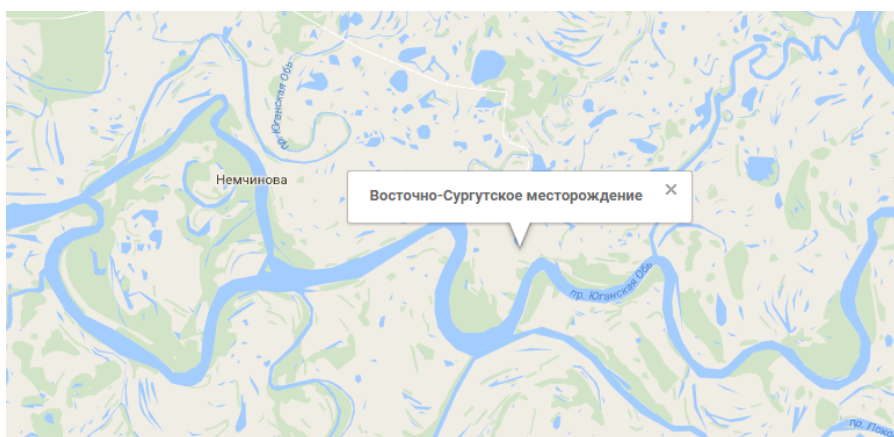


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

## 1.2. Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернзности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности интервала (средневзвешенная величина)
от	до	название	индекс	угол		
(кровля)	(подошва)			град	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	45	Четвертичные отложения	Q	-	-	1.5
45	324	Неоген+в.палеоген	P <sub>3/3</sub>	-	-	1.5
324	465	Тавдинская	P <sub>2/3</sub> -P <sub>3/1</sub>	-	-	1.5
465	695	Люлинворская	P <sub>2</sub>	-	-	1.5
695	785	Талицкая	P <sub>1</sub>	-	-	1.5
785	875	Ганькинская	K <sub>2</sub>	-	-	1.17
875	1006	Березовская	K <sub>2</sub>	-	-	1.17
1006	1021	Кузнецовская	K <sub>2</sub>	-	-	1.17
1021	1819	Покурская	K <sub>1</sub> -K <sub>2</sub>	-	-	1.17
1819	1933	Алымская	K <sub>1</sub>	-	-	1.17
1933	2082	Сангопайская	K <sub>1</sub>	-	-	1.17
2082	2300	Усть-балыкская	K <sub>1</sub>	-	-	1.17
2300	2750	Сортымская	K <sub>1</sub>	-	-	1.17
2750	2770	Баженовская	J <sub>3</sub>	-	-	1.17
2770	2774	Георгиевская	J <sub>3</sub>	-	-	1.17
2774	2835	Васюганская	J <sub>3</sub>	-	-	1.17
2835	2870	Тюменская	J <sub>1-2</sub>	-	-	1.17

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратигра- фическог о подразде ления	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	45	Неравномерное переслаивание песков серых, разнозернистых; глин зеленовато-серых и бурых, вязких, песчаных, лессовидных суглинков и супесей сероватых, илистых отложений, торфяников и лигнитов.
P <sub>3/3</sub>	45	324	Супеси с прослоями песков и глин, линзами бурового угля.
P <sub>2/3</sub> -P <sub>3/1</sub>	324	465	Глины серые, зеленовато- и голубовато-серые, алевритистые, листоватые, с прослоями алевритов кварцевых, сидеритов глинистых, слабожелезненных.
P <sub>2</sub>	465	695	Глины диатомовые серые, з/серые.
P <sub>1</sub>	695	785	Глины темно-серые, алевритистые с прослоями супесей, местами опоковидные.
K <sub>2</sub>	785	875	Глины желтовато-, зеленовато-, и буровато-серые, пиритизированные, местами сидеритистые, с включениями зерен глауконита.
K <sub>2</sub>	875	1006	Глины серые, темно-серые, опоковидные, алевритистые, с редкими прослоями алевролита, пиритизированные, с включениями зерен глауконита и сидерита.
K <sub>2</sub>	1006	1021	Глины зеленовато-серые, плотные, с прослоями глауконитовых алевролитов.
K <sub>1</sub> -K <sub>2</sub>	1021	1819	Серые пески и песчаники с прослоями серых алевритистых и песчаных глин и алевролитов.
K <sub>1-1</sub>	1819	2750	Аргиллиты темно-серые, битуминозные, с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, глины с растительными остатками.
J <sub>3brg</sub>	2750	2835	Переслаивание аргиллитов темно-серых и серых с алевролитами, песчаниками и алевролитами серыми, прослои глинистых известняков и сидеритов. Песчаники мелкозернистые и мелкосреднезернистые алевролиты.



Продолжение таблицы 4

J <sub>1-2</sub>	2835	2870	Аргиллиты темно-серые, алевритистые, слюдистые, битуминозные, песчаники и алевролиты серые и светло-серые, мелкозернистые, слюдистые, глинистые, нефте- и водонасыщенные.
------------------	------	------	---

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 5, из анализа которой следует, что породы имеют небольшую абразивность, вследствие чего механическая скорость будет высокой. В пределах основной зоны нефтенасыщения, сложенной рыхлыми, рассыпающимися песками и песчаниками, могут образовываться каверны и создавать осложнения в процессе бурения и разработки.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 6.

***Краткая характеристика геологических условий бурения***

В интервале 0–324 и 1090 -1890 м по вертикале возможно частичное (до 5.5 м<sup>3</sup>/ч) поглощение бурового раствора. Это может привести к сальникообразованию на инструменте, что приведет к снижению механической скорости бурения и возможным прихватам инструмента. Следовательно, для успешного прохождения данного интервала оценивается возможность дополнительной проработки каждой пробуренной свечи. В интервале Алымской свиты промежуточные промывки и большая механическая скорость не рекомендуется и за-за прихватов, связанных с плохо сцементированной породой.

Таблица 5 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс страти г- рафиче с-кого подраз - делени я	Интервал по вертикали, м		Крат-кое назва-ние гор-ной поро-ды	Пло тно сть, г/с м <sup>3</sup>	Порис тость, %	Прониц аемост ь, мдарси	Глинист тость, %	Карбо натно сть, %	Предел текучес ти, кгс/мм <sup>2</sup>	Тверд ость, кгс/мм <sup>2</sup>	Коэфф ициент пласти чности	Абр азив - ност ь	Категор ия породы по промышл овой классиф икации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх )	до (низ )											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q–P <sub>1</sub>	0	785	пески супеси суглинки глины алевролит	2,2 2,1 2,2 2,34 2,24	40 35 35 6 12	0,45 - - 0,001 0,1	- 15-20 30 90 20-30	1-2 - - 1-2 -	15 - - 15 21-164	15-45 15-45 15-45 4-13 29-182	1,1-4,5 6-б/к 6-б/к 1,6-4,3 1,1-4,5	7-8 2 1 1-4 3-6	М   М,С,Т
K <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>	785	2750	аргиллиты песчаники алевролит глины пески	2,1 2,2 2,35 2,34 2,4	- 21-33 12 6 40	- 0,3 0,05 0,001 0,45	11 5 13 90 -	- 1-2 - 1-2 1-2	- 9-102 21-75 15 15	14-234 14-234 29-182 4-13 15-45	- 1,8-4,2 1,1-4,5 1,6-4,3 1,1-4,5	3-8 1-3 3-8 1-4 7-8	М,С
J <sub>3</sub> -J <sub>1-2</sub>	2750	2870	известняки аргиллит алевролит песчаники	2,54 2,1 2,35 2,2	11 - 12 21-33	- - 0,05 0,3	- 11 13 5	100 - - 1-2	- - 21-75 9-102	250 14-234 29-182 14-234	- - 1,1-4,5 1,8-4,2	2-6 3-8 3-8 1,3	М,С

Таблица 6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфиче ского подразделения	Интервал по вертикали, м		Градиент						Темпера- тура в конце интервал а, град. °С	Источни к получен ия
	от (верх)	до (низ)	пластового давления		гидроразрыва пород		горного давления			
			величин а МПа на м	источник получени я	величин а МПа на м	источник получени я	величин а МПа на м	источник получени я		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q- P <sub>2/3</sub>	0	465	0,01	РФЗ	0,022	РФЗ	0,02	РФЗ	8	РФЗ
P <sub>2/3</sub> -K <sub>2</sub>	465	1021	0,01	РФЗ	0,019	РФЗ	0,02	РФЗ	16	РФЗ
K <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>	1021	2083	0,01	РФЗ	0,015	РФЗ	0,02	РФЗ	75	РФЗ
K <sub>1</sub>	2083	2300	0,01	РФЗ	0,0175	РФЗ	0,019	РФЗ	82	РФЗ
K <sub>1</sub>	2300	2750	0,01	РФЗ	0,0175	РФЗ	0,019	РФЗ	85	РФЗ
J <sub>3</sub>	2750	2835	0,01	РФЗ	0,0175	РФЗ	0,019	РФЗ	91	РФЗ
J <sub>1-2</sub>	2835	2870	0,0102	РФЗ	0,0175	РФЗ	0,019	РФЗ	91	РФЗ

### 1.3. Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м <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							
J <sub>1-2</sub>	2835	2870	порово - трещинный	780	До 150	60	–
Газоносность							
Газовые объекты отсутствуют.							
Водоносность							
K <sub>1</sub>	2035	2285	Поровый	1008	До 20	–	Нет. Минерализ. – 12-23 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl <sup>-</sup> - 9070 мг/л, Na <sup>+</sup> - 6050 мг/л, Mg <sup>++</sup> - 30 мг/л, Ca <sup>++</sup> - 250 мг/л.

Геологический разрез Восточно-Сургутского месторождения, в основном, идентичен разрезам соседних месторождений Сургутского и Нефтеюганского нефтегазоносных районов. Разрез представлен 1 нефтеносными, 1 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2835–2870 м (нефтеносный).

#### **1.4. Зоны возможных осложнений**

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в таблице 8. Данные о возможных осложнениях несут лишь приблизительный характер и основывается на опыте ранее пробуренных скважин на данном месторождении.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. В интервале 0-324м. и 1090-1890 возможны поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора, так же использование реагентов для уменьшения водоотдачи в местах глин. В интервале 0-690 м прогнозируются осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Q – P <sub>3/3</sub>	0	324	Частичное поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 5,5 м <sup>3</sup> /час, потери циркуляции – нет. Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО, несвоевременные промывки во время проведения СПО, отклонения в технологии промывки ствола скважины, образование «сальников» и «поршневание» ствола скважины при СПО
K <sub>1</sub> -K <sub>2</sub>	1090	1890	Частичное поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 3,5 м <sup>3</sup> /час, потери циркуляции – нет. Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО, несвоевременные промывки во время проведения СПО, отклонения в технологии промывки ствола скважины, образование «сальников» и «поршневание» ствола скважины при СПО
Q–P <sub>2</sub>	0	690	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
K <sub>1</sub> -J <sub>1-2</sub>	2035	2870	Прихватоопасность	Обвалы стенок скважины, отклонение параметров раствора от проектных, нарушение технологии промывки ствола.
J <sub>1-2</sub> (ЮС <sub>2/1</sub> )	2835	2870	Нефтепроявление	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,780 г/см <sup>3</sup> . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического

### 1.5. Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Исследовательские работы

Интервал по стволу, м		Тип аппаратуры, методы	Общие параметры	Наименование исследования
От	До			
0	763	АКЦ ГГК, Инклинометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	Цементометрия кондуктора
0	2288	НК , ГГК, ГК, ЛМ	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановки процесса бурения.	Геолого-технические исследования станцией ГТИ, Гамма каротаж, нейтронный каротаж
763	2288	Инклинометрия, Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	Цементометрия эксплуатационной колонны
2288	2908	Инклинометрия, БК,ВИКИЗ, Геолого-технические исследования, ИК, Резистивиметрия, СК, ГК, ГГК-П, ПС, БКЗ, НК, ЛМ.	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Привязка пласта ЮС <sub>2</sub> по ГК зонду, стандартный коротажа АМ-0,5 и ПС, БКЗ бзондами, в процессе бурения ГК, ГГК-П.

## 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице 10. Запроектирован трехинтервальный профиль скважины с третьим тангенциальным (прямолинейным) интервалом, который позволяет обеспечить вскрытие продуктивного пласта в заданной точке.

Таблица 10 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля	трехинтервальный										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м	2870			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м					0,8		
Глубина вертикального участка скважины, м	70			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град					-		
Отход скважины, м	357			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м					0,7		
Длина интервала бурения по пласту, м	35			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м					0,1		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	1			Зенитный угол в конце участка набора угла, град					14		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	1			Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					15,2		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	15,2			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					0,46		
№ инт ерв ала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в нача ле	в конце	от	до	всего



Продолжение таблицы 10 – Данные по запроектированному профилю скважины

1	0	70	70	0	0	0	0	0	0	70	70
2	70	1580	1510	0	318	318	0	15,2	70	1615	1545
3	1580	2870	1290	318	347	29	15,2	0,46	1615	2908	897
Итого	Σ		2870	Σ		357	-	-	Σ		2908

## 2.2. Обоснование конструкции скважины

### 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией забоя подразумевают соотношение элементов системы скважина-крепь в интервале продуктивного объекта, которые обеспечивают устойчивость ствола, разобщение напорных пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также продолжительную эксплуатацию скважин с оптимальным дебитом.

#### 1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – порово - трещинный.

#### 2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным, так как идет переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов.

2.2. Пласт можно считать высокопроницаемым коллектором, так как проницаемость больше  $0,01 \text{ мкм}^2$ . Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

#### 2.3. Продуктивный пласт является однородным по типу флюида.

2.4. Согласно геологическим данным,  $\Delta P_{пл} = 0,1-0,102 \text{ МПа/10 м}$  (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.

$$30 > 81,2 \text{ МПа.}$$

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

### 4. Определение конструкции забоя.

По схеме выбора эксплуатационного забоя: коллектор порово-трещинный, неоднородный, неустойчивый, с отдельным способом эксплуатации, следовательно, необходимо использовать закрытый забой.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

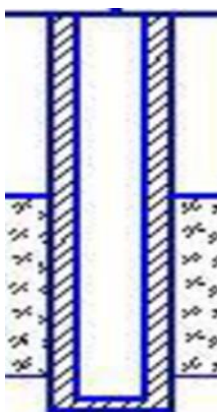


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа

### 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 3.

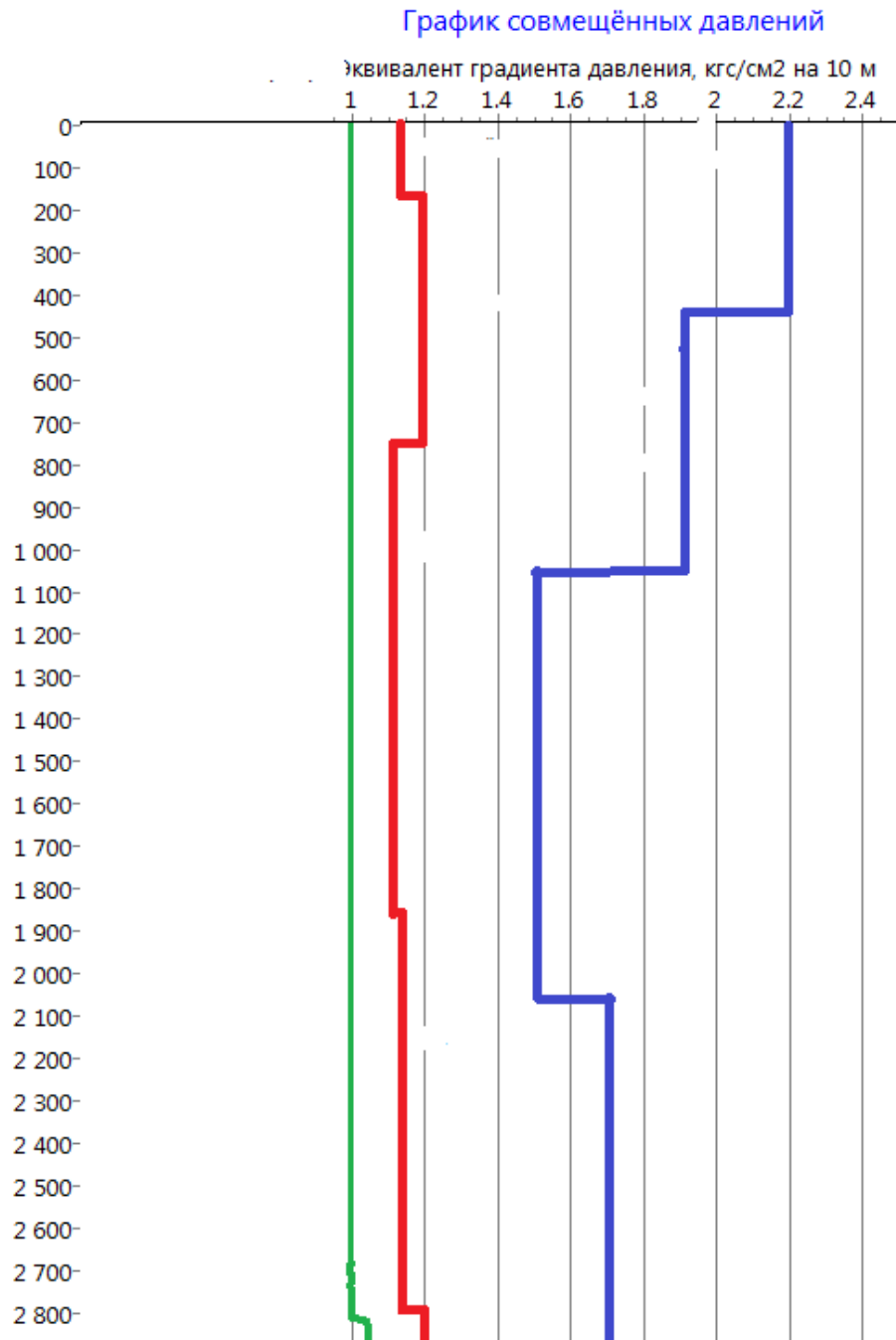


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

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

Допускается бурение без спуска направления, либо с применением извлекающего направляющего патрубка, при условии обеспечения обвязки устья скважины с циркуляционной системой и применении глинистого раствора при бурении под кондуктор для предотвращения размыва устья.

Кондуктор диаметром 244,5 длиной 763 метра, башмак которого устанавливается в устойчивые горные породы, а так же основываясь на опыт бурения на предыдущих скважин.

Эксплуатационная колонна диаметром 146,1 устанавливается в интервале 0-2908м. Башмак эксплуатационной колонны устанавливается в подошве продуктивного пласта перекрывая пласт.

### 2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 763 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 613 – 2908 м.

### 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр хвостовика выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом залежи и с учетом что нефть высоковязкая (до 150 м<sup>3</sup>/сут нефти) – 168,3 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Кондуктор	244,5	295,3
ЭК	146,1	220,7

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 4.

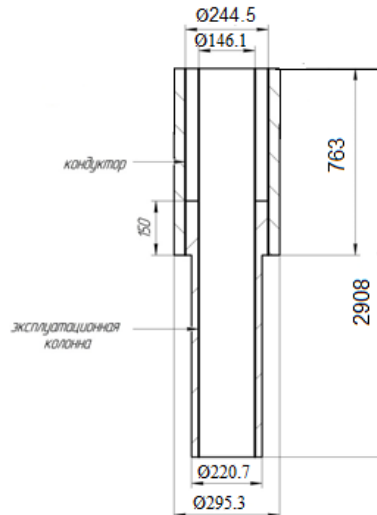


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

### 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 27,5 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 230/80х35 (230 – 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.

Также выбирается колонная головка – ОКК1–210–146-245 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

## 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 12.

Таблица 12 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-763	Кондуктор	С применением ГЗД(винтовой забойный двигатель)
763-2908	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. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-763	763-2908
Шифр долота		БИТ 295,3 ВТ 616	БИТ 220,7 ВТ 613 УСВ
Тип долота		PDC	PDC
Диаметр долота, мм		295,3	220,7
Тип горных пород		М;С	М;С
Присоединительная резьба	ГОСТ	з-152	з-117
	API	-	-
Длина, м		0,37	0,33
Масса, кг		95	42
G, тс	Рекомендуемая	2-10	2-8
	Предельная	12	10
n, об/мин	Рекомендуемая	100-110	90-100
	Предельная	180	150

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

Для разных интервалов бурения проектируется разная осевая нагрузка, которая похожа на всех интервалах из за не глубоких залеганиях продуктивного пласта. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-763	763-2908
Исходные данные		
$\alpha$	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1250	2350
$D_{д}, \text{см}$	21,59	18,76
$k_T$	29	29
$D_c, \text{мм}$	12	10
$q, \text{кН/мм}$	0,3	0,4
$G_{пред}, \text{кН}$	130	130
Результаты проектирования		
$G_1, \text{кН}$	86	115
$G_2, \text{кН}$	151	163
$G_3, \text{кН}$	98	95
$G_{проект}, \text{кН}$	98	95

### 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. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-763	763-2908
Исходные данные			
$V_{д}$ , м/с		2,5	2
$D_{д}$	м	0,2953	0,2207
	мм	295,3	220,7
$\tau$ , мс		4	4,4
$z$		22	21
$\alpha$		0,6	0,5
Результаты проектирования			
$n_1$ , об/мин		156	142
$n_2$ , об/мин		139	127
$n_3$ , об/мин		95	90
$n_{проект}$ , об/мин		120	135

### 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 0-763 метров (интервал бурения под кондуктор) проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС(ТОЗ-240), с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте. При бурении под эксплуатационную колонну выбираем забойный двигатель с регулируемым углом перекоса ДРУ2-172РС. В таблице 16 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 16 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-763	763-2908
Исходные данные			
$D_{д}$	м	0,2953	0,172
	мм	295,3	172
$G_{ос}$ , кН		150	130
$Q$ , Н*м/кН		9	6
Результаты проектирования			
$D_{зд}$ , мм		280	212
$M_p$ , Н*м		680	820
$M_o$ , Н*м		153	108
$M_{уд}$ , Н*м/кН		10	8



В таблице 17 приведены технические характеристик запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 17 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	0-763	240	8,04	2115	56-64	100-200	9	100-190
ДРУ2-172РС	763-2908	172	7,97	1155	28-36	150-295	6	75-180

### 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 18 и 19.

Таблица 18 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-763	763-2908
Исходные данные		
$D_{дз}$ , м	0,2953	0,2159
$K$	0.04	0.04
$K_k$	1,42	1,42
$V_{кр}$ , м/с	0,5	0,5
$V_m$ , м/с	0,0005	0,0005
$d_{от}$ , м	0,127	0,127
$d_{мах}$ , м	0,2953	0,2159
$d_{нмах}$ , м	0,015	0,015
$n$	9	8
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5
$V_{кпмах}$ , м/с	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,16	1,12
$\rho_{п}$ , г/см <sup>3</sup>	1,18	1,20
Результаты проектирования		
$Q_1$ , л/с	53	35
$Q_2$ , л/с	50	29
$Q_3$ , л/с	65	31
$Q_4$ , л/с	63	30
$Q_5$ , л/с	56	34
$Q_6$ , л/с	60	32
Дополнительные проверочные расчеты		
$Q_{табл}$ , л/с	60	30
$\rho_{табл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1160	1200
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	1180	1120
$M$ , Н*м	6800	8800
$M_{табл}$ , Н*м	20000	20000
$m$	1	1
$n$	9	8
$Q_n$ , л/с	60	35
$Q_{пров1}$ , л/с	55	32
$Q_{пров2}$ , л/с	58	30

Таблица 19 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-763	763-2908
Исходные данные		
$Q_1$ , л/с	55	30
$Q_2$ , л/с	58	29
$Q_3$ , л/с	65	36
$Q_4$ , л/с	60	32
$Q_5$ , л/с	58	35
$Q_6$ , л/с	57	31
Области допустимого расхода бурового раствора		
$\Delta Q$ , л/с	55-65	29-38
Запроектированные значения расхода бурового раствора		
$Q$ , л/с	56-64	30-36
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)		
$Q_{тн}$ , л/с	60	35
$\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>	1180	1200
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	1160	1180
$M_{тм}$ , Н*м	6800	8800
$M_{тб}$ , Н*м	20000	20000

### 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 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 20-21.

В таблице 22 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 20 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ	172	24,33	3198

Продолжение таблицы 20 - Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК-127G-105	127x9,2	2877	89807

Таблица 21 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
$P_H$ , кгс/мм <sup>2</sup>	0,05		Выполняется условие запаса прочности ( $n > 1,15$ )		
$P_{кр}$ , кгс/мм <sup>2</sup>	4,98		Да		
$P_{кр} / P_H$	99,6				
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
В наклонном участке ствола					
№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
1	984	2877	1,11	2,78	3450
	E, кгс/мм <sup>2</sup>	I, м <sup>4</sup>	S, м	D <sub>з</sub> , мм	D, мм
	2,1*10 <sup>6</sup>	594,2	12	152	127
$\Psi^+ / \Psi^-$	0,54		Q <sub>р</sub> , кгс	24563	
$\alpha$	45		M <sub>imax</sub>	408,32	
$\mu$	0,25		W, см <sup>3</sup>	92,11	
R, м	453		[ $\sigma$ ], кгс/мм <sup>2</sup>	3,98	
Q <sub>к</sub> , кгс	14784		$\sigma_3$ , кгс/мм <sup>2</sup>	8,15	
$\sigma_p$ , кгс/мм <sup>2</sup>	4,2				
Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$				Да	
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
1	984	2877	1,11	2,78	3450
Σ					
Q' <sub>тк</sub> , кгс	19040	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		3027	
Q <sub>кнбк</sub> , кгс	12684				
q <sub>м</sub> , кгс/м	16,5				
K <sub>т</sub>	1,15				
K	1	Максимальная длина секции бурильных труб, м		3030	
n	1,15				
F <sub>к</sub> , мм <sup>2</sup>	4700				
$\sigma_T$ , кгс/мм <sup>2</sup>	38				

Таблица 22 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	763	БИТ 295,3 ВТ 616	95	0,37	Бурение с набором зенитного угла под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора.
			ДРУ-240РС	2115	8,04	
			Переводник П 147/171	70	0,41	
			НУБТ-178	360	9,45	
			НУБТ-184	210	2,30	
			ШУ-172	305	3,33	
			ТБПК-127	23061	739	
2	763	2908	БИТ 220,7 ВТ 613 УСВ	42	0,33	Бурение с набором зенитного угла под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонной.
			ДРУ2-172РС	1155	7,97	
			КОБК-178*35	51	0,41	
			КЛС-215,9-2СТ	170	0,9	
			НУБТ 6-3/4	1200	9,45	
			Переводник НУБТ 6-3/4	216	2,00	
			НУБТ	1200	9,45	
			КЛС-215,9-2СТ	170	0,9	
			ТБПК-127	89807	2877	

### 2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины для бурения интервалов под направление и кондуктор – полимерглинистый, для бурения интервала под эксплуатационную колонну, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – биополимерный. 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 23. В таблице 24 представлен компонентный

состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 23 – 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	454	1,15	4,5	450	9,81	1180	1220	1,5	0,008	
454	763	1,15	7,5	750	9,81	1160	1190	1,5	0,008	
763	2823	1,15	27	2780	9,81	1120	1150	1,17	0,005	
2823	2908	1,15	27	2870	9,81	1190	1200	1,17	0,005	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см <sup>3</sup>	СН С <sub>1</sub> , дПа	СН С <sub>10</sub> , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	pH	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	454	1,18	50	75	90	10	8-9	0,3	35	40
454	763	1,16	55	80	53	10	8-9	0,1	35	25
763	2823	1,12	10	20	27	6	7-8	0,3	28	15
2823	2908	1,19	15	25	30	5	7-8	0,5	24	12

Таблица 24 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	763	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМГ, КМЦ-1000, Гипан, Ингибитор глин
763	2908	Биополимерный Вода пресная, Полиакрилат Seurvey FL, Полиакриламил Преастил 2540Н, Смола ксантановая, Смазочная добавка, Ингибитор глин, Кальматант карбонат кальция.

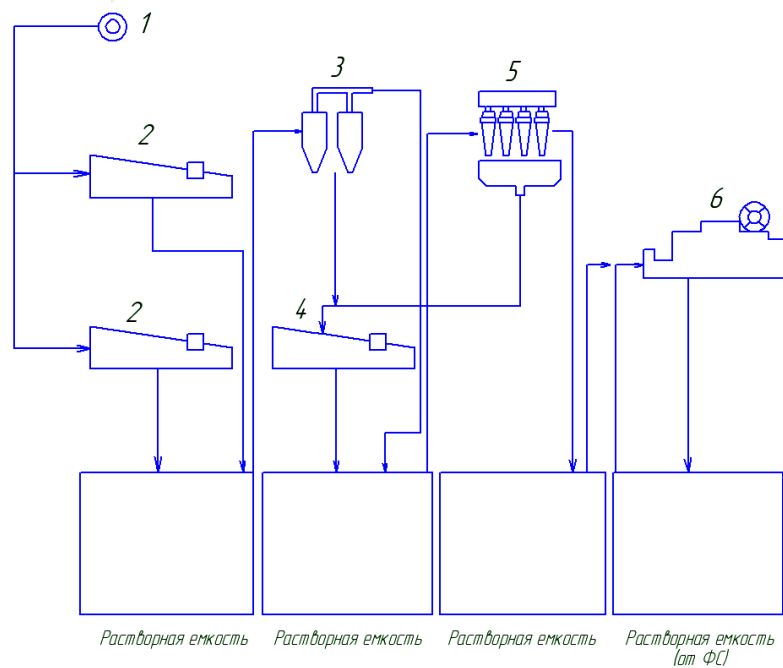


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

### 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 25, а в таблице 26 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 25 – 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>
2908	0,2207	1,17	27	54,3	1200
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>
0,031	УНБ-600	0,007	0,009	20	1190
КНБК					
Элемент	$d_H$ , м	$L$ , м		$d_B$ , м	
НУБТ 172-80	0,172	31,41		0,076	
ТБПК-127G-105	0,229	2877		0,090	

Таблица 26 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$ , кг/м <sup>3</sup>	$\phi$	$d_c$ , м	$V_{кп}$ , м/с	$\Delta P_{зд}$ , МПа	$\Delta P_o$ , МПа
1450	0,993	0,248	0,95	5,08	1,85
$\Delta P_T$ , МПа	$\Delta P_p$ , МПа	$V_D$ , м/с	$\Phi$ , м <sup>2</sup>	$d$ , мм	
1,8	6,27	105	0,00774	11	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	$S_{кп}$	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
НУБТ 172-80	21180	28108	176	0,79	0,12
ТБПК-127-М	25680	17333	190	0,87	1,55
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	$\lambda$	$\Delta P_T$	
НУБТ 172-80	30919	21647	0,031	0,0016	
ТБПК-127-М	20876	29845	0,031	0,018	



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

При строительстве проектируемой скважины отбор керна для исследовательских работ не проводится, поскольку слагаемые породы однообразны с предыдущей скважиной.

## 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1180	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1090
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1420	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup>	2000
плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	780	глубина скважины, м	2908
высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	180	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	720
высота цементного стакана $h_{ст}$ , м	2	динамический уровень скважины $h_0$ , м	1938

### 2.4.2. Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

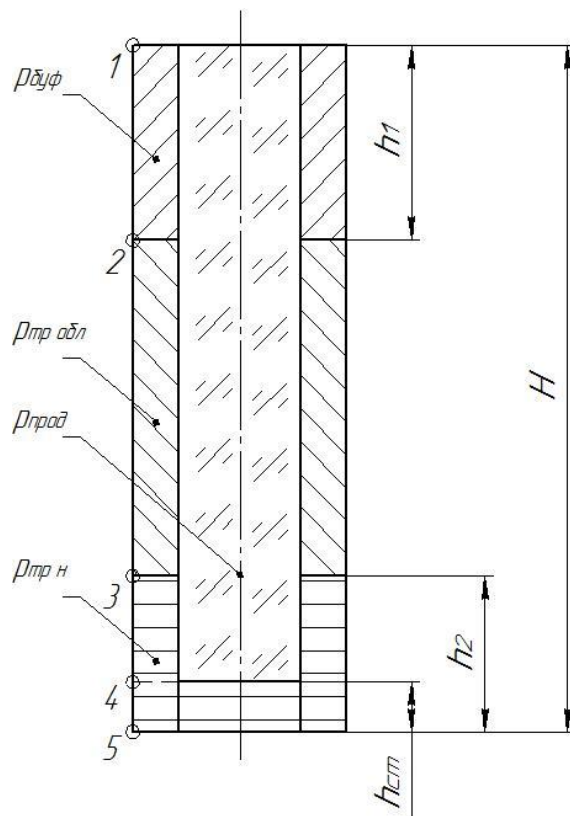


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 28 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 28 – 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	613	2188	2906	2908
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,6	5,4	17,9	17,9

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ( $P_{кэ} = 9$  МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на

герметичность путем снижения уровня жидкости ( $P_2 = 14$  МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

### **2 случай: конец эксплуатации скважины**

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

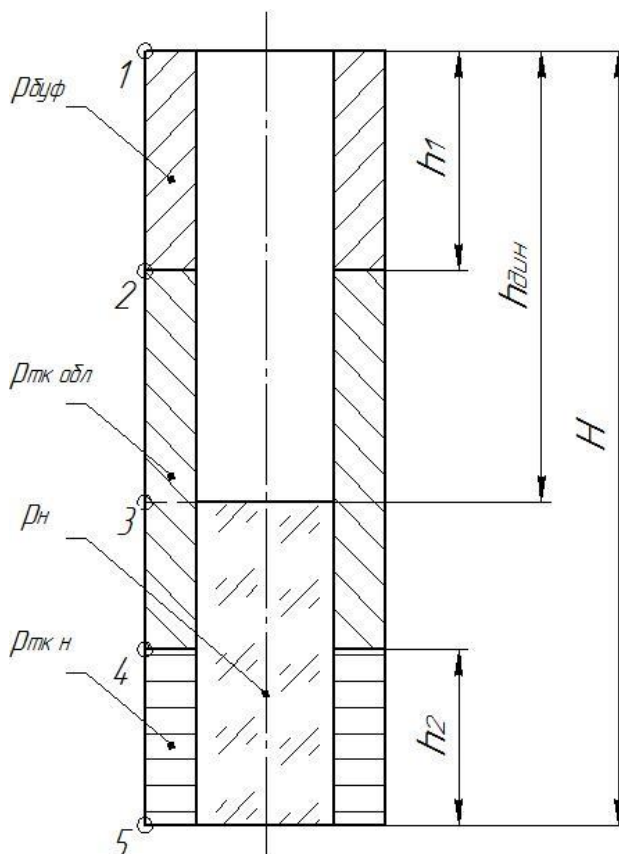


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 29 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 29 – 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	613	1938	2188	2908
Наружное избыточное давление, МПа	0	3	16,3	18,4	24,9

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

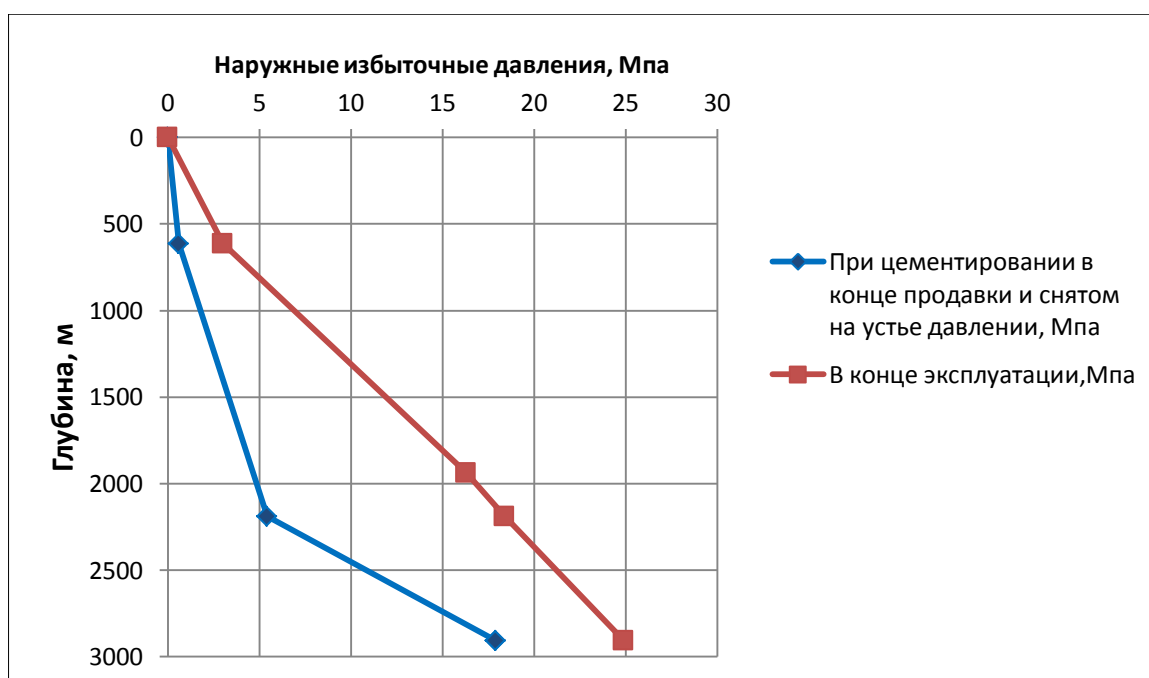


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

### 2.4.3. Расчет внутренних избыточных давлений

#### *1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора*

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке  $P_{цг}$  составляет 17,6 МПа.

В таблице 30 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

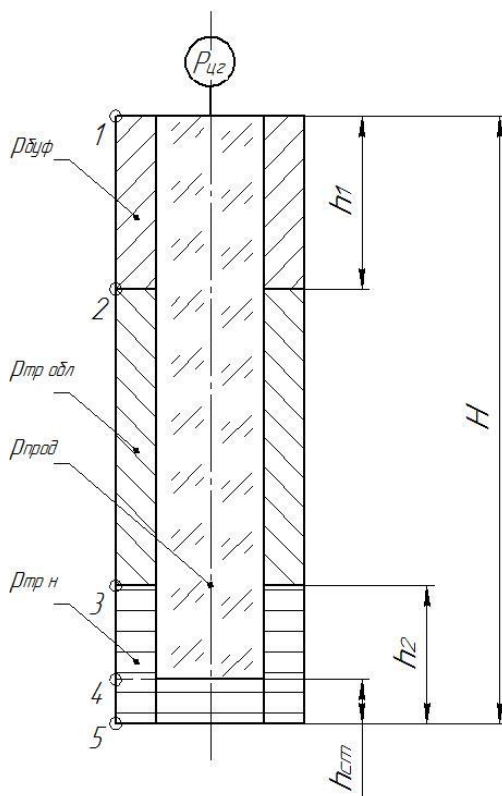


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 30 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	613	2188	2906	2908
Внутреннее избыточное давление, МПа	22,3	19,1	12,5	9,7	9,7

## 2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки  $P_{оп}$  составляет 19,8 МПа.

В таблице 31 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 31 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	613	2188	2908
Внутреннее избыточное давление, МПа	19,8	16,3	10	8,5

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

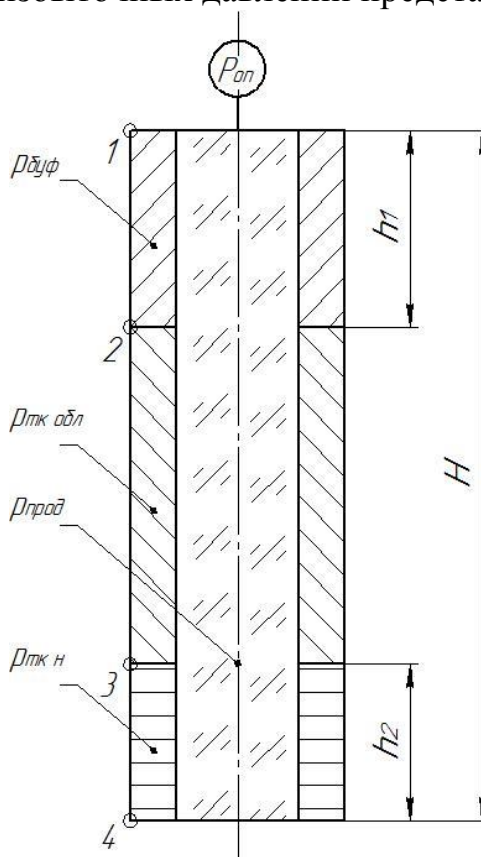


Рисунок 10-Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

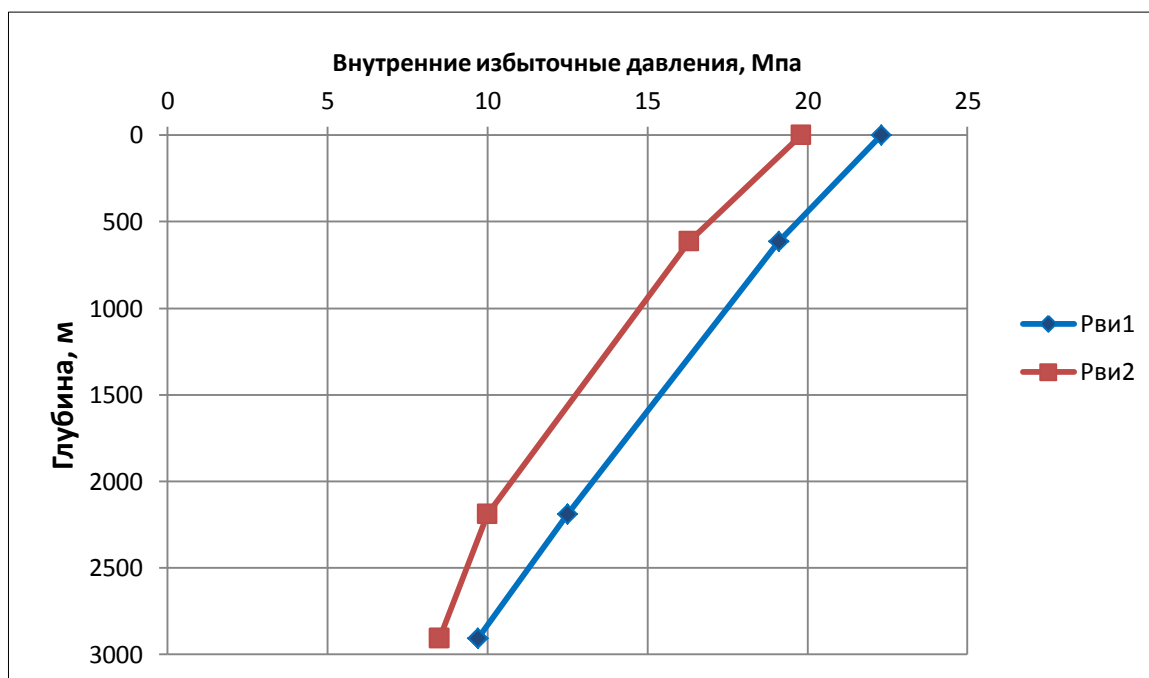


Рисунок 11 – Эюра внутреннего избыточного давления

#### 2.4.4. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 32.

Обсадной трубы выбирается с учетом создаваемой нагрузки на вращение во время цементирования.

Таблица 32 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, т			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Д	7,7	100	0,027	2,71	2,71	0-100
2	Д	7	2808	0,024	69,93	72,64	100-2908

## 2.5. Расчет процессов цементирования скважины

### 2.5.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2)$$

38 < 41МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

### 2.5.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 33.

Объем термостойкого цементного раствора определяется как полуторакратный объем заколонного пространства, во избежание в дальнейшем не герметизации в процессе эксплуатации.

Таблица 33 – Объем тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объем тампонажного раствора, м <sup>3</sup>	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м <sup>3</sup>
$\rho_{тр}=2000 \text{ кг/м}^3$	9,3	14530	12,7
$\rho_{тробл}=1420 \text{ кг/м}^3$	27,5	36300	34,3

### 2.5.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м <sup>3</sup>
Буферная	5
Продавочная	35,83



## 2.6. Гидравлический расчет цементирования скважины

### 2.6.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 12 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

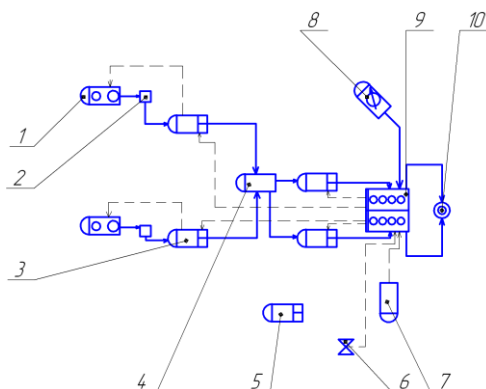


Рисунок 12 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

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

### 2.6.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 13.

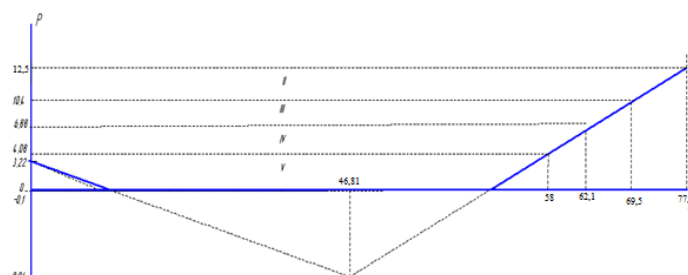


Рисунок 13 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 35 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 35 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м <sup>3</sup>
V	58
IV	4,1
III	7,4
II	8,13

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора  $t_{цем}$  составляет 124 мин.

### 2.6.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-146-БТС;
- скребок тросовой типа РСТ.1-146/280-3,7-2;
- ЦКОДМ-146-БТС;
- центратор-турбулизатор типа ЦТ-146/212-216;
- центратор ПЦ 146/216(интервалы установки и их количество представлены в таблице 36);
- пакер гидравлический 146мм;
- центратор ЦПЖ 146/195-305;

Таблица 36 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
0-2908	ПЦ – 146/216	90

### 2.6.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины фонтанную арматуру типа АФК 62/210ХЛ. Освоение объекта производится с передвижной установки типа «УПА-60». При проведении работ по вторичному вскрытию пласта устье скважины оборудуется малогабаритной превенторной установкой типа ППР 180×35. Скважина шаблонируется компоновкой «перо-скрепер-шаблон», после

чего проводится комплекс ГИС, опрессовка эксплуатационной колонны и межколонного пространства. Вторичное вскрытие продуктивных пластов производится перфорацией эксплуатационной колонны. Тип перфоратора - корпусной кумулятивный. Вызов притока осуществляется снижением уровня жидкости в обсадной колонне насосной установкой. Схема вызова притока представлена на рисунке 14

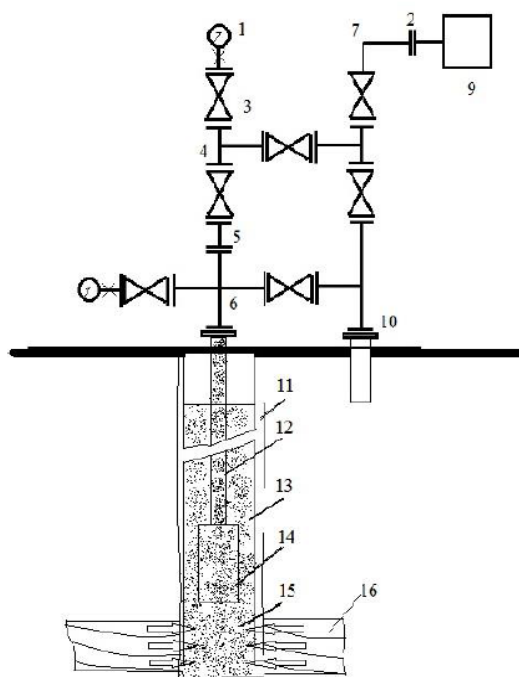


Рисунок 14 – Вызов притока методом снижения уровня 1 – манометр; 2 – заглушка; 3 – запорное устройство; 4 – тройник; 5 – планшайба; 6 – крестовина; 7 – линия сброса солевого раствора; 8 – линия сброса пластового флюида; 9- емкость для сбора солевого раствора; 10 – нефтесборный коллектор; 11 – колонна обсадных труб; 12 – колонна НКТ; 13 – солевой раствор; 14 – УЭЦН; 15 – приток пластового флюида; 16 – нефтяной пласт.

Запуск насоса и вывод скважины на режим эксплуатации производится специалистами заказчика с участием бригады освоения.

## 2.7. Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес обсадной колонны составляет 72,64 т, а вес бурильной колонны – 78,82 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3200/200 ЭУК – 2М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<i>Выбранная буровая установка</i>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	115,41	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,95
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	138,63	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,79
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	145	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,37
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		
<i>Расчет фундамента буровой установки</i>			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ( $Q_{вלב}$ )	100	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ( $k_{по} > 1,25$ )	1,3
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{бк}$ )	78,82		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{ок}$ )	72,64		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{п}$ )	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{бр}$ )	994,470		
<i>Расчет режимов СПО</i>			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
3	27	990,16	
4	40	622,83	
5	26	371,63	
6	33	207,69	

### 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

#### 3.1. Мероприятия при первичном вскрытии продуктивного пласта

Эффективность добычи нефти и газа из скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений в значительной степени определяется состоянием призабойной зоны пласта (ПЗП) в период заканчивания скважин.

В результате физико-химического и механического воздействия при заканчивании скважин изменяются коллекторские свойства пород ПЗП.

Физико-химическое воздействие на ПЗП обусловлено взаимодействием флюида и фильтрата бурового и цементного растворов, действием адсорбционных, капиллярных и диффузионно-осмотических сил.

Физико-механическое воздействие на продуктивный горизонт при его вскрытии оказывают следующие факторы:

- разгрузка горного массива в результате разбуривания пласта;
- изменяющееся противодавление столба бурового раствора (впоследствии изменяющееся активное давление столба цементного раствора);
- фильтрация фильтрата бурового (и цементного – при цементировании) раствора;
- изменяющийся температурный режим в скважине;
- гидродинамическое и механическое воздействие на породы в разбуриваемом пласте движущимся инструментом;
- гидродинамические эффекты (гидроудары, понижение давления и др.) в стволе и призабойной зоне в процессе цементирования и освоения скважины и др.

Вскрытие пластов можно производить при различных условиях. Можно при условии депрессии, когда пластовое давление выше гидростатического давления. При таком режиме состояние вскрываемых продуктивных пластов остается наиболее близким к естественным. При этом происходит приток пластового флюида в ствол скважины. Если разница между давлениями будет выбрана неправильно то возникает фонтанирование скважины.

Еще одним режимом бурения является бурение на репрессии. При этом происходит проникновение фильтрата промывочной жидкости а также твердой фазы бурового раствора в проницаемые пласты, то есть в коллекторы. Это объясняется превышением гидростатического давления над пластовым. В результате чего наблюдается образование призабойной зоны пласта.

Призабойная зона пласта как и показана на слайде состоит из стенки скважины, глинистой корки, зоны кольтматации, зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости и неизменной части пласта. Призабойная зона пласта характеризуются изменениями коллекторских свойств по отношению к неизменной части. Это может повлиять в дальнейшем на получаемые подсчетные параметры и режим разработки. Призабойная зона пласта изображена на рисунке15.

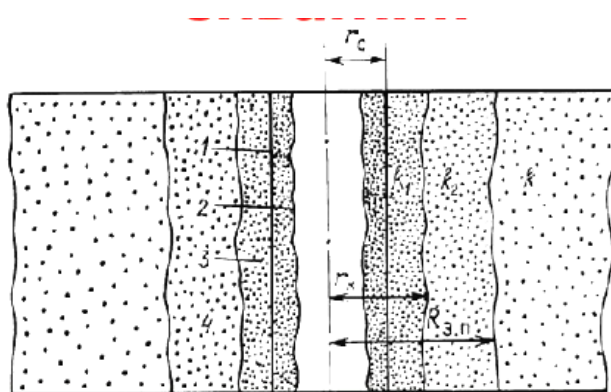


Схема прискважинной зоны пласта после вскрытия его бурением:

1 - стенка скважины; 2 - глинистая корка; 3 - зона кольтматации; 4 - зона проникновения фильтрата промывочной жидкости;  $k$ ,  $k_1$ ,  $k_2$  - проницаемости в удаленной зоне пласта, в зоне кольтматации и в зоне проникновения фильтрата.

Рисунок 15 - Схема образования призабойной зоны пласта

Причинами изменения коллекторских свойств являются:

- Влияние репрессии на продуктивный пласт
- Влияние твердой фазы бурового раствора

-Влияние времени взаимодействия бурового раствора с продуктивным пластом

- Влияние фильтрата бурового раствора

Последствиями служат:

- Ошибочные или неполные данные о коллекторе
- Может привести к необоснованному отказу от разработки
- Низкая производительность скважин и рентабельность бурения
- Высокие затраты на освоение и интенсификацию притока

Также экспериментально доказано факт влияния времени взаимодействия бурового раствора и продуктивного пласта. Выяснено что с увеличением времени этого взаимодействия происходит увеличение глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости. Например на графике мы видим что для любого типа бурового раствора в течение 30 дней проникновение увеличивается в несколько раз, даже в десятки раз в некоторых случаях.

Влияние твердой фазы бурового раствора на ПЗП

Определенные материалы содержащиеся в буровых растворах, являются потенциально закупоривающими, такие как глины, выбуренные частицы породы, тяжелый реагенты и др. В случае попадания их в продуктивную зону они заполняют поровое пространство коллектора и сокращают объемы порового пространства, что влечет к уменьшению проницаемости и ухудшению фильтрационных свойств ПЗП.

Существует несколько способов, применение которых уменьшает процесс загрязнения ПЗП при первичном вскрытии продуктивного пласта. К ним относятся:

- Вскрытие пласта на депрессии или на равновесии;
- Вскрытие пласта с использованием энергии гидростатического давления столба жидкости в затрубном пространстве;

- Снижение плотности промывочной жидкости при бурении на репрессии;

- Снижение времени вскрытия продуктивного пласта;

- Использование долгосрочных бурильных инструментов (долот);

- Уменьшение диаметра бурильных инструментов;

- Бурение роторным способом;

Увеличение зазоров между бурильным инструментом и стенками скважины и др.

Таким образом можно сделать вывод что первичное вскрытие продуктивного пласта является важным этапом бурения, требующим пристального внимания и особого подхода. Так как неправильно вскрытый пласт может при тех или иных условиях перейти из класса промышленно интересных коллекторов, в класс коллектора не рентабельного для разработки и дальнейшей эксплуатации.

При отрицательном ускорении давление на стенку скважины может снижаться до значения ниже гидростатического. Эти изменения гидродинамического давления создают знакопеременные нагрузки на пласты.

Естественно, при включении насосов или в случае спускоподъемных операций рост гидродинамического давления, причем значительный, отмечается в случае образования сальника на долоте. Возникают давления, достаточные для гидроразрыва продуктивного пласта. Проработка ствола (в том числе под спуск обсадной колонны) также может быть причиной повышения гидродинамической нагрузки на продуктивный пласт при промывке, особенно если в процессе последнего рейса скважина недостаточно очищалась от шлама или происходили осыпи или обвалы стенки скважины.

Некоторые исследователи склонны обращать внимание на повышение (и понижение) давления при восстановлении циркуляции бурового раствора в начале вращения инструмента.

Значение модуля градиента гидроразрыва в более общем случае зависит от типа горной породы, степени анизотропии, пластового (порового) давления,



толщины покрывающих пластов, тектонического строения в пределах данной площади, наличия и качества фильтрационной корки и, как уже отмечалось, от физико-механических свойств жидкости.

Определять градиент гидроразрыва можно прямым и косвенными методами. Прямой метод основан на установлении давления, необходимого для разрыва породы, и давления распространения образовавшейся трещины. При этом методе вводом бурового раствора повышают давление в скважине до предела, при котором произойдет разрыв пласта. К этому предельному значению прибавляют значение гидростатического давления. Сумма этих значений и представляет собой искомую величину.

К косвенным (расчетным) относятся метод Хубера и Уиллиса, метод Мэтьюза и Келли, метод Итона, метод Кристмана и др.

При заканчивании скважин гидравлический разрыв может произойти и часто происходит при пуске насосов, бурении, промывке, проработке, спуске бурильного инструмента, особенно когда плотность бурового раствора завышена.

Следствием гидроразрыва газового пласта (как и всякого иного) является падение гидростатического давления и поступление в скважину газа, часто с трагическим исходом.

## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **4.1 Структура и организационные формы работы предприятия**

Нефтегазодобывающая компания ОАО «Сургутнефтегаз» - одно из крупнейших предприятий нефтяной отрасли России. На протяжении многих лет предприятие является лидером отрасли по разведочному, эксплуатационному бурению. Структурные подразделения предприятия осуществляют весь комплекс работ по разведке и разработке месторождений, по строительству производственных объектов, по обеспечению экологической безопасности производства и по автоматизации производственных процессов. Самым главным организационным звеном предприятия является аппарат управления. От работы этого аппарата зависят организация всех работ на предприятии, зависит слаженность действий цехов и различность подчиняющихся ему служб, а значит качество и скорость выполняемых работ.

### **4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины**

Составление нормативной карты производится на основании методических указаний.

#### **4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение**

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

$$T_{.m} = T_M^{1M} \cdot H, \quad (3)$$

где  $T_{.m}$  – нормативное время на механическое бурение рассчитываемого интервала, ч/м;

$T_M^{1M}$  – нормативное время на механическое бурение одного метра данного интервала (из местных норм), ч;

$H$  – количество метров в интервале, м.

При бурении под кондуктор:  $N = 763 \cdot 0,020 = 15,26$  ч. Расчеты для эксплуатационной колонны выполняются аналогично. Нормативное количество долот  $n$ , шт, рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{H}{H_d}, \quad (4)$$

где  $n$  – нормативное количество долблений;

$H$  – количество метров в интервале, м;

$H_d$  – проходка на долото (из местных норм), м.

При бурении под кондуктор:  $n = 150 / 763 = 0,196$  шт. Расчеты эксплуатационной колонны выполняются аналогично.

#### **4.2.2. Время на промывку скважины после спуска и перед подъемом инструмента.**

Нормативное время на промывку скважины после спуска и перед подъемом инструмента, рассчитывается по формуле

$$T_{np} = \frac{\left[ \frac{(H_1^1 + H_2^1) \cdot T_{1np}^1 \cdot n^1}{200} + \frac{(H_1^2 + H_2^2) \cdot T_{1np}^2 \cdot n^2}{200} + \dots + \frac{(H_1^n + H_2^n) \cdot T_{1np}^n \cdot n^n}{200} \right]}{60} \quad (8)$$

где  $H_1^1, H_2^1, \dots, H_1^n$  – начальные глубины интервалов, м;

$H_2^1, H_2^2, \dots, H_2^n$  – конечные глубины интервалов, м;

$T_{1np}^1, T_{1np}^2, \dots, T_{1np}^n$  – нормативное время одной промывки одного 50 метрового интервала скважины (из ЕНВ), 30 мин;

$n^1, n^2, \dots, n^n$  – количества долблений по интервалам.

#### **4.2.3. Время на подготовительно – заключительные работы.**

Нормативное время на подготовительно – заключительные работы при СПО рассчитывается по интервалам, суммируется с нормативным временем на смену долота и заносится в нормативную карту. Расчет для каждого интервала по формуле:  $T_{нзр} = T_{1нзр} \cdot n$ , (10)

При турбинном бурении норма составляет 36 минут или 0,55 ч. При первом долблении норма принимается 9 минут или 0,15 ч.

#### 4.2.4. Опрессовка бурильных труб.

Опрессовка бурильных свечей проводится через каждые 500 м глубины скважины. Расчет нормативного времени на опрессовку проводится по формуле:

$$T_{on} = \sum_{i=1}^n \left( T_{нзо} + T_{on}^{lc} \cdot \frac{H_i}{L} \right), \quad (11)$$

где  $T_{нзо}$  – норма времени на подготовительно – заключительные работы к опрессовке, равная 1,7 часа (по ЕНВ);

$T_{on}^{lc}$  – норма времени на опрессовку одной трубы, равная 0,11 часа (по ЕНВ);

$n$  – количество опрессовок в зависимости от глубины скважины;

$L$  – длина трубы, м;

$H_i$  – длина опрессованного бурильной колонны (

$H_1 = 500м - d, H_2 = 1000м - d, H_3 = 1500м - d$ , и т. д., где  $d$  – длина неизменной части инструмента), м.

#### 4.3. Составление нормативной карты

Нормативная карта представлена в таблице 38.

Таблица 38 нормативная карта на бурение скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, ч	СПО и прочие работы, ч	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3	0	763	5000	0,16	763	0,196	15,26	20	35,26
Промывка (ЕНВ)										1,5
Наращивание (ЕНВ)										2,86
Смена долота (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										1,29
Крепление										35,83
ПГИ (ЕНВ)										10,30
Итого:										87,31
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,14
Смена вахт (ЕНВ)										0,5
Итого:										92,95

Продолжение таблицы 38

Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7	763	2908	5000	0,1	2145	0,46	42,9	27,3	70,2
Промывка (регламент/ЕНВ)										3,02
Наращивание (ЕНВ)										10,15
Смена долота (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										3,35
Крепление										59,54
ПГИ (ЕНВ)										28,80
Итого:										175,33
Ремонтные работы (ЕНВ)										17,36
Смена вахт (ЕНВ)										2,15
Геофизические исследования										17,51
Итого										336,72

#### **4.4. Определение нормативных технико-экономических показателей бурения скважины**

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

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = H/t_M \text{ м/час,}$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$t_M$  – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = 2908/61,8 = 47,05 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = H/(t_M + t_{СПО} + t_{ПВО}) \text{ час,}$$

где  $t_{СПО}$  – время СПО, час;

$t_{ПВО}$  – время на предварительно - вспомогательные работы, связанные с рейсом, час;

$$V_P = 2908/(61,8 + 74,8 + 4,16) = 20,07 \text{ м/час.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = H \cdot 720/T_K \text{ м/ст.мес}$$

где  $T_K$  – календарное время бурения, час.

$$V_K = 2908 \cdot 720/408,88 = 5120 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{ср} = H/n \text{ м,}$$

где  $n$  – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{ср} = 2908 / 3 = 969 \text{ м.}$$




#### **4.5 Разработка календарного план – графика строительства скважины**

Составляя линейно–календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровые бригады должны работать непрерывно, без простоев и построить все скважины за запланированное время. Остальные бригады не должны по возможности простаивать.

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

Таблица 39 – Продолжительность бурения и монтажа

Вид работ	Недели				
	1	2	3	4	5
Монтаж					
Бурение					
Демонтаж					

-  - монтаж буровой установки (2,89 суток)
-  - бурение скважины (14,03 суток)
-  - демонтаж (3,01 суток)

#### 4.6. Общий расчет сметной стоимости геологического задания

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 ХМАО этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2.  $30460,929 \cdot 204,2 = 6220121,7$  руб.

Общий расчет сметной стоимости геологического задания представлен в таблице 40.

Таблица 40- Расчет сметной стоимости геологического задания

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
1	Основные расходы				
	А. Собственно геологоразведочные работы:				



Продолжение таблицы 40

	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	2646280
	2. буровые работы	м	2908	45500	132314000
	4. работы по креплению	ч	94,97	32450	3081776,5
	5. испытание и вызов притока	сут	17,51	33450	585709,5
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
	Итого полевых работ: $\Sigma 1$				140548166
	3. организация полевых работ	%	1,2	от $\Sigma 1$	1686578
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от $\Sigma 1$	2108222
	Итого основных расходов: $\Sigma 2$				144342966
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от $\Sigma 2$	28868593
1	2. Строительство врем. зданий и сооружений	%	13	от $\Sigma 2$	18764586
	Итого себестоимость проекта: $\Sigma 3$				191976145
2	Накладные расходы	%	14	от $\Sigma 2$	26876660
3	Плановые накопления	%	15	от $\Sigma 2$	57592843
	Компенсируемые затраты				
	А. производственные командировки	%	0,8	от $\Sigma 1$	1124385
	Б. полевое довольствие	%	3	от $\Sigma 2$	4330289
	В. доплаты	%	8	от $\Sigma 2$	11548437
4	Г. охрана природы	%	5	от $\Sigma 2$	7217148
5	Резерв	%	10	от $\Sigma 3$	19197614
	ИТОГО себестоимость проекта				319863521
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				<b>377438954</b>

На основании данных по организации работ, типового состава бригад, а так же проектных сроков по строительству скважины составляется штатное расписание производственного персонала и расчет фонда оплаты труда.

## 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. Основные опасные и вредные производственные факторы приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
<b>Камеральный этап (работа внутри помещения)</b>			
	<b>Вредные</b>	<b>Опасные</b>	
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		
	Нервно-эмоциональное напряжение		
	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 ССБТ
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаро-взрывобезопасность	
<b>Полевой этап</b>			
	Отклонение показателей климата на	<b>Опасные</b>	
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ПБ 08-624–03, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.1.029-80
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

## **5.2. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении(ХМАО)**

Отклонение показателей микроклимата в помещении:

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 5.2) согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96.

Все условия микроклимата на рабочем месте имеют оптимальное значения, мероприятий по улучшению условий микроклимата проводить не нужно.

### **Отклонение показателей климата на открытом воздухе.**

Согласно НТД при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной  $-20^{\circ}\text{C}$  и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше  $+18^{\circ}\text{C}$ .

### **Недостаточная освещенность:**

Помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь естественное освещение. Естественное освещение подразделяется на следующие типы: боковое, верхнее и комбинированное (верхнее и боковое).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк.

В таблице 42 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Таблица 42- Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Рабочее место, подлежащее освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, ПК	Норма, ПК
1	2	3	4	5
Роторный стол	II	На ногах вышки, на высоте 6 м под углом 20-30° к вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Пульт талевого блока	IV	На лестничных площадках по высоте вышки	13	80
Полаты верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей, под углом 50°	25	150
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На ногах вышки на высоте 6 м	30	200
Пульт бурильщика	I	Над пультом	50	220

#### **Превышение уровней шума:**

В непосредственной близости от рабочего места могут находиться насосы и двигатели, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.003-83 (1999). Норма для помещения управления составляет 80 дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 60-65 дБА.

#### **Превышение уровней вибрации:**

В процессе бурения, рабочие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.003-01. Мероприятия для устранения превышения уровня вибрации следующие: установка защитного, изолирующего кожуха на двигатель, усиление рамы крепления двигателя к полу.

Таблица 43 - Уровень звукового давления на буровой

Характеристики помещений	Уровень звукового давления, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц								Уровень звука и эквивалент уровня, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места и зоныв помещениях и территориях предприятия	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Таблица 44 - Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации

Вибрация	Направление формирования вибрации	Среднегеометрические частоты, Гц									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20 132	7,1 123	2,5 114	1,3 108	1,1 107	1,1 107	1,1 107	1,1 107	-	-
Локальная	по каждой оси	-	-	-	5,0 120	5,0 120	3,5 117	2,5 114	1,8 111	1,3 108	0,9 105

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и другие увечья, которые могут привести к потере трудоспособности.

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не

допускается функциональным их назначением.

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса.

Для этого проводят следующие мероприятия:

1. Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и прочее).

2. Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.

3. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.

4. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание шпинделей, головок, бабок, поперечен и других частей.

5. Устанавливают тормозные устройства обеспечивающие остановку. Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.

6. Ремонт и проверка оборудования проводится только при отключенных механизмах вращения или перемещения.

### **Электробезопасность:**

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищены от этого воздействия. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать

цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность. ПУЭ

Также в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

### **Пожаро-взрывобезопасность:**

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

## 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.

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.

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 45 - 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 строительномонтажных 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 строительномонтажных 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 строительномонтажных 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 строительномонтажных 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 строительномонтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

Таблица 46 - 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:				
Промплощадь-ка	- 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:				
Промплощадь-ка 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

### Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары:

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевой системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, в исключительных случаях к смертельным исходам.

В случае возникновения аварийной ситуации - открытого фонтана, а также в следствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов. Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 47.

Таблица 47 - Анализ чрезвычайных ситуаций

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. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы

<p>Пожар</p>	<p>Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог</p>	<p>Локальный (в пределах буровой вышки)</p>	<p>Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы</p>
--------------	---	---	---

### 5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад. Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

Не вызывает сомнений факт, что условия труда, сложившиеся в нефтяной и газовой промышленности, являются причиной высокой профессиональной заболеваемости, а также могут являться косвенной причиной производственных травм и увечий. Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности представлены в 48

Таблица 48 - Нормативно-правовые акты

<b>Номер</b>	<b>Требования безопасности</b>
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

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В заключение проделанной работы на тему «Технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины глубиной 2908 метров на Восточно-Сургутском нефтяном месторождении ( ХМАО ) » выше приведены расчеты по строительству скважины, а также пояснения по всем приведенным частям выпускной работы.

В разделах отображена географическая и экономическая характеристики района работ в Ханты-Мансийском автономном округе, а также характеристики нефтегазоводонности в районе работ Восточно-Сургутского месторождения, геологические условия разреза.

Техническая часть показана с учетом расчетов и обоснования способом бурения на всех интервалах с учетом возможных геологических осложнений и опыте бурения с применением ВЗД. Рассчитаны проектируемые нагрузки на ПРИ в виде осевого усилия создаваемое на него так и частоты вращения, сохраняя оптимальный режим бурения. Буровой раствор выбран и обоснован с учетом наработанного опыта при строительстве скважин на данном нефтяном месторождении, а так же с учетом непосредственно с геологическим разрезом. Колонны и компоновка низа бурильной колонны выбраны и рассчитаны на основе методик расчета и с учетом эффективности.

Выпускной проект выполнен с соблюдением всех технологий строительства скважин данного направления.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М.: 1999.
2. Липаев, А.А. Разработка месторождений / А.А. Липаев. – М. ; Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2013. – 484 с.
3. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей [Текст] / Р.С. Хисамов, А.С. Султанов, Р.Г. Абдулмазитов, А.Т. Зарипов. – Казань : Фэн, 2010. – 335 с. : ил.3.
4. Дихтярь, Т.Д. Учебно-методическое пособие по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Т.Д. Дихтярь, А.Н. Попов. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 40 с.
5. Булатов, А.И. Проектирование конструкций скважин [Текст]: учеб. по-собие / А.И. Булатов, Л.Б. Измайлов, О.А. Лебедев. – М.: Недра, 1984. – 125 с.
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101: ввод в действие с 18.12.13. – М.: 2013. – 145 с.
8. Геологические и технологические особенности разработки залежи сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения [Текст] / Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, А.Т.Зарипов, И.Ф. Гадельшина // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 7. – С. 34-37.
9. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин [Текст]: справочник. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
10. Акбулатов, Т.О. Расчет гидравлической программы проводки скважин [Текст]: учеб. пособие / Т.О. Акбулатов. – Уфа: УГНТУ, 2003. – 48 с.
11. Пат. 2340768 Российская Федерация, МПК<sup>8</sup> E 21 В 43/24. Способ разработки месторождения тяжелой нефти или битума с использованием двухустьевых горизонтальных скважин [Текст] / Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И. ; заявитель и



патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2007102096/03 ;  
заявл. 19.01.07 ; опубл. 10.12.08, Бюл. № 34.

12. Соловьев, Е.М. Заканчивание скважин [Текст]: учебник / Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1985. – 196 с.
13. Молчанов, А. А. Телеизмерительные системы с электромагнитным каналом связи для проводки и геофизических исследований наклонно-направленных и горизонтальных скважин Западной Сибири (опыт применения и перспективы). НТВ АИС «Каротажник», № 59, 1999. С.85-91.
14. Абрамов, Г. С. Телеизмерительные системы с электромагнитным каналом связи для точнонаправленного бурения нефтегазовых скважин Западной Сибири. Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук, 1998.
15. Конесев, Г.В. Методическое руководство по расчету бурильных колонн [Текст]: учебник / Г.В. Конесев, Н.М. Филимонов – Уфа: УНИ, 1985. – 76 с.
16. Российская Федерация. Законы о промышленной безопасности опасных производственных объектов [Текст]: Федер. закон № 116-ФЗ: принят 21.07.97 (ред. от 04.03.2013, с изм. и доп., вступающими в силу с 01.07.2013).
17. Панов, Е.Г. Охрана труда при разработке нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебник / Е.Г. Панов. – М.: Недра, 1982. – 112 с.
18. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности [Текст]: НПБ 105-95: утв. Гл. гос. инспектором Рос. Федерации по пожарному надзору: ввод в действие с 01.01.96. – М.: ГУ ГПС МВД России, 1996. – 16 с.