



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 РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2910 МЕТРОВ НА МАЛОБАЛЫКСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ( ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ).

УДК – 553.982.550.882.7:622.24(24:181m2910)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б32Т	Пушкин Виталий Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев А.В			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Социальная ответственность»

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

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	К.Э.Н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Пушкин Виталий Сергеевич

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

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

1. Данные по строительству скважин на Малобалыкском месторождении	<i>Расчет технико-экономических показателей</i>
---	---

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

1. Сроки строительства скважины 2. Сметная стоимость сооружения скважины	<i>Расчет продолжительности строительства Составление графика работ Расчет сметной стоимости сооружения скважины.</i>
---	---

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

--

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Пушкин Виталий Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б32Т	Пушкин Виталий Сергеевич

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

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Разведочной скважины на Малобалыкском нефтяном месторождении.</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p align="center"><b>5. Социальная ответственность</b></p> <p>5.1 Анализ вредных производственных факторов (мероприятия по устранению) при бурении скважины на Малобалыкском нефтяном месторождении</p> <p>5.2 Анализ опасных производственных факторов (мероприятия по устранению) при бурении скважины на Малобалыкском нефтяном месторождении</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе</li> <li>- Повышенная загазованность воздуха рабочей среды (попутный газ, сероводород)</li> <li>- Повышенные уровни шума и вибрации</li> <li>- Недостаточная освещенность рабочей зоны</li> <li>- Биологические: вирусы переносимые насекомыми, дикие животные.</li> <li>- Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования</li> <li>- Поражение электрическим током</li> <li>- Механические травмы</li> <li>- Пожаро-взрывоопасность</li> </ul>
<p align="center"><b>5.3. Экологическая безопасность</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Рекомендации по снижению отрицательного воздействия на атмосферу, гидросферу, литосферу</li> <li>- Рекультивация земель</li> </ul>
<p align="center"><b>5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b></p> <p align="center"><i>Противопожарная безопасность</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Виды чрезвычайных ситуаций и ликвидаций</li> <li>- Причины возникновения пожара</li> <li>- Предотвращения пожара на буровой</li> <li>- Обеспечение средствами пожаротушения</li> </ul>
<p align="center"><b>5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p>	<p align="center"><i>Нормы:</i></p> <p>MP 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотопливаемых помещениях»</p> <p>MP 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года»</p> <p>СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение</p> <p>ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования</p> <p>ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны.</p>

	<p><i>Общие санитарно-гигиенические требования' СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование"</i>  ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ.  <i>Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты</i>  ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности"  ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности"  ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности"  "Правил эксплуатации электроустановок потребителей" (ПЭЭП), утвержденных Госэнергонадзором 31.03.92 г.  "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), утвержденных Главэнергонадзором 21.12.84 г.  "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных Минтруда России, №67, 16.12.97 г.  ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности"  ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности"  ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"  ГОСТ 17.1.02 – 79, охрана гидросферы  ГОСТ 17.2.02 – 79, охрана атмосферы  ГОСТ 17.4.02 – 79, охрана почв  ГОСТ 17.5.02 – 79, охрана земель  ГОСТ 17.6.02 – 79, охрана флоры  ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности"</p>
--	---

**Перечень графического материала:**

<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	
---	--

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	К.Т.Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Пушкин Виталий Сергеевич		

## Реферат

Представленная выпускная квалификационная работа (далее ВКР) выполнена на 2 графических листах формата А-3 с пояснительной запиской стр.

Объектом работы являются разведочной скважины для освоения месторождений Западной Сибири.

Цель работы – разработка технологии и техники разведочной скважины глубиной 2910 метров на Малобалыкском месторождении.

Работа выполнена по геологическим данным и геолого-техническим данным Малобалыкского месторождения.

В результате полученных данных спроектирована конструкция и технология проводки скважины глубиной 2910 метров.

Данная работа выполнена с учетом современных достижений в области бурения нефтяных скважин и технологии строительства.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	8
1 Общая и геологическая часть	9
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района бурения	9
1.2 Горно-геологические условия бурения	11
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	14
1.4 Зоны возможных осложнений	19
1.5 Исследовательские работы	19
2 Техничко-технологическая часть	20
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	20
2.2 Обоснование конструкции скважины	20
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	21
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	23
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины из спуска	23
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	24
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	24
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	25
2.3 Углубления скважины	26
2.3.1 Выбор способа бурения	26
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	27
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	27
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	28
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	28
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора	29
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	31
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	32
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	34
2.3.10	35
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	36
2.4.1 Расчет обсадных колонн	36
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	36
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	39
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	42
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	42
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	42
2.4.2.2 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей	43
2.4.2.3 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	43
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины	43
2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировачного оборудования	43

2.4.2.4.2	Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	44
2.4.2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	45
2.5	Выбор буровой установки	45
3	Специальная часть	47
3.1	Калибратор переменного диаметра «Андергейдж»	47
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	50
4.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	50
4.2	Расчет сметной стоимости сооружения скважины	59
5	Социальная ответственность	60
5.1	Анализ вредных производственных факторов	61
5.2	Анализ опасных производственных факторов	66
5.3	Экологическая безопасность	71
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
5.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80
	Заключение	81
	Список литературы	82

## **Введение**

Нефтеобразование – стадийный, длительный процесс образование нефти из органических веществ в осадочных пород (остатков древних животных). Данный процесс длится десятки и сотни миллионов лет. Заключающие нефть породы обладают хорошей пористостью, а так же проницаемостью. Изучение нефтяных месторождений показало, что нефтеобразование в залежах обусловлено литологическими особенностями пород, структурными формами изгибов пластов и стратиграфическими соотношения свит.

В данной работе рассмотрены проектные решения применительно к строительству разведочной вертикальной скважины, глубиной скважины 2910м.

Цель данного проекта- строительство разведочной скважины для уточнения структурного плана, характера насыщения и петрофизических свойств коллекторов в меловых отложениях Малобалыкского месторождения.



## 1 Общая и геологическая часть

### 1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района бурения

В таблице 1 представлена географо-экономическая характеристика района бурения

Таблица 1 - Географическая характеристика района бурения

Наименование данных	Характеристика
Площадь (месторождение)	Малобалыкское
Административное положение: Республика Округ  Область (край) Район Год ввода площади в эксплуатацию	Россия Ханты-Мансийский автономный округ - Югра Тюменская Нефтеюганский 1984
Температура воздуха, градус: среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	- 2 + 30 - 50
Продолжительность отопительного периода, сутки	257
Максимальная глубина промерзания грунта, м	2,4
Преобладающее направление ветров	Зимой ЮЗ-З, летом С-СВ
Наибольшая скорость ветра, м/с	22
Многолетнемерзлые породы, м	Отсутствуют
Водоснабжение	Для технических нужд- скважина для временного технического водоснабжения, для бытовых нужд- привозная (бойлера)
Электроснабжение	Дизель - электростанция
Карьерные материалы	Карьер, штабель, гидронамыв
Связь	Спутниковая связь, радиосвязь
Подъездные пути	Лежневой настил из леса круглого, насыпной грунт-временная дорога к площадке скважины.

На рисунки 1 представлена обзорная карта района работ.

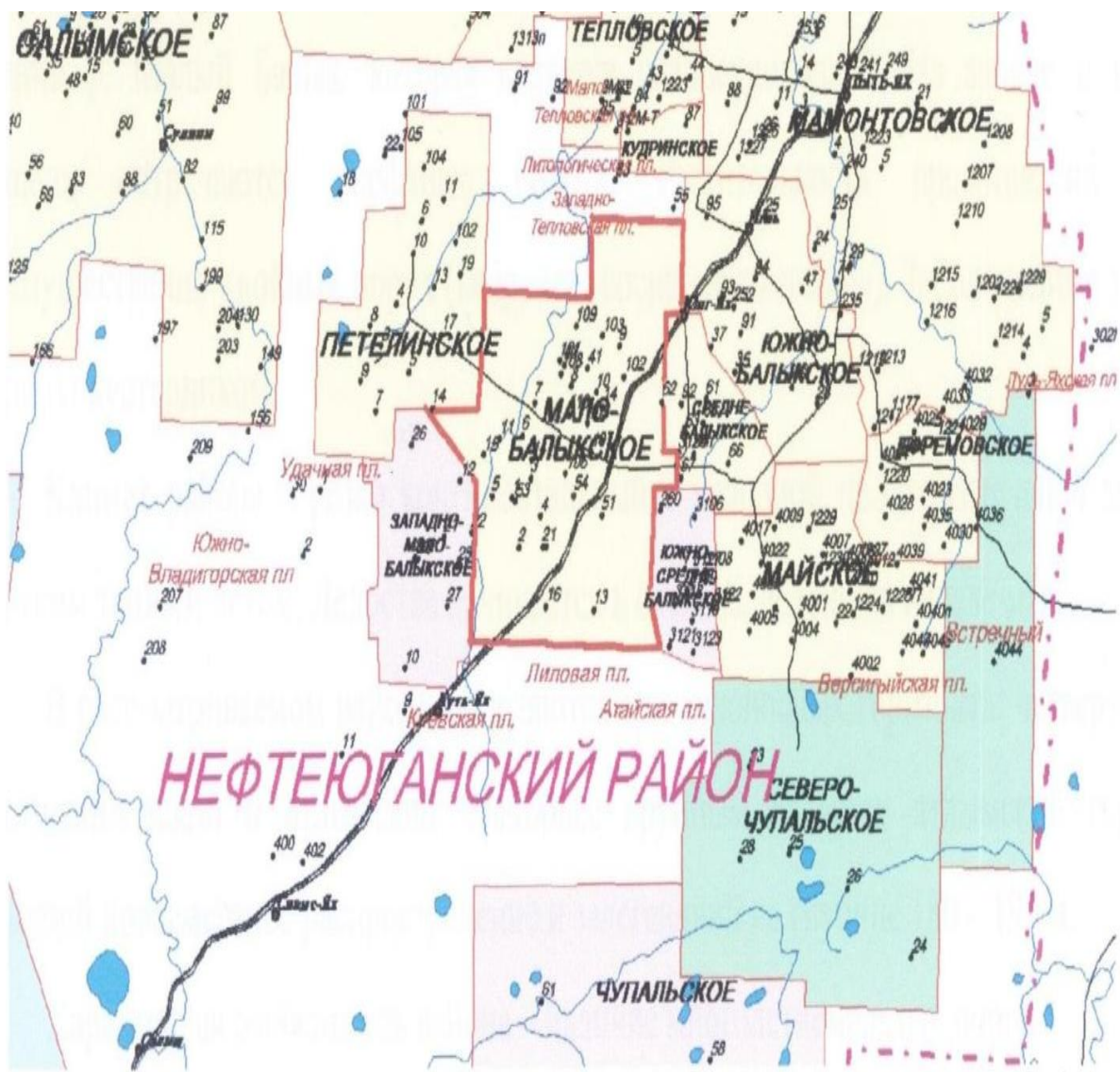


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

## 1.2. Горно-геологические условия

В таблице 2 представлен стратиграфический разрез и литологический состав горных пород.

Таблица 2 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве			Коэф-фициент кавернозности
От (кровля)	До (подошва)	Название	индекс	угол		азимут	
				град	мин.	град.	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	30	Четвертичные отл.	Q	-	-	-	1,3
30	120	Туртаская свита	P <sub>2/3</sub>	-	-	-	1,3
120	190	Новомихайловская свита	P <sub>2/3</sub>	-	-	-	1,3
190	230	Атлымская свита	P <sub>1/3</sub>	-	-	-	1,3
230	400	Тавдинская свита	P <sub>1/3</sub> – P <sub>3/2</sub>	-	-	-	1,3
400	620	Люлинворская свита	P <sub>2</sub>	-	0,5	-	1,3
620	740	Талицкая свита	P <sub>1</sub>	-	0,5	-	1,25
740	780	Ганькинская свита	K <sub>2</sub> dm	-	0,5	-	1,25
780	920	Берёзовская свита	K <sub>2</sub> kmst	-	0,5	-	1,25
920	950	Кузнецовская свита	K <sub>2</sub> kt	-	0,5	-	1,25
950	1210	Уватская свита	K <sub>2</sub> s	-	0,5	-	1,25
1210	1575	Ханты-мансийская свита	K <sub>1</sub> al	-	1,0	-	1,25
1575	1850	Викуловская свита	K <sub>1</sub> av	-	1,0	-	1,25
1850	2015	Алымская свита	K <sub>1</sub> a	-	1,0	-	1,25
2015	2250	Черкашинская свита	K <sub>1</sub> brg	-	-	-	1,25
2250	2920	Ахская свита	K <sub>1</sub> vb	-	1,5	-	1,25

В таблице 3 представлена литологическая характеристика разреза скважины.

Таблица 3 - Литологическая характеристика разреза скважины

индекс стратиграфического разреза	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки ( структура, текстура, минеральный состав и т.п. )
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	30	Пески, супеси, суглинки, торфяники, илы, гальки	Неравномерное чередование песков серых, разнозернистых; глин зеленовато-серых и бурых, лессовидных суглинков и супесей, торфяников, илов, лёссов, галек и гравия
P <sub>2/3</sub>	30	120	Глины, алевриты, пески, диатомиты	Глины буровато-серые, плотные; алевриты зеленовато-серые, микрослоистые с частыми прослоями диатомитов и кварцево-глауконитовых тонкозернистых песков
P <sub>2/3</sub>	120	190	Глины, пески, алевриты, бурые угли, лигниты	Переслаивание песков серых, кварцевых; глин серых и буровато-серых, коричнево-бурых алевритов с прослоями бурых углей, лигнитов и углистого детрита
P <sub>1/3</sub>	190	230	Пески, глины, алевриты, лигниты, слюды	Пески светло-серые и почти белые, мелкозернистые, преимущественно кварцевые; алевриты с прослоями буровато-серых, вязких, слюдистых глин и лигнита
P <sub>1/3</sub> – P <sub>3/2</sub>	230	400	Глины, алевриты, известняки, сидериты	Глины серовато-зелёные, вязкие, жирные, с включениями и прослоями алеврита, глинистого сидерита и известняка; присутствует фауна фораминифер и радиолярий

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
P <sub>2</sub>	400	620	Глины, диатомиты, алевриты, опоки, пириты	Глины светло-, голубовато- и зеленовато-серые с глауконитом и диатомитом, внизу – опокovidные, с прослоями алеврита и сидерита, с редкими включениями пирита
P <sub>1</sub>	620	740	Глины, алевролиты	Глины уплотнённые темно-серые, внизу – с буроватым оттенком, тонкоотмученные, алевритистые, местами с примесями кварцево-глауконитового алеврита и песчаника
K <sub>2</sub> dm	740	780	Глины, известняки, мергели, сидериты	Глины серые и зеленовато-серые, известковистые, с прослоями глинистых известняков и мергелей, с зёрнами глауконита и сидерита темно-серого, трещиноватого
K <sub>2</sub> kmst	780	920	Глины, диатомиты, опоки	Глины серые, голубовато-серые, тонкоотмученные, алевритистые и опокovidные, с остатками морской фауны; в нижнем ярусе – с прослоями диатомитов и белых опок
K <sub>2</sub> kt	920	950	Глины	Глины тёмно- и залёно-серые, плотные с зёрнами глауконитов и обломками фауны
K <sub>2</sub> s	950	1210	Пески, песчаники, глины, алевролиты, пириты	Чередование песков серых, алевритов глинистых, кварцевых песчаников и алевролитов, а также глин с прослоями бурых углей и детрита с включениями пирита и янтаря
K <sub>1</sub> al	1210	1575	Песчаники, глины, угли, алевролиты, аргиллиты	Переслаивание песчаников светло-серых; глин плотных темно-серых; аргиллитов тёмных, слюдистых с прослоями алевролитов серых, плотных и углистых детритов

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
K <sub>1av</sub>	1575	1850	Песчаники, алевролиты, глины, известняки, угли	Чередование кварцевых песчаников, алевролитов серых и алевролитов глинистых, а также глин с прослоями углистого и растительного детрита и глинистых известняков
K <sub>1a</sub>	1850	2015	Аргиллиты, алевролиты, слюды.	Аргиллиты темно-серые, тонкоотмученные, плотные, массивные, слюдистые с частыми тонкими линзами и прослоями алевролитов светло-серых
K <sub>1brg</sub>	2015	2250	Песчаники, алевролиты, аргиллиты, слюды.	Алевролиты светло-серые, слюдистые и песчаники серые мелко- и среднезернистые с прослоями аргиллитов темно-серых (песчаные пласты ряда АС <sub>4+12</sub> )
K <sub>1vb</sub>	2250	2920	Аргиллиты, алевролиты, глины, песчаники, слюды	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями глин, алевролитов и песчаников серых, гидрофильных, массивных (песчаные пласты Ачимовской толщи)

### 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

В таблице 4 представлена характеристика водоносности по разрезу скважины.

Таблица- 4 Водоносность.

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут
от	до			
0	400	поровый	1,00	120
950	1850	поровый	1,01	до 3500
2015	2070	поровый	1,008	до 37

В таблице 5 представлена характеристика нефтеносности по разрезу скважины.

Таблица 5- Нефтеносность

Индекс стратег. п - ния	Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Средний дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т
	от	до				
K <sub>1</sub> brg (АС <sub>4</sub> )	2055	2070	поровый	0,876	-	30
K <sub>1</sub> vb (Ач <sub>1</sub> )	2750	2775	поровый	0,851	100 – 150	63
K <sub>1</sub> vb (Ач <sub>2</sub> )	2795	2825	поровый	0,851		63
K <sub>1</sub> vb (Ач <sub>3</sub> )	2840	2860	поровый	0,851		63

В таблице 6 представлены физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Таблица 6- Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м.		Краткое название основной горной породы.	Плотность г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Твердость кгс/мм <sup>2</sup>	Глинистость, %	Абразивность	Проницаемость, м.Дарси	Категория пород по буримости
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9		10
Q	0	30	супесь	2,1	30	-	20	III÷VI	1960	M
N	30	70	супесь	2,1	30	-	20	III÷VI	1960	M
P <sub>3</sub> <sup>3</sup>	70	150	глина	2,2	10	4÷10	90	II÷IV	5	M
P <sub>3</sub> <sup>2</sup>	150	245	песок	2,01	15	-	25	III÷VI	100	M
P <sub>3</sub> <sup>1</sup>	245	335	песок	2,1	15	-	25	III÷VII	50	M
P <sub>3</sub> <sup>1</sup> ÷P <sub>2</sub> <sup>3</sup>	335	525	глина	2,25	10	5÷14	90	II÷IV	5	M
P2	525	720	глина	2,3	10	4÷13	95	II÷IV	1	M
P1	720	870	глина	2,3	10	4÷12	100	II÷IV	0	M
K2dm	870	915	глина	2,3	10	4÷13	95	II÷V	7	M
K2kmst	915	1055	глина	2,3	12	5÷16	90	II÷V	9	MC
K2kt	1055	1090	глина	2,25	14	7÷22	80	III÷VI	12	MC



Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9		10
K2s	1090	1365	песчаник	2,13	21÷32	12÷106	11÷23	VI÷VIII	540	МС, С
K1al	1365	1670	песчаник	2,1	22÷33	13÷107	10÷21	VI÷VIII	60	МС, С
K1av	1670	1845	песчаник	2,13	22÷33	13÷107	12÷23	VI÷VIII	550	МС, С
K1a	1845	2025	глина	2,3	12	5÷23	90	II÷V	10	МС
K1brg	2025	2055	алевролит	2,38	14÷26	21÷78	55	III÷VII	13	С
K1brg (АС4)	2055	2070	песчаник	2,1÷2,2	14÷26	123	13÷23	V÷VIII	270	С
K1brg	2070	2240	глина	2,31	13	6÷32	80	II÷V	10	МС
K1vb	2240	2750	алевролит	2,34	13	80	45	III÷VI	12	С
			песчаник	2,1÷2,2	14÷26	123	13÷23	V÷VIII	270	
K1vb(Ач1)	2750	2775	песчаник	2,1÷2,2	14÷26	123	13÷23	V÷VIII	270	С
K1vb	2775	2795	алевролит	2,34	13	80	45	III÷VI	12	С
K1vb(Ач2)	2795	2825	песчаник	2,1÷2,2	14÷26	123	13÷23	V÷VIII	270	С
K1vb	2825	2840	алевролит	2,34	13	80	45	III÷VI	12	С
K1vb(Ач3)	2840	2870	песчаник	2,1÷2,2	13÷27	124	12÷24	V÷VIII	130	С
K1vb	2870	2920	алевролит	2,34	13	80	45	III÷VI	12	С

В таблице 7 приведены давление и температура по разрезу скважины

Таблица 7 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфиче- ского подраздела	Интервал, м		Градиент							
	от	до	Пластового давления		Гидроразрыва пород		Горного давления		Геометрический	
			Величина кгс/см <sup>2</sup> /м	Источник получения	Величина кгс/см <sup>2</sup> /м	Источник получения	Величина кгс/см <sup>2</sup> /м	источник получения	Величина, град/100м	источник получения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$Q \div P_3^2$	0	245	0,100	РФЗ	0,196	РФЗ	0,213	РФЗ	2,86	РФЗ
$P_1^3 \div P_2$	245	720	0,100	РФЗ	0,192	РФЗ	0,220	РФЗ	2,86	РФЗ
$P_1 \div K_2 \text{ kt}$	720	1090	0,100	РФЗ	0,192	РФЗ	0,220	РФЗ	2,86	РФЗ
K2s	1090	1365	0,101	РФЗ	0,178	РФЗ	0,220	РФЗ	2,97	РФЗ
$K_{1al} \div K_{1av}$	1365	1845	0,101	РФЗ	0,178	РФЗ	0,224	РФЗ	3,12	РФЗ
$K_{1a}$	1845	2025	0,101	РФЗ	0,178	РФЗ	0,224	РФЗ	3,12	РФЗ
$K_{1brg}$	2025	2055	0,101	РФЗ	0,178	РФЗ	0,226	РФЗ	3,46	РФЗ
$K_{1brg} (AC4)$	2055	2070	0,106	РФЗ	0,180	Расчет	0,226	РФЗ	3,46	РФЗ
$K_{1brg}$	2070	2240	0,101	РФЗ	0,178	РФЗ	0,226	РФЗ	3,46	РФЗ
$K_{1vb}$	2240	2750	0,101	РФЗ	0,178	РФЗ	0,226	РФЗ	3,55	РФЗ
$K_{1vb}(Aч1)$	2750	2775	0,103	РФЗ	0,179	Расчет	0,226	РФЗ	3,55	РФЗ
$K_{1vb}$	2775	2795	0,101	РФЗ	0,178	РФЗ	0,226	РФЗ	3,55	РФЗ
$K_{1vb}(Aч2)$	2795	2825	0,103	РФЗ	0,179	РФЗ	0,226	РФЗ	3,55	РФЗ
$K_{1vb}$	2825	2840	0,101	РФЗ	0,178	РФЗ	0,226	РФЗ	3,46	РФЗ
$K_{1vb}(Aч3)$	2840	2870	0,103	РФЗ	0,179	Расчет	0,226	РФЗ	3,46	РФЗ
$K_{1vb}$	2870	2920	0,101	РФЗ	0,178	РФЗ	0,226	РФЗ	3,46	РФЗ

### 1.4 Зоны возможных осложнений

В таблице 8 представлены ожидаемые осложнения и их характеристика

Таблица 8- ожидаемые осложнения и их характеристика

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	620	Осыпи и обвалы стенок скважины	интенсивные
620	1850		слабые
1850	2910		слабые
1210	1850	Нефтеводопроявления	вода, $\rho = 1,01 \text{ г/см}^3$
2055	2070		нефть+вода, $\rho = 0,876 \text{ г/см}^3$
2750	2775		нефть+вода, $\rho = 0,851 \text{ г/см}^3$
2795	2825		нефть+вода, $\rho = 0,851 \text{ г/см}^3$
2840	2860		нефть+вода, $\rho = 0,851 \text{ г/см}^3$
0	620	Прихватоопасные зоны	
620	1850		
2055	2910		
0	620	Поглощение бурового раствора	Максимальная интенсивность поглощения до $5,0 \text{ м}^3/\text{час}$
1210	1850	Разжижение бурового раствора	
1850	2910	Сужение ствола скважины	

### 1.5 Исследовательские работы

В таблице 9 представлены данные отбора керна, шлама и грунтов

Таблица 9 – Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикале, м		Метраж отбора керна, м
	От (верх)	До (низ)	
1	2	3	4
K1brg (AC4)	2055	2069	14
K1vb(Aч1)	2748	2776	28
K1vb(Aч2)	2795	2823	28
K1vb(Aч3)	2840	2868	28

## **2 Технико-Технологическая часть**

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

Данный рабочий проект предусматривает строительство вертикальной разведочной скважины. Таким образом мы не будем рассчитывать профиль скважины.

### **2.2 Обоснование конструкции скважины**

Обоснование и расчет конструкции скважины – один из основных разделов технического проекта на строительство скважины.

Конструкция скважины должна обеспечивать выполнение поставленных задач, т.е. достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазовой залежи и проведение всего намеченного комплекса исследовательских работ в скважине.

При проектировании конструкции скважины в полной мере используется последние достижения и накопленный опыт строительства скважин в данном регионе. Основной задачей при проектировании конструкции скважины является определение необходимого количества обсадных колонн для крепления ствола скважины и глубина спуска каждой колонны, согласование диаметров обсадных колонн и долот.

При проектировании конструкции данной скважины необходимо принять во внимание следующие особенности геологического строения разреза:

1. Газонасыщенных пластов в разрезе нет;
2. Аномально высоких пластовых давлений нет;
3. Многолетнемерзлые породы отсутствуют;
5. Интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины происходят в интервале 0-720 метров;
6. Максимальная забойная температура 86,09 °С;
7. Кровля продуктивного горизонта  $K_1$  ( $Aч_3$ ) – 2840 м;
8. Проектная глубина скважины по вертикали - 2910 м.

## 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

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

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников различного генезиса с многочисленными прослоями углей).

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках:  $k_1 = 0,13$  мкм<sup>2</sup>;

Средняя проницаемость –  $k_3 = 0,14$  мкм<sup>2</sup>. Таким образом, коллектор является среднепроницаемым, неоднородным по проницаемости.

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

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

3. Расчет коллектора на устойчивость.

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

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

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

$30 < 41,57$  МПа.

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

#### 4. Определение конструкции забоя.

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.

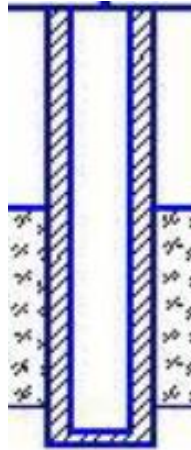


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого

## 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 3

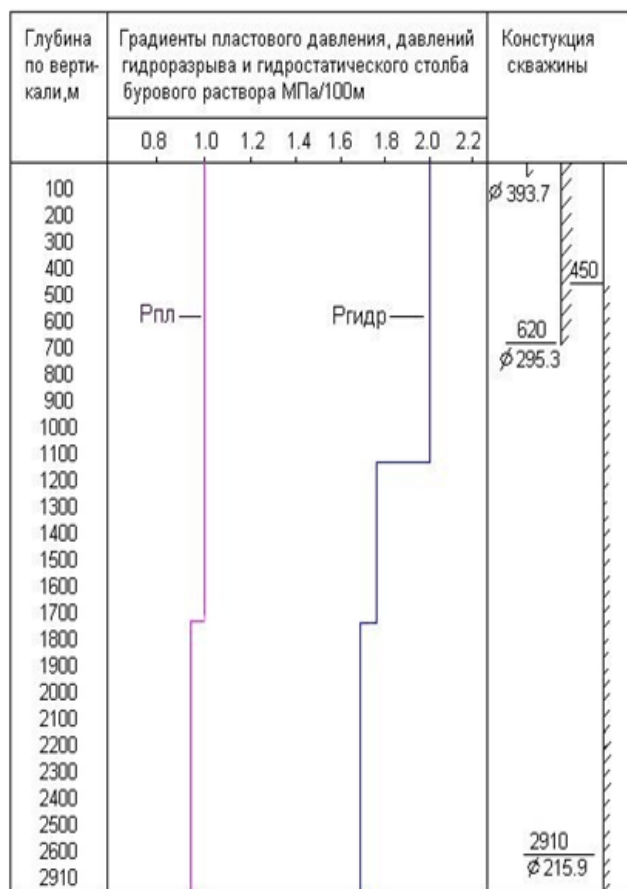


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

Из графика следует, что интервалы несовместимых условий отсутствуют, следовательно, нет необходимости в спуске промежуточных (технических) колонн.

## 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается для предотвращения размыва устья скважины и перекрытия четвертичных отложений таких как почвенно-растительного слоя, неустойчивых глин и суглинков. В данном случае руководствуясь литологической характеристикой разреза скважины и из опыта ранее пробуренных скважин спускаем направление на глубину 30 метров.

Расчет глубины спуска кондуктора:

Минимальную глубину спуска кондуктора  $H_K$  определяем, из условия недопущения гидроразрыва пород под его башмаком при ГНВП

Результаты расчетов:

Принимаем глубину спуска кондуктора: 620 м.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2910 метров.

### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Выбор интервалов цементирования представлен в таблице 10

Таблица 10 – Интервалы цементирования

Наименование колонны	Интервалы установки, м		Интервалы цементирования, м	
	По вертикали		По вертикале	
	От	До	От	До
Направление	0	30	0	30
Кондуктор	0	620	0	620
Эксплуатационная колонна	0	2910	470	2910

### 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчёт диаметров обсадных колонн скважины осуществляется снизу вверх. Диаметр эксплуатационной колонны принимаем (исходя из ожидаемого дебита  $Q = 100 - 150 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) равный 146,1 мм.

Диаметры обсадных колонн и долот представлены в таблице 11.

Таблица 11- Диаметры обсадных колонн и долот.

Наименование колонны	Глубина спуска, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
Направление	30	323,9	393,7
Кондуктор	620	244,5	295,3
Эксплуатационная	2910	146,1	215,9



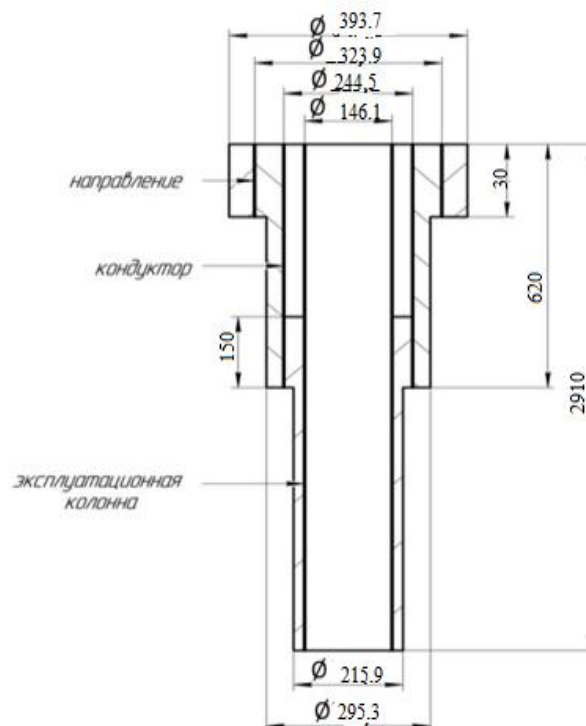


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

### 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Разработка схем обвязки устья скважины представлена в таблице 12

Таблица 12- Схемы обвязки устья скважины

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и противовыбросового оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ и т.п. на изготовление	Количество, шт	Допустимое рабочее давление, МПа	Масса
1	2	3	4	5	6
Кондуктор	Противовыбросовое оборудование ОП5-230/80*35 (2 шт.-ПП, 1шт.-ПК) Колонная головка ОКК1-35-245*146	ГОСТ 13862-90 ТУ 3665-002-31429576-97	1	35	6,025
			1	35	0,680

Продолжение таблицы 12

Эксплуатационная	Колонная головка ОКО1-35-245*146 (верхняя часть)	ТУ 3665-002-31429576-97	1	35	-
	Фонтанная арматура АФК1-80(100)*35	ТУ 26 –16 – 45 – 77ТУ 26-16-153-83	1	35	1,239
	Лубрикатор ЛМ-210		1	35	0,430

### 2.3 Углубление скважины

Углубление (механическое бурение) – это результат разрушения горных пород долотом, вращающимся с определённой скоростью и находящимся под некоторой нагрузкой при постоянном очищении забоя скважины от выбуренной породы буровым раствором определённого качества, движущимся с некоторой заданной скоростью.

#### 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 13.

Таблица 13 - Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
30-620	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
620-2910	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

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

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 14

Таблица 14 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-620	620-2910	
Шифр долота		Ш 393,7 С-ГВУ R167	БИТ 295,3 ВТ 419	БИТ -215,9 ВТ-613	БИТ 215,9/10 0 В 813
Тип долота		Шарошечный	PDC		
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М	М	МС, С	МС, С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-171	3-147	3-147
	API	-	-	-	-
Длина, м		0,45	0,39	0,25	0,27
Масса, кг		172	102	44,5	31,2
G, тс	Рекомендуемая	2-3	3-9	6-12	2-5
	Предельная	8	12	12	5
n, об/мин	Рекомендуемая	80	80-440	60-400	60-120
	Предельная	80	440	400	120

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

Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу.

Данные осевых нагрузок по интервалам бурения представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Данные осевых нагрузок по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-620	620-2910
Исходные данные			
$\alpha$	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	1250	2300
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
$k_T$	33	29	29
$D_c, \text{мм}$	13	12	10
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,3	0,42
$G_{пред}, \text{кН}$	80	120	120
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	29,5	13,05	125
$G_2, \text{кН}$	39,37	144	160
$G_3, \text{кН}$	64	96	96
$G_{проект}, \text{кН}$	64	96	96

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Рассчитанные значения частот вращения долота представлены в таблице 16.

Таблица 16- Рассчитанные значения частот вращения долота

Частота вращения	Ш 393,7 С-ГВУ R167	БИТ 295,3 ВТ 419	БИТ 215,9 ВТ 613
$n, \text{об/мин}$	80	440	140
$n_{пасп}, \text{об/мин}$	80-400	80-400	60-400

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Основные требования к забойным двигателям:

1. Вращающий момент двигателя при его работе в условиях наибольшей мощности и коэффициенте полезного действия должен быть достаточным для вращения долота при заданной осевой нагрузке;

2. Диаметр и жесткость гидравлического забойного двигателя должны соответствовать требованиям достижения заданной траектории ствола скважины;

3. Подача насосов, при которой двигатель работает в заданном режиме, должна удовлетворять условиям промывки скважины

В таблице 16 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 17 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-620	620-2910
Исходные данные				
D <sub>д</sub>	м	Не требуется	0,2953	0,2159
	мм		295,3	215,9
G <sub>ос</sub> , кН			96	96
Q, Н*м/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
D <sub>зд</sub> , мм		Не требуется	240	195
M <sub>р</sub> , Н*м			650	820
M <sub>о</sub> , Н*м			147	108
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН			37	32

В таблице 18 приведены технические характеристик запроктированных двигателей по интервалам бурения

Таблица 18 –Технические характеристики запроктированных забойных двигателей

ГЗД	Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Расход, л/с	Частота, об/мин	Момент, кН*м	Перепад давления, МПа	КПД, %
ДГР-240	240	7280	1860	30-50	70-130	10-14	10-14	45
ДРУ-195	195	6535	1100	25-35	90-120	5,2	4,3-6,7	45

### 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 19 и 20

Таблица 19 - Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-620	620-2910
Исходные данные			
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2159
$K$	0,65	0,5	0,4
$K_k$	1,3	1,3	1,25
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,14	0,12
$V_m$ , м/с	0,008	0,007	0,004
$d_{бг}$ , м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$ , м	0,24	0,24	0,195
$d_{нмах}$ , м	0,021	0,018	0,012
$n$	4	8	8
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$ , м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,1	1,1	1,13
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	2,1	2,3	2,34
Результаты проектирования			
$Q_1$ , л/с	79	34	14
$Q_2$ , л/с	70	38	12
$Q_3$ , л/с	146	56	23
$Q_4$ , л/с	72	38	16
$Q_5$ , л/с	59	113	69
$Q_6$ , л/с	50	50	35
Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{табл}$ , л/с	0,05	0,05	0,035
$\rho_{табл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1010	1010	1010
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	1105	1105	1131
$M$ , Н*м	1250	1300	1000
$M_{табл}$ , Н*м	12000	12000	5200
$m$	2	1	1
$n$	0,9	0,9	0,9
$Q_n$ , л/с	51	79	79
$Q_{пров1}$ , л/с	15	15	14
$Q_{пров2}$ , л/с	91	71	71

Таблица 20 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-620	620-2910
Исходные данные			
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q$ , л/с	79	55	28
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q$ , л/с	79	50	40

### 2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

Результаты расчета бурильной колонны интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 21 и 22

Таблица 21- Результаты расчета бурильной колонны

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ 178-71Б	172	8	1305
2	УБТ 165- 71Б	165	8	1087
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК–127× 9 Д	127	2804	100102
Расчет на наружное избыточное давление				
$P_n$ , кгс/мм <sup>2</sup>	2,67	Выполняется условие запаса прочности ( $n > 1,15$ )		
$P_{кр}$ , кгс/мм <sup>2</sup>	3,07			
$P_{кр} / P_n$	1,15	<b>Да</b>	Нет	

В таблице 22 представлено проектирование КНБК для эксплуатационной колонны.

Таблица 22 - КНБК под бурение эксплуатационной колонны (610-2910)

№ п/п	Интервал по вертикали, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина без учета нипеля, м	Назначение
	от	до				
1	610	2910	БИТ 215,9 ВТ 613	44,5	0,25	Разбуривание разделительной пробки, цементного стакана, ЦКОД, башмака. Бурение ствола скважины под эксплуатационную колонну
			Калибратор 10КСИ-15,9СТ	50	0,45	
			ДРУ-195	1180	6,84	
			Жесткий центратор – ЦЖ 205	40	0,30	
			Обр. клапан КОБ 178×3-147	45	0,41	
			УБТ 178-71Б	3915	24	
			ТБПК–127×9 Д	103065	2887	
<b>Σ</b>			108339	2920		

### 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Промывочная жидкость должна обеспечивать отчистку забоя от шлама и транспортировку его на поверхность без аккумуляции в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенкой скважины. Также расход промывочной жидкости проектируется с учетом недопущения размыва стенок скважины, гидроразрыва пластов и обеспечения необходимой скорости истечения жидкости из насадок долота.

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

Интервал бурение (по стволу), м		Плотность г/см <sup>3</sup>	СНС <sub>1</sub> , дПа	СНС <sub>10</sub> , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, дПа	ПВ, дПа*с
от	до									
0	30	1,1	7,8	23	23,2	8,4		1,5	25	20
30	620	1,1	7,8	23	23,2	8,4		1	25	20
620	2910	1,13	3	6,9	21,84	8,8		1	25	20

Таблица 24 - Компонентный состав бурового раствора по интервалам

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	30	Полимерглинистый Вода, глинопорошок, сайпан, габроил HV, НТФ, сода кальцинированная, сода каустическая
30	620	Полимерглинистый Вода, глинопорошок, сайпан, габроил HV, НТФ, сода кальцинированная, сода каустическая, NaKMЦ 80/800 (Камцел), СНПХ-ПКД, ФК-2000
620	2910	Полимерглинистый Вода, глинопорошок, сайпан, габроил HV, НТФ, сода кальцинированная, сода каустическая, NaKMЦ 80/800 (Камцел), СНПХ-ПКД, ФК-2000

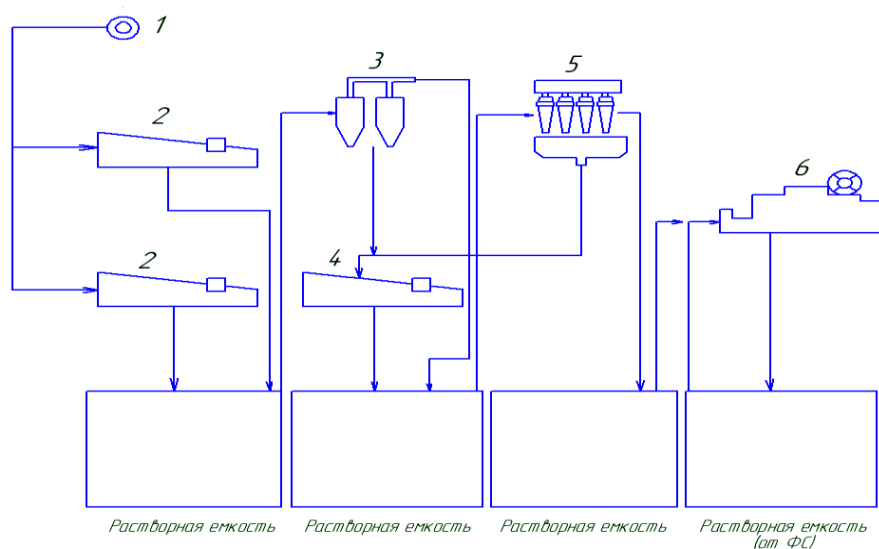


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II; 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	$\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>
2920	0,2159	1,25	26,7	48,2	2340
Q, м <sup>3</sup> /с	Тип бурового насоса	$V_m$ , м/с	$\eta_p$ , Па·с	$\tau_t$ , Па	$\rho_{пж}$ , кг/м <sup>3</sup>
0,029	УНБ-600	0,005	0,016	15	1131

Продолжение таблицы 25

КНБК			
Элемент	$d_n$ , м	L, м	$d_b$ , м
ТБПК–127×9 Д	0,127	2887	0,109
ДРУ-195	0,195	6,535	0,08
УБТ 178-71Б	0,178	24	0,071

Таблица 26 – Результаты проектирование 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
1585	0,99	0,26	1,36	2,45	0,16
$\Delta P_r$ , МПа	$\Delta P_p$ , МПа	$V_d$ , м/с	$\Phi$ , м <sup>2</sup>	d, мм	
0,33	5,1	90	0,0003	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Skп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
ТБПК–127×9 Д	28368	18277	205	0,013	0,001
ДРУ-195	14514	34876	66	0,006	0,001
УБТ 178-71Б	17839	28423	95	0,02	0,009
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	$\lambda$	$\Delta P_r$	
ТБПК–127×9 Д	21291	23957	0,2	0,029	
ДРУ-195	15505	32642	0,22	0,03	
УБТ 178-71Б	13771	36780	0,22	0,23	

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

При строительстве проектируемой скважины требуется произвести отбор керна для исследовательских работ. Интервалы отбора керна, характеристики керноотборного оборудования и параметры режима бурения при отборе керна приведены в таблице 27

Таблица 27- Оборудование и параметры режима бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2055-2069	УКР-172/100 «Кембрий»	2÷5	90	28,4
2748-2776	УКР-172/100 «Кембрий»	2÷5	90	28,4

Продолжение таблицы 27

2795-2823	УКР-172/100 «Кембрий»	2÷5	90	28,4
2840-2886	УКР-172/100 «Кембрий»	2÷5	90	28,4

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн

В таблице 28 представлены исходные данные к расчету.

Таблица 28 - Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1300
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обь}$ , кг/м <sup>3</sup>	1430	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1830
плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	851	глубина скважины, м	2910
высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	470	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	120
высота цементного стакана $h_{ст}$ , м	10	динамический уровень скважины $h_d$ , м	1752

#### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных 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.

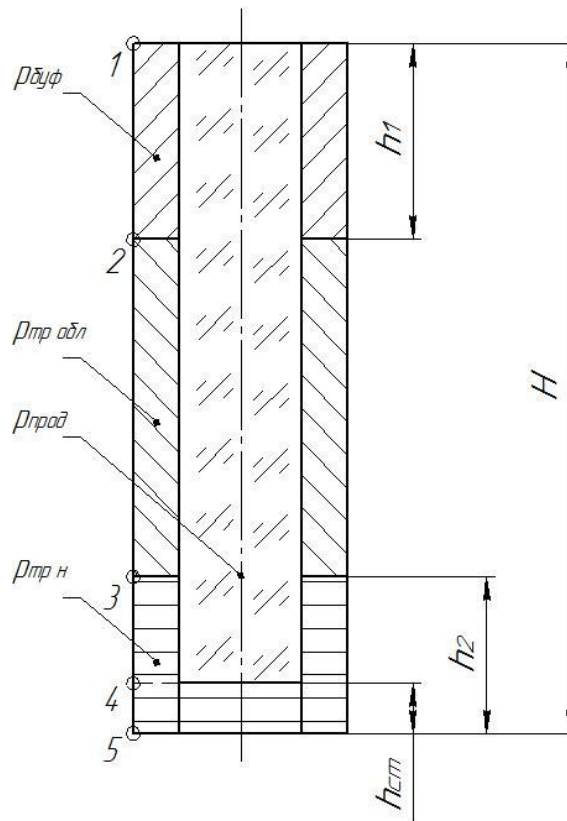


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

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 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	470	2790	2900	2910
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,47	10,4	11,4	11,5

### 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.

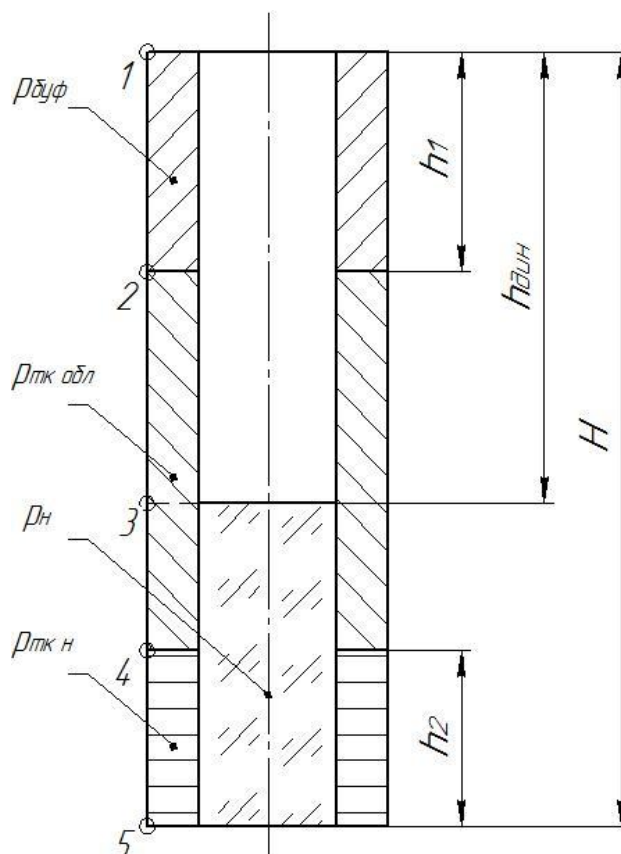


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 30 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации.

Таблица 30 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	470	2790	2900	2910
Наружное избыточное давление, МПа	0	5,1	18,9	21,2	21,8

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

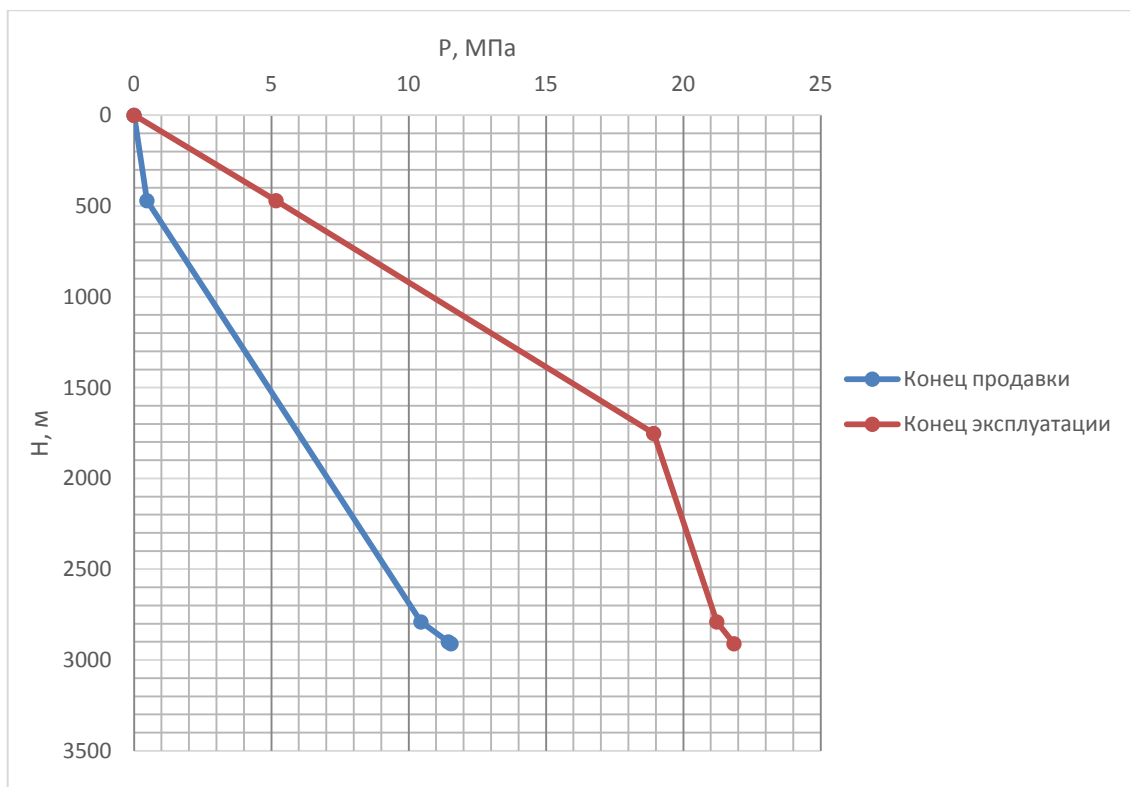


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

#### 2.4.1.2 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.

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

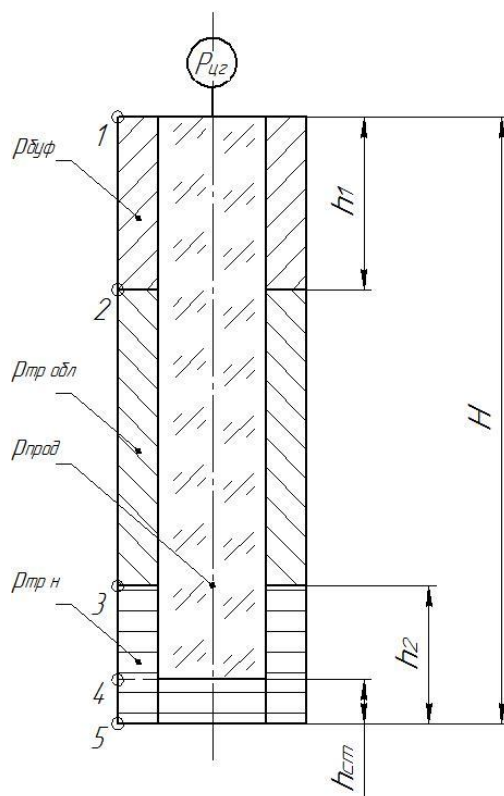


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 31 – 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	470	2790	2900	2910
Внутреннее избыточное давление, МПа	21,06	20,5	10,6	9,3	9,3

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

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

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



Таблица 32 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	470	2790	2910
Внутреннее избыточное давление, МПа	12,5	12,03	10,3	9,9

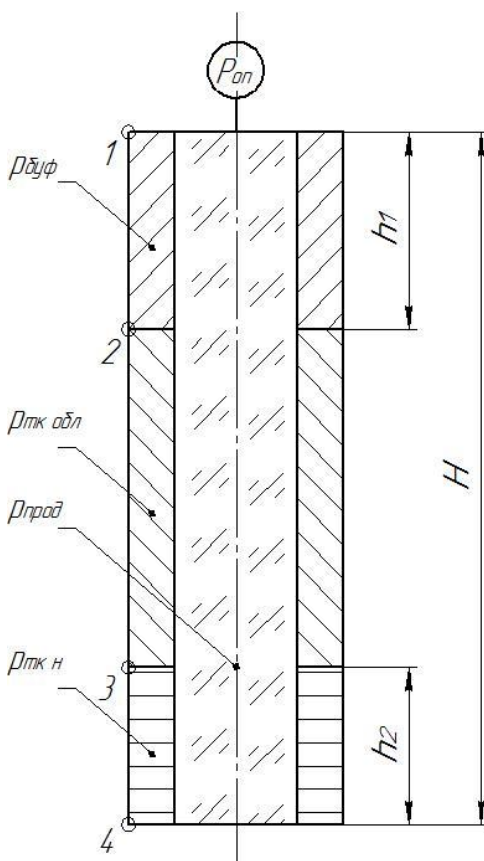


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

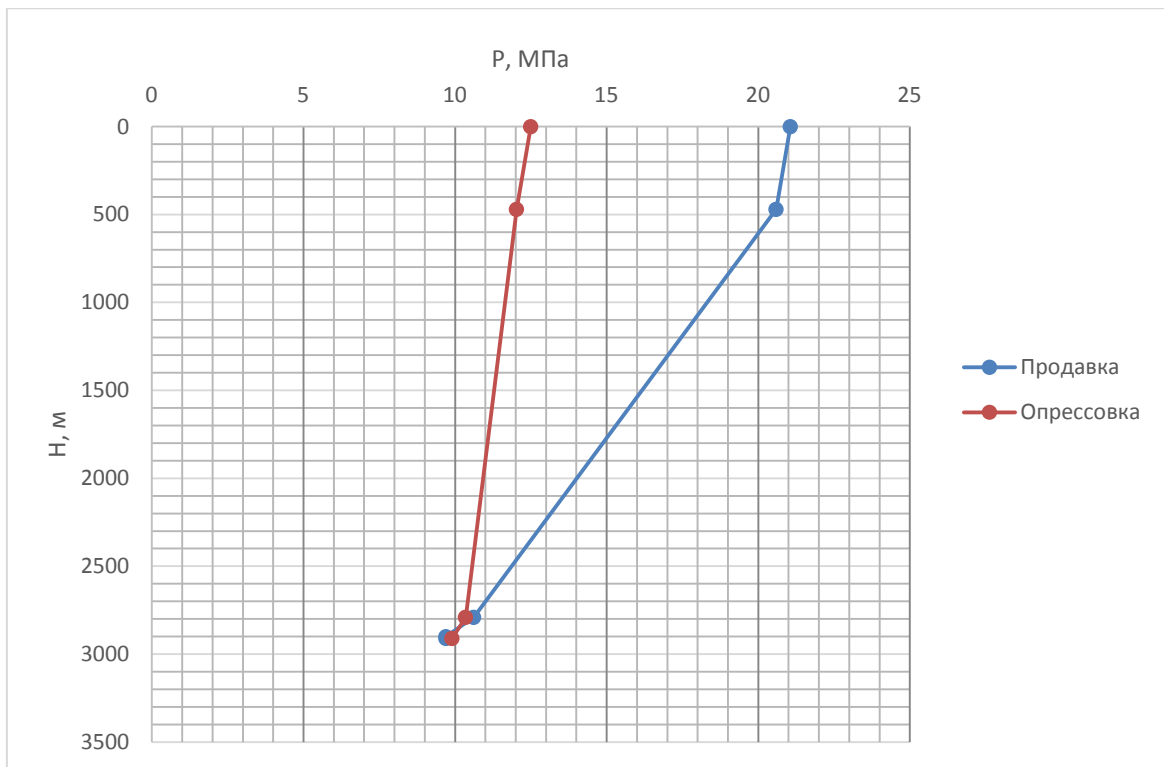


Рисунок 11 – Эпюра внутреннего избыточного давления

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 33.

Таблица 33 - Характеристика обсадных труб

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
1	Д	7,7	210	26,5	5565	69220	2910-2700
2	Д	7,0	1550	24,3	37665		2700-1150
3	Д	6,5	1150	22,6	25990		1150-0

### 2.4.2 Расчет процессов цементирования скважин

#### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

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

39,59 < 40,1 МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

### 2.4.2.2 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей

В таблице 34 представлены объемы буферной и продавочной жидкости.

Таблица 34 - Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м <sup>3</sup>
Буферная	8
Продавочная	39,9

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

В таблицу 35 сводятся результаты данного расчета

Таблица 35 – Объём тампонажной смеси и количество составных

компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м <sup>3</sup>	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м <sup>3</sup>
$\rho_{тр}=1830 \text{ кг/м}^3$	15,2	19286	13,44
$\rho_{тробл}=1430 \text{ кг/м}^3$	95,5	65551	22,62
Сумма	110,7	84837	36,06

### 2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

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

На рисунке 12 приведена схема расположения цементировочного оборудования.

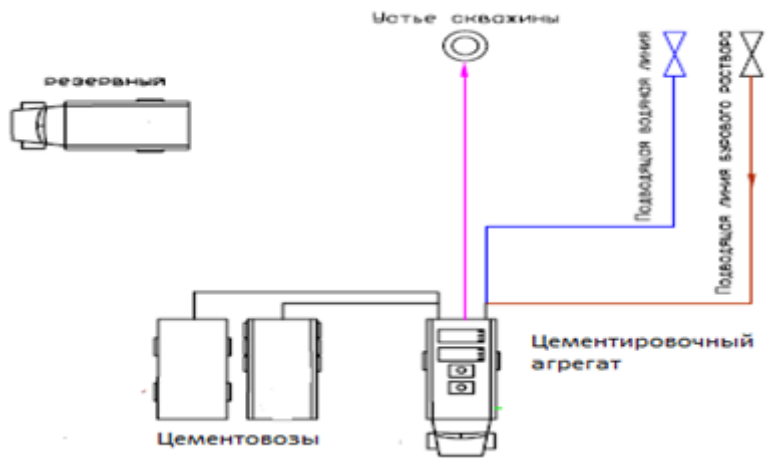
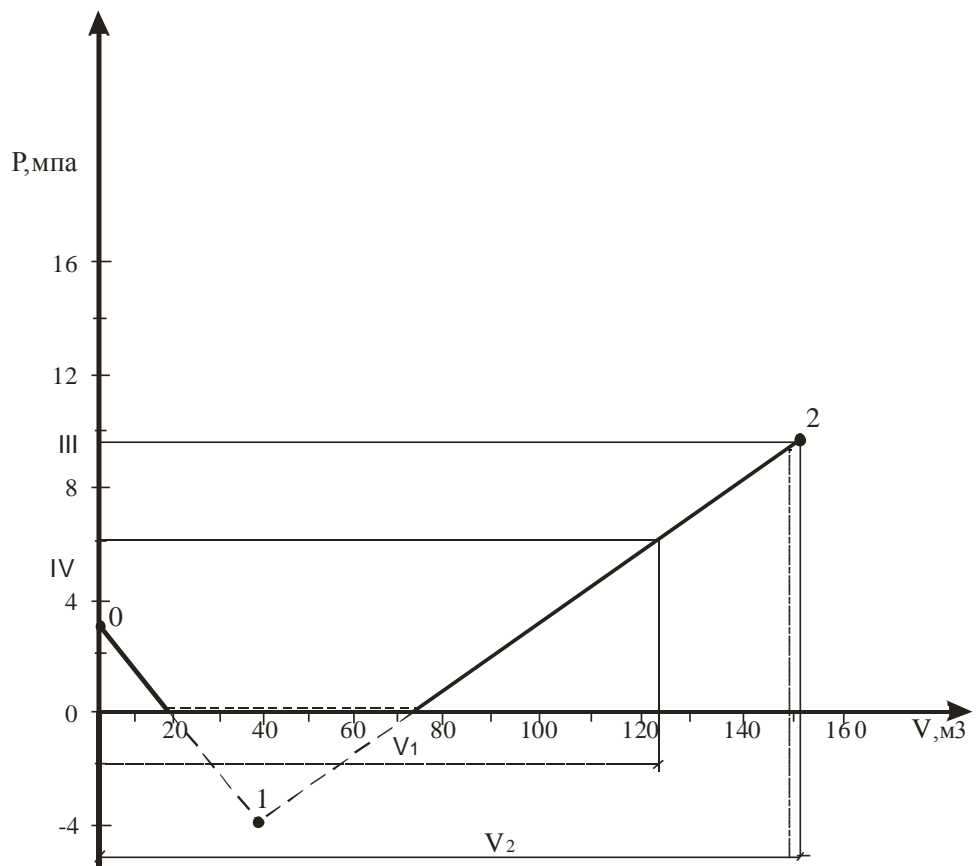


Рисунок 12 – Схема расположения цементировочного оборудования

#### 2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

На рисунке 13 представлен график изменения давления на цементировочной головке.



**Рисунок 13 – График изменения давления на цементирующей головке**

В таблице 36 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Таблица 36 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м <sup>3</sup>
IV	123
III	25,6
II	2

**2.4.2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн**

Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество представлены в таблице 37 .

Таблица 37- Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Количество	Элементы технологической оснастки колонны
3	Эксплуатационная	1	Башмак БKM-146-ОТТМ
		1	Обратный клапан ЦКОДМ-146-ОТТМ
		42	Центратор ЦЦ-2-146/216
		1	Пробка продавочная ПВЦ

**2.5 выбор буровой установки**

Выбор буровой установки производится по её максимальной грузоподъемности, исходя из массы наиболее тяжелой колонны бурильных или обсадных труб. Бурение проектируемой скважины должно производиться при оснастке 5х6.

Для бурения проектируемой скважины выбираем БУ 2900/175 ДЭП-3. Эта установка выпускается, Уралмашзаводом и предназначена для бурения Разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ.

Таблица 38 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<b>Выбранная буровая установка</b>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	108,4	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,6
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	69,3	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,5
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	140,92	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,2
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	175		

Техническая характеристика БУ 2900/175 ДЭП-3.

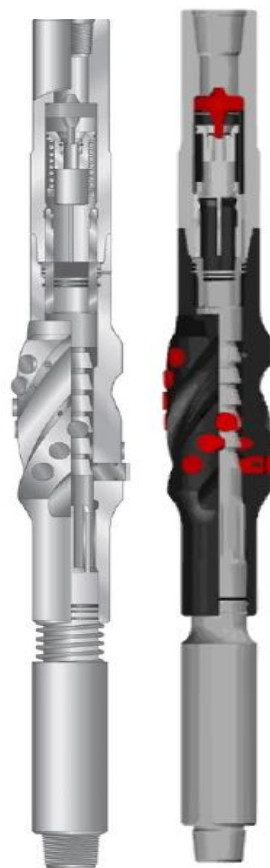
Таблица 39 - техническая характеристика БУ 2900/175 ДЭП- 3

<b>Наименование</b>	<b>Параметр</b>
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1750
Условная глубина бурения, м	2900
Скорость подъема крюка, м/с	0,2
Скорость подъема крюка без нагрузки, м/с, не менее	1,54
Расчетная мощность, развиваемая приводом на входном валу подъемного агрегата, кВт	560
Диаметр отверстия в столе ротора, мм, не менее	560
Расчетная мощность привода ротора, кВт, не более	180
Мощность бурового насоса, кВт	600
Высота основания (отметка лота буровой), м, не менее	6,5
Привод	дизельэлектрический

### 3 Специальная часть

#### 3.1 Калибратор переменного диаметра «Андергейдж»

Основной причиной корректировки траектории скважины является необходимость изменения зенитного угла. По этой причине чрезвычайно важным является правильный подбор стабилизирующих элементов компоновки низа колонны. При использовании роторной компоновки результатом неточности является как минимум один лишний рейс. В случае применения забойного двигателя такая неточность влечет за собой увеличение доли бурения в режиме слайдирования, что приводит к значительному снижению скорости проходки, дополнительному износу инструментов и снижению качества ствола.



Калибратор переменного диаметра Андергейдж позволяет производить смену сечения стабилизирующего элемента КНБК с целью изменения зенитного угла дистанционно, без подъема из скважины

Калибратор переменного диаметра «Андергейжд» представляет собой простой и надежный гидромеханический инструмент. Он позволяет менять жесткость компоновки низа путем изменения размерности стабилизационного элемента с целью корректировки зенитного угла без подъема из скважины. Гидравлический калибратор имеет два рабочих (полный и неполный диаметр) и одно транспортное положения (неполный диаметр). Смена режимов осуществляется путем изменения давления посредством включения-отключения насосов. Индикация режимов осуществляется по показаниям манометра давления на стояке. На сегодняшний день инструмент с успехом был использован в сотнях скважин по всему миру.

Калибратор переменного диаметра «Андергейдж» применяют в разнообразных конфигурациях.

**1. В конфигурации первого колонного стабилизатора роторной компоновки при проходке прямых наклонных и горизонтальных участков.**



Применение Калибратора переменного диаметра Андергейдж в положении первого колонного стабилизатора обеспечивает набор угла в режиме «закрыто» (неполный размер) и незначительное падение угла в режиме «открыто» (полный размер).

**2. В конфигурации наддолотного стабилизатора роторной компоновки при проходке прямых наклонных или S-образных стволов.**





Данная компоновка обеспечивает поддержание или набор угла в режиме «открыто» (полный размер) и агрессивные темпы сброса угла в режиме «закрыто» (неполный размер).

**3. В конфигурации «выше забойного двигателя» при проходке прямых наклонных, S-образных или горизонтальных стволов.**



Калибратора переменного размера Андергейдж приходится на компоновки, в которых инструмент вмонтирован выше забойного двигателя. Исследования показывают, что 90% затрат времени при проходке наклонно-прямых участков в режиме лавирования приходится на корректировку зенитного угла.

**4. В конфигурации «ниже забойного двигателя» при проходке горизонтальных участков.**



В настоящее время данная компоновка применяется повсеместно при проходке горизонтальных стволов диаметром 165,1 мм и меньше.

В результате проделанной работы можно прийти к выводу, что калибратор переменного диаметра Андергейдж позволяет нам:

- ✓ Увеличить механическую скорость проходки за счет уменьшения объемов доли лавирования при направленном бурении
- ✓ Уменьшить количество спуско-подъемных операций
- ✓ Сократить количество применяемых КНБК и парк ГЗД
- ✓ Улучшить процесс очистки призабойной зоны и выноса шлама за счёт турбулентного режима создаваемого калибратора переменного диаметра Андергейдж

- ✓ При роторном методе корректировки траектории снижает интенсивность кривизны ствола и уменьшает механический момент и силу трения

## 4.ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

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

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (4.1)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (4.2)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60час}, \quad (4.3)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60час}, \quad (4.4)$$

Таблица 40 - Данные и результаты расчета СПО

	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	2	3	11
Начальная глубина интервала, H <sub>1</sub> (м)	0	30	620
Конечная глубина интервала, H <sub>2</sub> (м)	30	620	2910
Длина неизменяемой части инструмента(турбобур, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	24,45	34,59	32,25
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	285	285	285
Длина свечи, L(м)	25	25	25

Продолжение таблицы 40

Количество спускаемых свечей, N <sub>сп</sub> (шт)	0	17,7	699
Количество поднимаемых свечей N <sub>под</sub> (шт)	10,6	51,9	825,1
Нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, T <sub>1СВ</sub> (мин)	2,5	2,5	2,5
Время спуска свечей, T <sub>СП</sub> (час)	0	0,7	29,1
Время подъема свечей, T <sub>ПОД</sub> (час)	0,4	2,1	34,3
Время спуско-подъемных операций, T <sub>СПО</sub> (час)	66,3		

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице....

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час,} \quad (4.5)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (4.6)$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (4.7)$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (4.8)$$

Таблица 41-Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, Н(м)	2910
Продолжительность механического бурения, t <sub>М</sub> (час)	534,96
Время на предварительно- вспомогательные работы, связанные с рейсом, t <sub>ПВР</sub> (час)	45,1
Календарное время бурения, T <sub>К</sub> (час)	995,52
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n(шт)	4

Продолжение таблицы 41

Механическая скорость бурения, $V_m$ (м/час)	5,43
Рейсовая скорость бурения, $V_p$ (м/час)	3,31
Коммерческая скорость, $V_k$ (м/ст.мес)	2104
Средняя проходка на долото по скважине, $h_{cp}$ (м)	181,9

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

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин.

Таблица 42- Нормативная карта

Наименование работ	№№ нормативных пачек	Интервал бурения, м		Мощность интервала, м	Типоразмер долота	Норма проходки на долото, м	Кол - во долот	Время механического бурения, час		СПО, ПЗР к СПО, час	Наращивание, час	Промывка перед подъемом	Прочие работы, связанные с рейсом, час	Время на прочие работы, час	Итого время в часах
		от	до					На 1м	всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Направление:</b>															
Бурение под направление	1	0	30	30	Ш 393,7 С-ГВУ R167	450	0,067	0,01	0,30	0,43		0,02	0,66	1,18	2,163
Крепление направлением															12,663
<b>ИТОГО</b>															<b>14,83</b>
<b>Кондуктор:</b>															
Бурение под кондуктор	1	30	620	595	БИТ 295,3 ВТ 419	2400	0,35	0,02	14,3	2,43	11,20	0,35	2,95	1,17	45,31
Крепление кондуктором															56,38
<b>ИТОГО</b>															<b>101,69</b>

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
<b>Эксплуатационная колонна:</b>																
Бурение под э/к Разбуривание ЦКОД	2	620	2055	1445	БИТ 215,9 ВТ-613	2000	0,664	0,005	27,3	8,25	21,20	2,45	3,42	2,8	68,4	
Отбор керна		2055	2069	14	БИТ 215,9/100 ВТ-813	200	0,14	0,2	2,8	5,51	0,20	1,40	3,82	1,1	14,8	
Бурение		2069	2080	11	БИТ 215,9 ВТ-613	1400	0,008	0,033	0,36	6,4	0,40	1,40	1,26	1,1	11	
Шаблонировка перед спуском КИИ-146		620	2080	1460	БИТ 215,9 ВТ-613		0,5									
Бурение		2080	2728	668	БИТ 215,9 ВТ-613	1400	0,477	0,1	22,7	14,08	10,8	5,26	2,52	2,3	57,7	
Отбор керна		2748	2776	28	БИТ 215,9/100 ВТ-813	200	0,14	0,2	5,6	14,85	0,40	5,45	7,64	2,3	36,2	
Бурение		2776	2795	19	БИТ 215,9 ВТ-613	1400	0,014	0,06	1,27	7,71	0,40	2,73	1,15	1,1	14,4	
Шаблонировка перед спуском КИИ-146		620	2795	2175	БИТ 215,9 ВТ-613		0,5									48,7
Отбор керна		2795	2823	28	БИТ 215,9/100 ВТ-813	200	0,14	0,2	5,6	15,11	0,40	5,48	7,62	2,3	36,5	

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Бурение		2823	2840	17	БИТ 215,9 ВТ-613	1400	0,012	0,067	1,14	7,74	0,20	2,75	1,26	1,17	14,18
Шаблонировка перед спуском КИИ-146		620	2825	2205	БИТ 215,9 ВТ-613		0,5								48,11
Отбор керна		2840	2868	28	БИТ 215,9/100 ВТ-813	200	0,14	0,2	5,6	14,85	0,40	5,45	7,64	2,3	36,8
Бурение		2868	2880	12	БИТ 215,9 ВТ-613	1400	0,009	0,067	0,80	7,77	0,20	2,76	3,48	1,17	13,86
Шаблонировка перед спуском КИИ-146		620	2880	2260	БИТ 215,9 ВТ-613		0,5								48,1
Бурение		2880	2910	30	БИТ 215,9 ВТ-613	1400	0,029	0,067	2,68	7,85	0,80	2,77	1,26	1,17	16,54





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

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

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

Линейно-календарный график представлен в таблице 43.

Условные обозначения к таблице 43.





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

Таблица 43 - Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ.											
Бригады, участв. в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вышкомонтажные		1,35 месяца									
Буровые		1,4 месяца									
Испытание		1,9 месяца									

## 4.2. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Таблица 44- Общий расчет сметной стоимости геологического задания

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основной расходов на единицу объема, руб.	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
	Буровые работы (средний показатель за 3 предыдущие скважины)	Скв	1	167440000	167440000
1	<b>Основные расходы</b>				
	<b>А. Собственно геологоразведочные работы:</b>				
	1. Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3348800
	2. Буровые растворы	м	2910	45500	94429500
	3. Работы по креплению	ч	172,5	32450	5597625
	4. Испытание и вызов притока	сут	56,09	33450	1876210
	5. Отбор керна	ч	142	33450	4749900
	6. Геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
	<b>Итого полевых работ: Σ1</b>				<b>108908435</b>
	1. Организация полевых работ	%	1,2	от Σ 1	13069012
	2. Ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ 1	16336265
	<b>Итого расходов А: Σ 2</b>				<b>138313712</b>
	<b>Б. Сопутствующие работы и затраты</b>				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	27662742
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	17980782
	<b>Итого себестоимость проекта расходов Б: Σ 3</b>				<b>45643524</b>
	2	<b>Итого основных расходов А+Б</b>			
3	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	25754013
4	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	31456687
5	<b>Итого по расчету</b>				<b>241167936</b>
6	<b>Компенсированные затраты</b>				
	1. Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	871267
	2. Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	4149411
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	11065096
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	6915685
7	Резерв	%	3	от Σ 3	1369305
<b>ИТОГО себестоимость проекта</b>				<b>558404371</b>	
<b>Договорная цена с учетом НДС (+18%)</b>				<b>658917157</b>	

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы является технологические решения для строительства разведочной скважины глубиной 2910 на Малобалыкском нефтегазовом месторождении.

Рассмотрим опасные и вредные факторы, которые возникают при обслуживании бурового оборудования в таблице 45

Таблица 45 - Опасные и вредные факторы при работе с буровым оборудованием

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Обслуживание Буровых Установок	1. Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе. 2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды (попутный газ, сероводород). 3. Повышение уровней шума; 4. Повышение уровней вибрации. 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1. Биологические: вирусы переносимые насекомыми, дикие животные. 2. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. 4. Электрический ток. 5. Механические травмы. 6. Пожары. 7. Взрывы.	МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» МР 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года» СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение

Продолжение таблицы 45

1	2	3	4
			ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно- гигиенические требования» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности»

**5.1. Анализ вредных производственных факторов**

Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе.

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

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

запрет на работу при ненормальных метеоусловиях.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.

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

Превышение уровня шума и вибрации.

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

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

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

На рабочих находящихся на буровой установке действует транспортно-технологическая вибрация (категория 2). Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент,

увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручкавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду  $0 \div 28$  мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1.012-90 ССБ "Вибрация. Общие требования безопасности". Нормы освещенности представлены в таблице 46.

Таблица 46 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд и подразряд зрительной работы	Места установки светильников	Рабочее освещение	Аварийное освещение
			освещённость, лк	
1	2	3	4	5
Роторный стол	2	На ногах вышки на высоте 4м (для вышки 41м ) и 6 м (для вышки 53м), под углом 45-50 <sup>0</sup> Над лебедкой на высоте 4 м, под углом 25-30 <sup>0</sup> к вертикали	100	10
Щит контрольно- измерительных приборов	3	Перед приборами	75	10
Полати верхового рабочего	2	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5м от пола полатей, под углом не менее 50 <sup>0</sup>	30	10
Путь движения талевого блока	4	На лестничных площадках . По высоте вышки, под углом не менее 65-70 <sup>0</sup>	30	10
Кронблок	4	Над кронблоком	25	10
Приемный мост	4	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	10	10



Продолжение таблицы 46

1	2	3	4	5
Лестницы, марши сходы	4	На лестничных площадках, ногах вышки	10	10
Помещение вышечного блока	2	На высоте не менее 6 м	75	10
Помещение насосного блока	3	На высоте не менее 3 м	75	10
Глиномешалки	3	На высоте не менее 3 м	75	10
Превенторная установка	3	Под полом буровой	75	10
Желобная система	5	На высоте не менее 3м на всем протяжении желобов	10	10
Площадка горюче-смазочных материалов и инструмента	5	На высоте не менее 3м	10	10

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

## 5.2 Анализ опасных производственных факторов

Биологический фактор.

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

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

К движущимся машинам и механизмам производственного оборудования на буровой установке относятся:

- буровая лебедка;
- автоматический ключ буровой (АКБ 3М2);
- вибросита;
- вращающийся вал бурового насоса УНБ-600;
- крюкоблок.

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

Ограждение должно быть быстросъемным и удобным для монтажа.

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

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

Поражения электрическим током.

Источником энергообеспечения буровых работ является ЛЭП 6кВ от ДЭС.

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

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

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

- применение блокировочных устройств;

- применение защитного заземления буровой установки;

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

- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Механические травмы на буровой установке.

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

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо:

- Оградить вращающиеся части механизмов.
- Обеспечить машинные ключи страховочными канатами.
- Проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- При ремонте должны вывешиваться знаки оповещающие о проведении ремонтных работ.
- Весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.) согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных Минтруда России, №67, 16.12.97 г.
- Проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения.
- Проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств.
- При работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом.

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

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

Пожаровзрывоопасность.

Источники воспламенения:

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

Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважин каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности".

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- Располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;

- Хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева проводки. Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

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

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

Взрывы возможны при:

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

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

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

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

Для ликвидации горения ЛВЖ и ГЖ на складе хранится концентрированный фторсинтетический пленкообразующий пенообразователь «НАТИСК НСК» 3%. Для подачи пены в очаг пожара применяются установки комбинированного тушения пожаров УКТП «Пурга-10» – 2 шт., также они могут применяться для тушения пожара на всех объектах, размещаемых на площадке.

### **5.3 Экологическая безопасность**

Разработка мероприятий по охране окружающей среды.

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

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

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

С целью сбора отработанного бурового раствора, сточных вод, ГСМ, химических реагентов в процессе бурения скважины, снижения до минимума их фильтрации в почву, а также повышения противопожарной безопасности

и промсанитарии, необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях.[14]

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

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

Охрана недр.

Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой;



- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.[14]

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины.

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

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли.

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

- ГОСТ 17.1.02 – 79, охрана гидросферы;
- ГОСТ 17.2.02 – 79, охрана атмосферы;
- ГОСТ 17.4.02 – 79, охрана почв;
- ГОСТ 17.5.02 – 79, охрана земель;
- ГОСТ 17.6.02 – 79, охрана флоры.

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в таблице 47

Таблица 47- Вредные воздействия на окружающую среду

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия.
1	2	3
<p>Земля и земельные ресурсы</p>	<p>Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель.</p> <p>Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами.</p> <p>Засорение почвы производственными отходами и мусором.</p> <p>Создание выемок и неровностей. Уничтожение сельскохозяйственной растительности.</p>	<p>1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. 2.Соблюдение нормативов отвода земель.</p> <p>3.Рекультивация земель. 1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники. 2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов. Вывоз и захоронение производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора. Засыпка выемок. Оплата потрав.</p>
<p>Лес и лесные ресурсы. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. Лесные пожары.</p> <p>Оставление недорубов, захламление лесосек.</p>	<p>Порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков.</p> <p>Мероприятия по охране почв (см.графу "Земля и земельные ресурсы").</p>	<p>Уборка и уничтожение порубочных остатков. 1.Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос. 2.Использование вырубленной древесины.</p> <p>1.Попенная оплата. 2.Соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.</p>

Продолжение таблицы 47

1	2	3
<p>Вода и водные ресурсы Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды).</p> <p>Загрязнение бытовыми стоками.</p>	<p>Механическое и химическое загрязнение водоотводов в результате стаянивания отвалов.</p> <p>Загрязнение подземных вод при смещении водоносных горизонтов.</p> <p>Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод.</p>	<p>1. Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников.</p> <p>2. Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики).</p> <p>1. Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад, засыпка выработок в русле.</p>
<p>Недра.</p>	<p>Нарушение естественных свойств геологической среды.</p> <p>Некомплексное изучение недр.</p>	<p>1. Ликвидационный тампонаж буровых скважин.</p> <p>1. Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр.</p> <p>2. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства.</p> <p>1. Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр.</p> <p>2. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства.</p>

Продолжение таблицы 47

1	2	3
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов. Застройка месторождений, их затопление.	1. Ведение работ позволяющих извлечь из недр как можно больше полезных компонентов. 2. Геологические работы с целью проверки "стерильности" зон застройки и организация рудных отвалов и складов, хранение образцов и проб.
Воздушный бассейн.	Выбросы пыли и токсичных газов.	Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение. Браконьерство.	Проведение комплексных природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных. Профилактическая работа.

#### 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

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

Противопожарная безопасность.

Буровой установке присваивается взрывопожароопасная категория А [Федерального закона-123]. Характеристика веществ и материалов находящихся в помещении категории А: горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное

давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПА. Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПА.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности".

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются в насосной, в котельной, на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. В таблице 48 представлена укомплектованность пожарного щита

Таблица 48 -Укомплектованность пожарного щита

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

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

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

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

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

Для исключения возможного возгорания от статического электричества производится установка защитного заземления.

Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений".

Правовую основу организации работ в чрезвычайных ситуациях и ликвидации их последствий составляет закон Российской Федерации «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (1994), который определяет общие для Российской Федерации организационно правовые нормы в области защиты ее граждан, иностранных граждан и лиц без гражданства, находящихся на территории Российской Федерации или его части, объектов производственного и социального

назначения, а также окружающей природной среды от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

В федеральном законе «О пожарной безопасности» (1994) определяются общие правовые, экономические и социальные основы обеспечения пожарной безопасности в России, дается регулирование отношений между органами государственной власти, органами местного самоуправления, предприятиями, организациями, крестьянскими хозяйствами и иными юридическими лицами независимо от форм собственности.

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» 1997 определяет правовые, экономические, и социальные основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов и направлен на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности организации к локализации последствий аварии.

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

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

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

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

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

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

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

#### 4. Инженер по бурению должен знать:

- нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся организации производства буровых работ;
- технологию вышкостроения, бурения и опробования скважин;
- буровое оборудование, инструмент и правила их технической эксплуатации;
- причины возникновения технических неполадок, аварий, осложнений, брака при выполнении работ по строительству скважин, способы их предупреждения и ликвидации;
- порядок оформления технической документации;
- передовой опыт в области техники и технологии строительства скважин;
- проектирование и планирование буровых работ;
- основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей, технические правила строительства скважин;
- основы экономики и организации производства, труда и управления;
- основы трудового законодательства;
- правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.

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



## **Заключение**

В проделанной выпускной квалификационной работе представлены данные для строительства разведочной скважины на Малобалькском месторождении. Рассмотрены особенности месторождения. По полученным данным был произведен расчет скважины и обоснована ее конструкция. Выбраны и просчитаны данные по углублению скважины. Спроектировано заканчивание скважины. В специальной части рассказывается о калибраторе переменного диаметра «Андергейдж», его характеристики, область применения, принцип действия и преимущества.

### Список использованных источников

1. Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Совершенствование конструкций забоев скважин. – М.: Недра, 1987. – 156 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
3. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.– М.: недра, 1996.
4. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987. – 280 с.
5. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1990. – 388 с.
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: ВНИИТнефть, 1998. – 144 с.
7. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие/под ред. А. Г. Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.
8. Редутинский Л.С. Расчёт параметров цементирования обсадных колонн. Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 46 с.
9. Сароян А.Е. Трубы нефтяного сортамента. –М.: Недра, 1987. – 488 с.
10. Середа Н.Г., Соловьёв Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1988. – 359 с.
11. Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
12. ГОСТ 12.0.004-90 Организация обучения безопасности труда.
13. РД 34.21.122-87 Инструкции по молниезащите зданий и сооружений.
14. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
15. Абдрахимов Ю. Р. Повышение безопасности при освоении скважин после проведения операции гидравлического разрыва пласта / Абдрахимов, З.А.

Закирова, А.Р. Халиуллина., // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – Уфа. №2, 2016.

16. ОСТ 51-01-03-84 Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтегазодобыче. Основные требования к качеству очистки.

17. ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.

18. РД 39-0147103-376-86 Табель технического оснащения участков по аварийно-восстановительному ремонту промысловых трубопроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.