

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

Инженерная Школа Природных Ресурсов  
 Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового Дела

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
<b>Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины для технического водоснабжения предприятия на Джелиндуконском лицензионном участке (Красноярский край).</b>

УДК 628.112.24.034.2(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226Б	Акжолтаев Тимур Арманович		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Бондарчук И.Б.			

#### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Дукарт С. А.	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М.В.			

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Ростовцев В.В.	К.Г.-М.Н.		

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

Инженерная Школа Природных Ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки  
Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового Дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
226Б	Акжолтаев Тимур Арманович

Тема работы:

**Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины для технического водоснабжения предприятия на Джелиндуконском лицензионном участке (Красноярский край).**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

17.03.2021 №76-63/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

11.06.2021

## ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Объект исследования: Водоносный нижнетриасовый туфогенно-осадочный комплекс на Желиндуконском лицензионном участке, Эвенкийский район, Красноярский край		
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины для технического водоснабжения предприятия</li> <li>2. Вспомогательные и подсобные цеха</li> <li>3. Водоподъемное оборудование для водозаборных скважин</li> </ol>		
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обзорная геологическая карта района работ</li> <li>2. Схема размещения оборудования на буровой установке УРБ-3А3</li> <li>3. Сравнительный анализ эрлифта и электроцентробежного насоса</li> <li>4. Конструкция и устройство ЭЦВ и эрлифта</li> <li>5. Геолого-технический наряд</li> <li>6. КНБК для бурения интервала 0-250 метров с отбором керна</li> <li>7. КНБК для бурения интервала 0-250 метров сплошным забоем</li> <li>8. Схема размещения превышенных сооружений</li> </ol>		
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)			
Раздел		Консультант	
Социальная ответственность		Гуляев Милий Всеволодовч	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Дукарт Сергей Александрович	
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>			
Реферат Заключение			
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику			

### Задание выдал руководитель/консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Бондарчук И.Б.			

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226Б	Акжолтаев Тимур Арманович		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 «Технология геологической разведки»  
 Уровень образования Специалитет  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний/весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.03.2020	Обзор литературы	10
15.04.2020	Описание теоретической части проекта	40
01.05.2020	Выполнение расчетной части проекта	40
10.05.2020	Устранение недостатков проекта	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОНД	Бондарчук И.Б.			

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Ростовцев В.В.	К.Г.-М.Н.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 226Б	ФИО Акжолтаев Тимур Арманович
----------------	----------------------------------

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (ОНД)	ОЭЭ
Уровень образования	Специалист	Направление	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема ВКР:

**Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины для технического водоснабжения предприятия на Джелиндуконском лицензионном участке (Красноярский край)**

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

1. Характеристика объекта исследования.	Объектом исследования является технология и техника сооружения водозаборной скважин на Джелиндуконском лицензионном участке.
---	--

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

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность	<p>Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды.</p> <p>Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенный уровень шума на рабочем месте;</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– острые кромки, заусенцы;</li> <li>– неудовлетворительные метеорологические условия;</li> <li>– движущиеся машины и механизмы;</li> <li>– повышенный уровень локальной вибрации;</li> <li>– поражение электрическим током.</li> </ul>
3. Экологическая безопасность	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ воздействия объекта на литосферу;</li> <li>– решение по обеспечению экологической безопасности.</li> </ul>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> <li>– Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель отделения общетехнических дисциплин	Гуляев Милий Всеволодович			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
226Б	Акжолтаев Тимур Арманович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
226Б	Акжолтаев Тимур Арманович

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Специалист	<b>Направление/специальность</b>	21.05.03 Технология геологической разведки

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

<i>1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе проведения геологоразведочных работ согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Общий налоговый режим

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование выполнения проектируемых работ
<i>2. Планирование и формирование бюджета проекта</i>	Расчет трудоемкости работ и сметной стоимости проектируемых работ

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

1. Смета затрат

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Дукарт С.А.	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
226Б	Акжолтаев Тимур Арманович		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P2	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P3	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P4	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P5	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P6	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых
<i>Универсальные компетенции</i>	
P7	Использовать глубокие знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
P8	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации
P10	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности

## Оглавление

ABSTRACT.....	15
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ .....	16
1. ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	17
1.1 Географо-экономические условия проведения работ .....	17
1.1.1. Административное положение объекта работ .....	17
1.1.2. Гидросеть, рельеф, растительность и животный мир .....	17
1.1.3. Климат.....	19
1.1.4. Экономическая характеристика района работ .....	20
1.2. Геологическая, гидрогеологическая изученность участка.....	20
1.3 Геолого-гидрогеологическая характеристика участка работ	24
1.3.1 Относительно водоносный комплекс четвертичных	
отложений $Q_{III+IV}$ .....	25
1.3.2Водоносный юрский терригенный комплекс $J_{1cj}$	
.....	25
1.3.3Водоносный нижнетриасовый туфогенно-осадочный	
(корвунчанская свита) комплекс $T_{1kr}$ .....	25
1.4. Методика проведения проектируемых работ .....	26
1.4.1 Перемещение буровой установки на место проведения	
работ.....	27
1.4.2 Буровые работы.....	27
1.4.3 Опытно-фильтрационные работы.....	28
1.4. 4 Лабораторные работы .....	29
2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ .	31

2.1. Выбор способа бурения .....	31
2.2. Выбор мероприятий по предупреждению осложнений .....	33
2.3 Выбор типа фильтра .....	34
2.4 Выбор водоподъемного оборудования .....	36
2.5. Расчет параметров фильтра и конструкции скважины .....	38
2.6 Освоение водоносного пласта .....	42
2.7 Разработка конструкции разведочной скважины .....	42
2.8 Выбор буровой установки .....	43
2.8.1 Буровой насос НБ-80 .....	47
2.8.2 Буровой ротор Р-410 .....	48
2.8.3 Буровая мачта .....	50
2.9. Выбор технологического бурового инструмента и технологических режимных параметров бурения .....	52
2.9.1. Выбор бурильных труб .....	52
2.9.2. Выбор породоразрушающего инструмента .....	54
2.9.3. Технологические режимные параметры бурения .....	57
2.10 Расчет количества утяжеленных бурильных труб .....	61
2.11 Проверочные расчеты мощности привода бурового станка, привода бурового насоса, буровой мачты и бурильных труб .....	62
2.11.1 Определение затрат мощности для привода силовой кинематики станка .....	62
2.11.2 Проверочный расчет бурильных труб при нормальном процессе бурения .....	65
2.11.3 Проверочный расчет мощности привода бурового насоса .....	70

2.11.4	Расчет и выбор талевой системы и каната .....	71
2.12	Промывочная жидкость .....	73
2.13	Спускоподъёмные операции.....	74
2.14	Тампонирувание стенок скважины .....	75
3.	<b>СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС: ВОДОПОДЪЁМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИН</b> .....	77
3.1	Погружные центробежные насосы .....	77
3.1.1	Технологические схемы оборудования скважин погружными насосами с устройствами беструбной подвески .....	79
3.1.2	Защита погружных насосов от пескования водозаборных скважин .....	81
3.2	Погружные винтовые насосы .....	84
3.3	Водоподъемное оборудование для абиссинских скважин.....	86
3.3.1	Ручные насосы .....	86
3.3.2	Механические насосы .....	88
3.3.3	Вихревые насосы .....	90
3.4	Гидроэлеваторы .....	92
3.5	Эрлифты .....	94
3.5.1	Динамоэрлифты .....	96
3.5.2	Ступенчатые эрлифты .....	99
4.	<b>ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ И ПОДСОБНЫЕ ЦЕХА</b> .....	103
4.1.	Организация ремонтной службы.....	103
4.2.	Организация энергосбережения .....	103
4.3.	Организация водоснабжения и приготовления буровых растворов	103

4.4. Транспортный цех.....	104
4.5. Связь.....	104
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	105
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	105
5.2 Производственная безопасность .....	109
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	109
5.2.2.Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов .....	110
5.3. Экологическая безопасность.....	115
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	116
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	119
6.1. Технико-экономическое обоснование выполнения проектируемых работ .....	119
6.1.1. Технический план .....	119
6.1.2. Расчет затрат времени на проектные работы.....	120
6.1.3. Расчет затрат времени на полевой этап работ .....	121
6.2. Стоимость проектируемых работ (смета) .....	123
6.2.1 Сметно-финансовый расчет затрат .....	123
6.2.2. Расчет амортизации .....	125
6.3.3. Общая сметная стоимость геологоразведочных работ ..	125
6.4. Заключение по разделу .....	126
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	127

CONCLUSION .....	128
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	129

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 130 страниц, 35 таблиц, 25 рисунков, 20 источников.

Перечень ключевых слов: УРБ–3А3, водозаборная скважина, роторное бурение, водоносный горизонт, фильтровая колонна.

Объектом исследования является водоносный нижнетриасовый туфогенно-осадочный комплекс на Желиндуконский лицензионном участке, Эвенкийский муниципальный район Красноярского края.

Цель работы: разработка и составление проекта на бурение поисково-оценочной водозаборной скважины с отбором керна и исследований в ней, организации планирования проведения работ, подсчет стоимости работ.

В процессе проектирования проводились: анализ существующего бурового оборудования; выбор бурового оборудования; проверочный расчет выбранного оборудования; расчет режимных параметров; анализ вредных и опасных факторов при проведении геологоразведочных работ и меры по их предупреждению; выбор вспомогательного оборудования; сметно-финансовый расчет.

В результате проектирования: выбор бурового и вспомогательного оборудования, удовлетворяющий всем требованиям проекта; произведен анализ вредных и опасных факторов при геологоразведочных работах в пределах данного объекта; выполнены сметно-финансовые расчеты.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: в проекте представлено полное описание самоходной буровой установки УРБ-3А3; приведены технические характеристики буровой установки и её составляющих; дан состав и характеристики используемого технологического инструмента и оборудования для обустройства водозаборной скважины.

Значимость работы: уточнение геологического строения, оценка запасов водоносного нижнетриасового туфогенно-осадочного комплекса, водоснабжение предприятия.

## **ABSTRACT**

The final qualifying work contains 130 pages, 35 tables, 25 figures, and 20 sources.

Keywords: URB-3A3, water intake well, rotary drilling, aquifer, filter column.

The object of the study is an aquiferous Lower Triassic tuff-sedimentary complex on the Jelindukonsky license area, Evenki Municipal District of the Krasnoyarsk Territory.

The purpose of the work: development and preparation of a project for drilling a search and evaluation water intake well with core sampling and research in it, organization of work planning, calculation of the cost of work.

During the design process, the following were carried out: analysis of existing drilling equipment; selection of drilling equipment; verification calculation of the selected equipment; calculation of operating parameters; analysis of harmful and dangerous factors during geological exploration and measures to prevent them; selection of auxiliary equipment; estimate and financial calculation.

As a result of the design: the choice of drilling and auxiliary equipment that meets all the requirements of the project; the analysis of harmful and dangerous factors during geological exploration within this object; the estimated and financial calculations were made.

Main design, technological and technical-operational characteristics: the project provides a complete description of the URB-3A3 self-propelled drilling rig; provides technical characteristics of the drilling rig and its components; gives the composition and characteristics of the technological tools and equipment used for the construction of a water intake well.

The significance of the work: clarification of the geological structure, assessment of the reserves of the aquifer of the Lower Triassic tuff-sedimentary complex, water supply of the enterprise .

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

**ЭАО** – Эвенкийский автономный округ;

**МПВ** – месторождение пластовых вод;

**ЛУ** – лицензионный участок;

**ПРИ** – породоразрушающий инструмент;

**УРБ** – установка роторного бурения;

**НБ** – насос буровой;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы

**ГП** – горная порода;

**КПП** – коробка переключения передач;

**ТБСУ** – трубы бурильные стальные универсальные;

**УБТ** – утяжеленные бурильные трубы;

**ПЖ** – промывочная жидкость;

**ДВС** – двигатель внутреннего сгорания;

**ЧС** – чрезвычайная ситуация;

**НДС** – налог на добавленную стоимость;

# 1. ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Географо-экономические условия проведения работ

### 1.1.1. Административное положение объекта работ

В административном отношении рассматриваемый участок находится в Эвенкийском муниципальном районе, северо-восточнее п. Ванавара, располагается на Джелиндуконском ЛУ (Рис. 1.1), принадлежащем ОАО «НК «Роснефть».

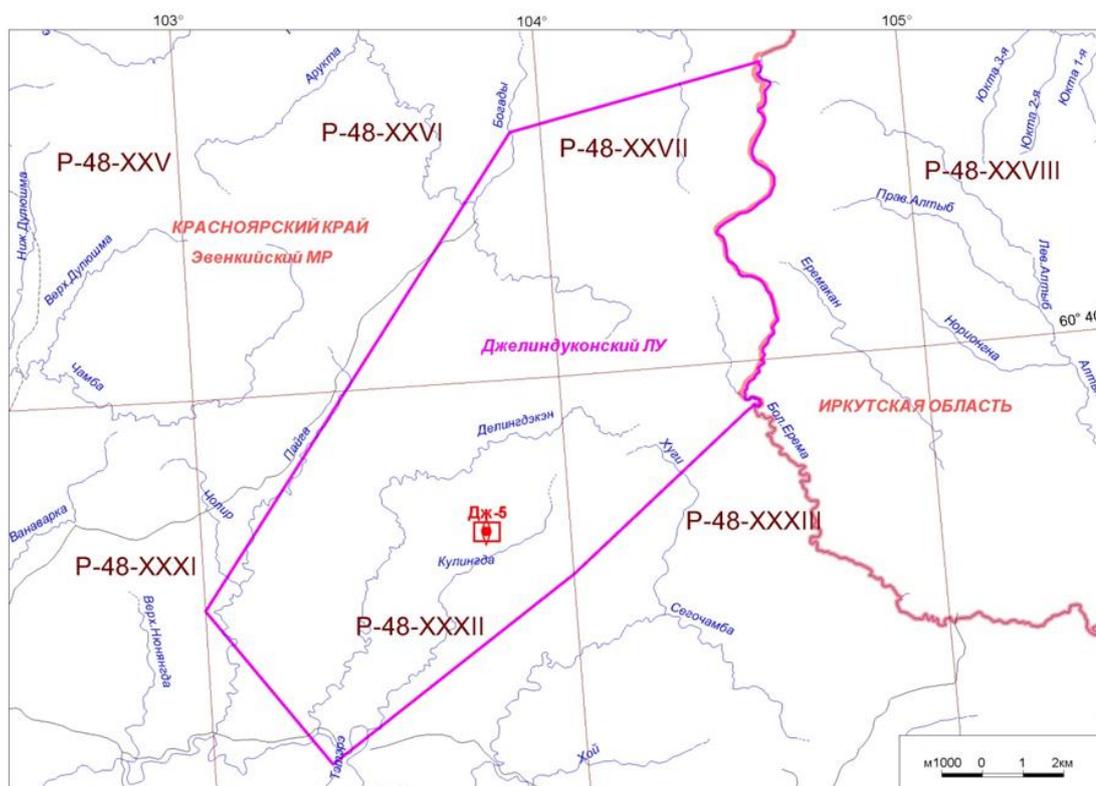


Рисунок 1.1 – Обзорная схема расположения скважины Дж-5

Географические координаты проектируемой скважины  $60^{\circ} 27' 54''$  северной широты и  $103^{\circ} 50' 12''$  восточной долготы [12].

### 1.1.2. Гидросеть, рельеф, растительность и животный мир

Данная территория представляет собой плоское, слаборасчлененное плато с преобладающими отметками 300–400 м. Характер современных форм рельефа находится в тесной зависимости от геологического строения. Осадочные породы верхнего палеозоя и мезозоя дают плосковершинные или

слабовсхолмленные водоразделы с очень пологими часто заболоченными склонами. Вулканогенно-осадочные образования нижнего триаса более устойчивы к процессам денудации, поэтому на них формируются более расчлененные водоразделы с пологоволнистой поверхностью и выпуклыми часто крутыми склонами. Интрузивные породы занимают, как правило, наиболее высокое гипсометрическое положение и образуют вытянутые гребневидные хребты, плоские или остроконечные вершины с крутыми склонами. Водораздельные пространства практически полностью закрыты элювиально-делювиальным чехлом и часто заболочены.

Болота мохово-травянистые с кустарником. Их глубина – 0,5-0,8 м. Весной болота труднопроходимы даже для пешеходов. Представление о рельефе и речной сети дает рисунок 1.2.

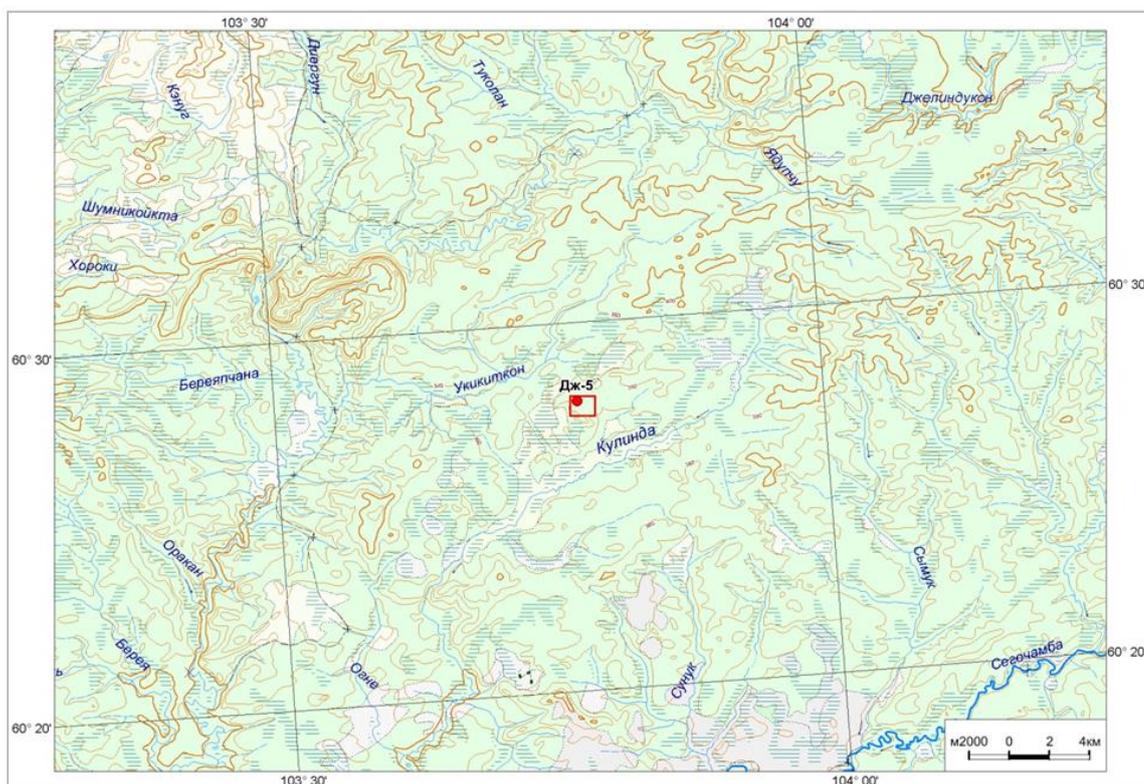


Рисунок 1.2 – Характер расчлененности рельефа в районе скважины Дж-5

Речная сеть принадлежит бассейну р. Подкаменная Тунгуска, притоку р. Енисей. Самая крупная река, относящаяся к группе местного стока – р. Тэтэрэ, приток р. Подкаменная Тунгуска, ее многочисленные притоки, в т.ч. Джелиндукон и Кулинда – группа элементарного стока.

Несмотря на небольшое количество выпадающих осадков, реки района отличаются сравнительно высокой водоносностью. Это в значительной мере обусловлено малыми потерями стока на фильтрацию вследствие наличия многолетней мерзлоты. Весной сток талых вод большей частью осуществляется поверх мерзлой почвы и поэтому коэффициент стока близок к единице. Летом мерзлота оттаивает на небольшую глубину, представляя собой естественный водоупор, поэтому и летний период отличается высоким коэффициентом стока. Об этом свидетельствуют паводки сразу же после выпадения осадков. В лето бывает 2-3 кратковременных паводка. Минимальный расход, как правило, наблюдается зимой. Вследствие очень низких температур воздуха малые реки перемерзают полностью и сток прекращается.

Ледостав на реках образуется с конца октября до начала июня.

Реки и озера богаты ценными видами рыб. Это таймень, осетр, сига, нельма, кужма, стерлядь, хариус, щука, голец озерный.

Из растительности, распространенной на горно-лесных подзолистых почвах, чаще всего встречаются таежные сосны, ели, лиственницы. На севере преобладают лиственные редкие леса, переходящие в тундру с мхом и лишайниками.

Животный мир населен типичными для тайги животными: соболь, песец, лиса, волки, медведи, лоси, олени (таежные и северные), росомахи, глухарь, рябчик, полярная куропатка. Так же из птиц выделяют сапсана, розовую чайку и краснозобую казарку, как редкие виды.

### **1.1.3. Климат**

Климат района резко континентальный. Зима (середина октября - середина апреля) продолжительная и холодная. Преобладающая температура воздуха в декабре, январе – минус 28–35 °С, самая низкая достигает минус 60 °С. К концу зимы высота снежного покрова достигает 0,40-0,60 метра на открытых местах, до 0,90 метра – в лесу. Лето (начало июня-конец августа) умеренно теплое. Преобладающая температура воздуха в июле днем – плюс 19–

22 °С, максимальная достигает плюс 38 °С. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 58 суток. Осадки (11-13 дней в месяц) выпадают преимущественно в виде ливней.

Среднегодовая температура составляет минус 6,3°С. Продолжительность отопительного периода – 266 суток.

#### **1.1.4. Экономическая характеристика района работ**

Район относится к малообжитым северным территориям с плотностью населения 1 человек на 43,3 км<sup>2</sup>. В хозяйственном отношении развит слабо. Основными промыслами являются охота, разведение оленей и рыбалка. На данной территории имеются большие залежи нефти, газа, каменного угля освоение которых только начинается. Так же слабо развита и лесная промышленность. Причина в труднодоступности региона. С ближайшим посёлком Ванавара нет постоянного дорожного сообщения. Попасть можно двумя путями – либо летом на пароме, либо по зимнику. Основная часть грузов, продуктов и товаров первой необходимости завозятся зимой из Байкитского района. Так же с посёлком имеется воздушное сообщение.

#### **1.2. Геологическая, гидрогеологическая изученность участка**

Систематическое изучение геологической среды Эвенкийского АО началось с конца 40-х годов, когда геологами Эвенкийской экспедиции была начата геологическая съемка масштаба 1:1000000. За полвека территория ЭАО полностью покрыта геологической съемкой масштаба 1:1000000 и АФГК масштаба 1:200000; центральная и южная части округа полистной геологической съемкой масштаба 1:200000, в т.ч. лист Р-48-XXXII. Кроме того, на отдельных площадях проводились геологическое доизучение масштаба 1:200000 и 1:50000, поисково-разведочные работы на нефть, газ, уголь, железо, исландский шпат, алмазы и др. полезные ископаемые. В 1985-1990 гг. На Джелиндуконской площади и сопредельных велось структурно-колонковое бурение[5].

В гидрогеологическом отношении территория ЭАО изучена слабо. Достаточно отметить, что на огромной площади округа выявлено лишь два месторождения пресных подземных вод (МПВ): Байкитское (п. Байкит) и Ванаварское (п. Ванавара).

Гидрогеологические съемки не проводились. Опорной государственной сети для изучения условий формирования подземных вод нет. Общая характеристика гидрогеологических и геокриологических условий территории дана в томе XVIII «Гидрогеология СССР». Отдельные сведения о водопроявлениях и качественном составе подземных вод в основном получены при проведении геологических работ. В 1973-75 гг. были проведены комплексные гидрогеологические исследования Тунгусского бассейна для прогноза нефтегазоносности и металлоносности подземных рассолов (Вожов В.И., 1975). Составлены гидрохимические карты отложений верхнего кембрия и верхнего палеозоя, перспективных на нефть и газ масштаба 1: 2500000 с районированием по зонам водообмена, карта перспектив на промышленные поликомпонентные рассолы масштаба 1:2500000. Выявлено 5 участков, перспективных на поликомпонентные рассолы и Сухотунгусское месторождение[5].

Гидрогеологические условия изучались целенаправленно при поисках и предварительной разведке Байкитского и Ванаварского МПВ (Караулов В.А. 1989, Кадамцева Т.Н., 2007).

Ванаварское МПВ расположено в 0,5 км севернее п. Ванавара, в долине руч. Кипельый, в 100 км юго-западнее рассматриваемой территории. В ходе работ было пробурено 10 скважин глубиной 70-80 м. Все скважины вскрыли подземные воды. Данные по ним и результаты исследования в них приведены в таблице 1.3. В результате достоверно установлено, что подземные воды района приурочены к неоднородным по фильтрационным свойствам трещиноватым отложениям нижнего триаса. Водовмещающими породами являются трещиноватые туффиты и туфопесчаники, реже туфы и туфобрекчии. Мощность водоносного комплекса определяется литологическим составом

вмещающих пород и глубиной развития трещиноватой зоны, не выдержана по площади. Кроме этого, влияние на мощность горизонта оказывает наличие в разрезе многолетнемерзлых пород. Запасы подземных вод нижнетриасового туфогенно-осадочного водоносного комплекса оценены в количестве 1,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут по кат. С1 и 3,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут по кат. С2 (протокол ТКЗ № 683 от 11.12.2007)[5].

В пределах исследуемого участка на территории Собинского ЛУ были пробурены 2 водозаборные скважины – в 11,5 км западнее и 15 км юго-восточнее. Оценка запасов подземных вод по ним проводилась до глубины 200-250 м, поскольку ниже по разрезу распространены солоноватые воды с минерализацией до 3,9 г/л. Два автономных эксплуатационных участка используют водоносный нижнетриасовый туфогенно-осадочный комплекс отложений корвунчанской свиты скважинами № 46, 49. Запасы подземных вод утверждены в пределах 50 м<sup>3</sup>/сут и 70 м<sup>3</sup>/сут соответственно по категории С1[12]. Параметры водоносного комплекса и результатов опытно-фильтрационных работ приведены в таблицах 1.1 -1.3.

Таблица 1.1 – Параметры водоносного нижнетриасовый туфогенно-осадочный комплекс на Собинском ЛУ

№ скв	Глубина, м	Интервал опробования, м	Геол. индекс	Статический уровень, м	Дебит, л/с	Понижение, м	Удельный дебит, л/с·м	Водопроницаемость м <sup>2</sup> /сут	Коэффициент фильтрации, м/сут
46	197,5	90-100	T1	32,21	3,2	2,21	1,44	97,7	9,77
49	162,05	95-125	T1	77,85	0,56	0,22	2,5	66	2,2

Таблица 1.2 – Результаты опытно-фильтрационных работ по скважинам на Собинском ЛУ

№ скважины	Глубина скважины, м	Статический уровень, м	Понижение, м	Дебит, л/с	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Удельный дебит, л/с·м
46	197,5	32,21	2,21	3,2	276,4	1,44
49	162,05	77,85	0,22	0,56	48,384	2,54

Таблица 1.3 – Результаты оценки мощности, величины напора и коэффициента фильтрации нижнетриасового туфогенно-осадочного водоносного комплекса в районе п. Ванавара

№ скв.	Глубина скв., м	Глубина до башмака обсадных труб, м	Глубина появления воды, м	Статическ. уровень воды, Hст., м	Интервал активной фильтрации по данным каротажа, м	Мощность интервала активной фильтрации, М а.ф.	Принятый интервал залегания водоносного комплекса, м	Принятая мощность водоносного комплекса, м, м	Величина напора, Н,м	Допустимые понижения уровня S <sup>доп.</sup> , м	Принятые значения коэффициента водопроницаемости К <sub>п</sub> , м <sup>2</sup> /сут	Коэффициент фильтрации, К м/сут
1В	80,0	6,0	7,5	5,6	53-61 70-80	18	7,5-80	72,5	1,9	47,4	1100	15,1
2В	79,7*	11,8	14,0	3,5	притока нет	н.св.	н.св.	н.св.	10,5	н.св.	12	0,2**
3В	79,5	8,0	12,0	4,2	48-52	4	12-52	40,0	7,8	43,8	423	10,6
4В	73,0	11,0	9,5	8,0	17-66	49	9,5-66	56,5	1,5	9,0	807	14,3
5В	80,0	10,5	23,5	7,4	31-37; 52-60	14	23,5-60	36,5	16,1	23,6	421	11,5
6В	80,0	11,0	24,5	19,0	72-75	3	24,5-75	50,5	5,5	53,0	325	6,4
7В	80,0*	14,0	5,4	4,0	притока нет	н.св.	н.св.	н.св.	1,4	н.св.	867	16,7**
8В	80,0	10,5	16,5	12,2	н.св.	н.св.	н.св.	н.св.	4,3	н.св.	238	4,6**
1-ц	118,2	10,0	30,0	4,5	12-65	53	12-65	33,0	7,5	7,5	120	2,2
2-ц	100,0	8,0	12,0	2,5	12-67	55	12-67	55,0	9,5	9,5	416	8,1
Среднее	-	-	13,3	-	-	28,3	-	52,0	6,6	27,7	-	9,0

\* Приток отсутствовал в связи с выполнением резистивиметрии без возбуждения пласта.  
\*\* Определен как частное от деления принятого значения водопроницаемости на среднюю мощность

### **1.3 Геолого-гидрогеологическая характеристика участка работ**

В геологическом отношении преимущественным распространением на рассматриваемом участке пользуются туфогенные и осадочно-вулканогенные образования, относимые к корвунчанской свите. Наиболее полный и типичный разрез верхней части разреза вскрыт и изучен по керну скв. 20 и 17 (приложение 1), где он представлен следующими породами (сверху вниз):

–четвертичные отложения представленные аллювиальным комплексом современных рек, аллювиально-делювиальными и озерно-болотными торфянистыми образованиями;

–слоистая пачка туффитов псаммитовых, алевролитовых, с прослоями вулканомиктовых песчаников. Характерно наличие пизолитов простого строения, образующих скопления, линзы, прослой до 15 см с содержанием последних до 30 % или 70,9 м;

–слоистая пачка туффитов псаммитовых и алевролитовых с прослоями вулканомиктовых песчаников – 25,0 м;

пачка грубо переслаивающихся туфов псаммитовых, гравийных, лапиллиевых. Порядок переслаивания от 0,3 до 10 м, переходы как резкие, так и постепенные – 38,8 м;

–монотонная толща туфов лапиллиевых (с единичными обломками до 5-8 см) темно-серых, массивных. В нижней части разреза преобладают шлаки, вулканическое стекло, витрофиры. Цемент – цеолитизированное вулканическое стекло 154,6 м [12].

По схеме гидрогеологического районирования рассматриваемый участок входит в состав Тунгусского артезианского бассейна, отличающегося сложным строением осадочного чехла, развитием соленосных отложений нижнего и среднего кембрия, трапповым магматизмом, интенсивной тектоникой.

### **1.3.1 Относительно водоносный комплекс четвертичных отложений Q<sub>III+IV</sub>**

Распространен по долинам основных рек и их притоков, приурочен в основном к аллювиальным, озерно-болотным галечникам, пескам, супесям. Четвертичные отложения в целом в пределах региона маломощные, обводнены неравномерно и незначительно, имеют локальное распространение. Наиболее активно водоносный комплекс проявляет себя в весенне-летний период. Максимальная мощность комплекса приурочена к долинам рек, составляет около 5–7 м, глубина залегания грунтовых вод, как правило, не превышает 3 м. На отдельных участках его развитие может ограничиваться наличием очагов многолетнемерзлых пород (ММП). Из-за сезонного существования и малой мощности водоносный комплекс не представляет интереса для водоснабжения. Общая минерализация подземных вод оценивается по единичным пробам и составляет 0,3-0,4 мг<sup>3</sup>/дм. В колодце, каптирующем грунтовые воды четвертичных аллювиальных отложений, воды пресные хлоридно-гидрокарбонатные магниевые-кальциевые с общей жесткостью до 5,6 мг-экв/дм<sup>3</sup>.

### **1.3.2 Водоносный юрский терригенный комплекс J<sub>1сj</sub>**

Приурочен к слаболитифицированным отложениям чайкинской свиты. В пределах рассматриваемого района работ юрские отложения в гидрогеологическом отношении не изучены.

### **1.3.3 Водоносный нижнетриасовый туфогенно-осадочный (корвунчанская свита) комплекс T<sub>1kr</sub>**

Является перспективным комплексом для организации хозяйственно-питьевого водоснабжения. Гидрогеологическими скважинами изучен в районе п. Ванавара и в пределах Собинского ЛУ. Непосредственно на участке строение комплекса с поверхности и на глубину представлено в приложении 1. Водовмещающими породами служат трещиноватые туфы,

туффиты, туфоалевролиты, туфопесчаники, иногда отмечаются прослои туфобрекчий. Мощность горизонта зависит от глубины развития зоны трещиноватости пород. При максимальной изученности водоносной толщи до 165 м наиболее эффективная зона трещиноватости вскрыта до глубины 60-80 м, редко ниже. В среднем мощность водоносного комплекса изменяется от 40 до 100 м [2].

Главную роль в формировании запасов подземных вод играют атмосферные осадки. Кроме этого, в региональном плане возможен подток из более глубоких горизонтов по тектоническим зонам. По химическому составу воды данного горизонта обычно гидрокарбонатные, хлоридно-гидрокарбонатные с повышенным содержанием железа. Минерализация, как правило, не превышает 0,4-0,5 г/дм<sup>3</sup>, чаще всего, составляя 0,2-0,3 г/дм<sup>3</sup> [5].

#### **1.4. Методика проведения проектируемых работ**

Проектом предусматривается строительство водозаборной скважины на воду для обеспечения производственного водоснабжения подлежащей бурению поисково-оценочной скважины № 5 со сроком эксплуатации до 1,5 лет. Заявленная потребность в воде составляет 50 м<sup>3</sup>/сут. Вода будет использоваться для производственных и противопожарных нужд и по качественной характеристике должна удовлетворять ГОСТ 23732-2011 «Вода для бетонов и строительных растворов. Технические условия».

В результате выполнения проектируемых работ должны быть решены следующие задачи:

- обеспечено производственное водоснабжение проектируемой для строительства поисково-оценочной скважины № 5 Желиндуконского лицензионного участка;
- уточнено геологическое строение верхней части разреза;
- определены фильтрационные свойства водоносных пород;
- определены гидрогеологические параметры водоносных горизонтов;
- определено качество воды и вид ее использования.

Поставленные задачи проектируется решить при помощи следующего комплекса работ:

- перемещение буровой установки на место проведения работ;
- буровые работы;
- опытно-фильтрационные работы;
- лабораторные работы.

#### **1.4.1 Перемещение буровой установки на место проведения работ**

Схема транспортировки буровой установки, а также материалов для строительства водозаборной скважины показана в таблице 1.4 и приложении 2.

Таблица 1.4 – Схема транспортировки грузов для строительства скважины

Наименование грузов	Вид транспортировки	Вид транспорта	Маршрут транспортировки		Расстояние, км
			от	до	
Буровая установка	наземный	ж/д	г. Красноярск	г.Усть-Илимск	1160
		автопробег	г. Усть-Илимск	п. Ванавара	359
			п. Ванавара	Скважина	106
			Скважина	п. Ванавара	106
		Ванавара	г. Усть-Илимск	359	
ж/д	г. Усть-Илимск	г. Красноярск	1160		
Материалы	наземный	ж/д	г. Красноярск	г.Усть-Илимск	1160
		автомобиль	г.Усть-Илимск	скважина	465
ГСМ	наземный	ж/д	г. Красноярск	г.Усть-Илимск	1160
		автомобиль	г.Усть-Илимск	скважина	465

Примечание - Возможна корректировка транспортной схемы по фактическим условиям поставки материалов и пробега техники

#### **1.4.2 Буровые работы**

Исходя из опыта по обеспечению водоснабжением поселка Ванавара и Собинского ЛУ, а так же геологического строения района работ, для эксплуатации с целью водоснабжения проектируемого объекта рекомендуется водоносный нижнетриасовый туфогенно-терригенный

горизонт (корвунчанская свита). Данные по разрезу, его водоносности и категория по буримости слагающих его пород представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Усредненный геологический разрез

Литолого-стратиграфическая характеристика пород		Глубина залегания, м		Всего, м	Категория по буримости	Интервал водоносного горизонта, м
Литологическое описание	Индекс	от (верх)	до (низ)			
Относительно водоносный четвертичный аллювиальный комплекс. Галечники, пески, супеси	Q <sub>III+IV</sub>	0	7	7	IV	3
Водоносный нижнеюрский терригенный комплекс. Песчаники, глины, пески, прослои алевролитов, аргилитов	J <sub>1cj</sub>	7	17	10	IV-V	Нет сведений
Водоносный нижнетриасовый туфогенно-осадочный комплекс. Туфы, туффиты, туфопесчаники, туфоалевролиты	T <sub>1kr</sub>	17	947	930	IV-V	35-110

По данным таблицы 1.5 принимаем глубину проектируемой скважины 250 м, что обусловлено наличием интервала водоносного горизонта обусловленного развитием зоны трещиноватости пород. Глубина скважины может быть изменена в зависимости от фактического геологического разреза и при недостаточном дебите, полученном опытно-фильтрационными работами. Геологический разрез будет уточняться по образцам керна колонкового бурения.

### 1.4.3 Опытнo-фильтрационные работы

При вскрытии водоносного горизонта производятся опытно-фильтрационные работы для определения его гидрогеологических параметров с целью оценки возможной производительности скважины и качества вскрытых подземных вод.

Опытно-фильтрационные работы включают проведение опытной откачки. Перед проведением откачки проводится промежуточная промывка для раскольматации стенок скважины. Откачка ведется до стабилизации

дебита и полного просветления воды. По окончании откачки проводится полное восстановление уровня.

Опытную откачку следует проводить не менее чем при двух понижениях: с проектным дебитом и при максимальном понижении. Продолжительность откачки зависит от стабилизации притока воды в скважину. Стабильным можно считать дебит, величина которого отклоняется от его среднего замера не более чем на 10 %.

В процессе откачки должны проводиться наблюдения за уровнем и дебитом. Замеры уровня выполняются электроуровнемером ЭУ-50 с общепринятой частотой на 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 12, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 90, 120 минутах и далее через 1 ч после пуска откачки. Замеры дебита производятся через 1 ч объемным способом. Откачки проводятся погружным центробежным насосом. Величина понижения регулируется глубиной погружения смесителя.

После окончания откачки проводится полное восстановление уровня. Замеры уровня производятся с той же частотой, что и при пуске откачки. Замеры уровня прекращаются, когда повышение уровня за очередные 4-5 часов не превысят 4 см.

При получении дебита воды не менее 90 м<sup>3</sup>/сут. дальнейшее углубление прекращается и скважина оборудуется для эксплуатации.

При производстве опытно-фильтрационных работ предусматривается прокладка временного водовода длиной 100 м в направлении уклона местности. Откачиваемая вода сбрасывается на рельеф.

#### **1.4. 4 Лабораторные работы**

По качественной характеристике вода должна удовлетворять ГОСТ 23732-2011 «Вода для бетонов и строительных растворов. Технические условия». Анализ будет проводиться в специализированной лаборатории. Объем проб воды, отбираемой для испытаний, должен быть не менее 5 л. Отобранная проба воды должна быть испытана не позднее чем через две

недели после ее отбора. Отбор, хранение и транспортирование проб воды должно проходить в соответствии с ГОСТ 24481 « Вода питьевая. Отбор проб»

## **2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ**

### **2.1. Выбор способа бурения**

При бурении на воду в России наибольшее применение получили следующие способы бурения:

- вращательный с прямой промывкой;
- вращательный с обратной промывкой;
- шнековый;
- ударно-канатный.

Для выбора оптимального способа бурения кратко рассмотрим преимущества и недостатки каждого способа.

Вращательный способ бурения с прямой промывкой обеспечивает высокие механические и коммерческие скорости бурения, позволяет бурить скважины диаметром до 500 мм в породах различной твердости на разные глубины, имеет малую металлоемкость конструкций скважин и при применении полимерных промывочных жидкостей и воды дает высокое качество вскрытия водоносного пласта. При необходимости возможен отбор керна на отдельных интервалах с использованием колонковых снарядов малого диаметра (76 – 151 мм) с последующим расширением ствола скважины до необходимого диаметра (300- 500 мм). К недостаткам этого способа бурения относится и значительная сложность бурения скважин в породах, содержащих валунно-галечниковые включения, а также в породах, поглощающих промывочную жидкость. Возникают трудности в организации работ в зимнее время[13].

Вращательный способ с обратной промывкой обеспечивает высокие механические скорости бурения в мягких и рыхлых породах, превышающие аналогичные показатели при бурении с прямой промывкой в 1,5 раза; высокое качество вскрытия водоносного пласта и, как следствие, высокие дебиты; позволяет бурить скважины большого диаметра (до 1500 мм) и успешно проходить породы с включениями гальки и гравия, однако

ограничение глубины бурения до 200 – 300 м и только в мягких породах (I – IV категорий). Однако потребность интенсивного водоснабжения (до 400 м<sup>3</sup> на одну скважину) и сложность технических средств и технологических процессов ограничивают возможность применения этого способа[13].

Вращательный шнековый способ обеспечивает высокие механические скорости бурения без применения промывочного агента или продувки и позволяет успешно бурить в мелких галечниках. Однако, ограничение глубины бурения до 40 – 50 метров, возможность бурения пород не выше V категории по буримости, сложность бурения переслаивающихся пород и вязких глин, позволяют рекомендовать этот способ только при бурении поисково – разведочных и наблюдательных скважин в мягких и рыхлых породах глубиной до 30 – 50 м и диаметром до 100 – 150 мм[13].

Ударно – канатный способ обеспечивает вскрытие и опробование пласта, успешное бурение в валунно – галечниковых отложениях, в песках – пльвунах, в породах, поглощающих промывочную жидкость, в безводных районах и районах многолетней мерзлоты. Ударно – канатное бурение позволяет бурить скважины достаточно большого диаметра (до 500 – 700 мм). К недостаткам ударно – канатного бурения относят высокую металлоемкость конструкции скважин, более низкую, чем при вращательном, скорость бурения, ограниченную глубину до 200 – 300 м и сложность технологических процессов бурения в рыхлых, неустойчивых породах[13].

Исходя из того что водоносный нижнетриасовый туфогенно-осадочный комплекс слагают трещиноватые скальные и полускальные горные породы IV–V категории по буримости, то выбираем вращательный способ бурения. Так как высокая скорость бурения с обратной промывкой достигается лишь в мягких и рыхлых породах, то нет смысла ее применять для данного разреза, где механическая скорость бурения будет примерно равной способу с прямой промывкой. К тому же данный способ требует дополнительного специального оборудования. Поэтому выбирается

вращательный способ бурения с прямой промывкой, как наиболее оптимальный.

## **2.2. Выбор мероприятий по предупреждению осложнений**

Если обратиться к усредненному геологическому разрезу, таблица 1.4, то можно выявить следующие возможные осложнения в процессе бурения:

- обвал стенок скважины и образование каверн на интервале 0-17 метров;
- поглощение бурового раствора;
- замерзание бурового раствора, при прохождении интервалов многолетнемерзлых пород;
- загрязнение поверхностными водами нижележащих водоносных горизонтов;
- кольматация стенок скважины водоносного горизонта.

С целью предупреждения обвала стенок скважины бурение на данном этапе следует проводить на плотном глинистом буровом растворе. Затем данный интервал должен быть перекрыт обсадными трубами.

Поглощение бурового раствора возможно на начальной стадии бурения при прохождении четвертичных отложений, применение глинистого раствора и кольматирующих добавок уменьшит поглощение.

При прохождении интервала 0-20 метров возможна встреча с многолетнемерзлыми породами, поэтому рекомендуется добавление в буровой раствор каменной соли.

С целью исключения попадания поверхностных вод в нижележащие горизонты следует провести цементирование затрубного пространства обсадной трубы.

Во избежание кольматации стенок скважины продуктивного водоносного горизонта, следует проводить бурение на водном буровом растворе.

## 2.3 Выбор типа фильтра

От правильно подобранного фильтра зависит срок службы скважины, её дебит и сохранность водоподъёмного оборудования.

Фильтры буровых скважин должны отвечать следующим требованиям:

- при минимальных размерах обеспечить пропуск необходимого количества откачиваемой воды;
- иметь минимальные гидравлические сопротивления, максимально возможную скважность и площадь фильтрации;
- обладать необходимой механической прочностью;
- пропускать песок и мелкие фракции пород только в начальный период работы;
- в скважинах, рассчитанных на длительную эксплуатацию, фильтры должны обладать устойчивостью против коррозии и зарастания, а так же обеспечивать использование механических, гидравлических, а в ряде случаев и химических методов восстановления проницаемости прифильтровых зон и фильтров [7].

Водоносные пласты являются коллекторами, в которых аккумулируются подземные воды. Различают коллекторы пористого и трещиноватого типов. В зависимости от типа коллекторов используются различные типы фильтров, таблица 2.1.

Таблица 2.1 – Условия применения фильтров различных типов

Водосодержащие породы	Рекомендуемые типы фильтров
Скальные и полускальные устойчивые породы	Фильтры не устанавливаются
Скальные и полускальные неустойчивые породы. Гравийно-галечниковые отложения с крупностью частиц от 20 до 100 мм (> 50 вес, %)	Трубчатые фильтры с круглой и щелевой перфорацией. Каркасно-стрежневые фильтры

Продолжение таблицы 2.1

Гравий, гравелистый песок с крупностью частиц от 1 до 10 мм с преобладающей крупностью от 2 до 5 мм (> 50 вес.%)	Трубчатые и стержневые каркасы с водоприемной поверхностью из проволоки или без нее. Трубчатые и стержневые каркасы с водоприемной поверхностью из проволоки или штампованного листа
Пески среднезернистые с преобладающей крупностью частиц 0,25–0,50 мм (> 50 вес.%)	Гравийно-обсыпные фильтры с уширенным контуром. Возможно применение двухслойных фильтров
Пески мелкозернистые с преобладающей крупностью частиц 0,1–0,25 мм (> 50 вес.%)	Гравийно-обсыпные фильтры с уширенным контуром. Возможно применение двухслойных обсыпок и блочных фильтров
Пески различной зернистости при наличии устойчивой кровли	Бесфильтровая скважина

Так как водовмещающими породами служат трещиноватые туфы, туффиты, туфоалевролиты, туфопесчаники относящиеся к скальным и полускальным неустойчивым породам, то нам подходят трубчатые фильтры с круглой и щелевой перфорацией (рис.2.1).

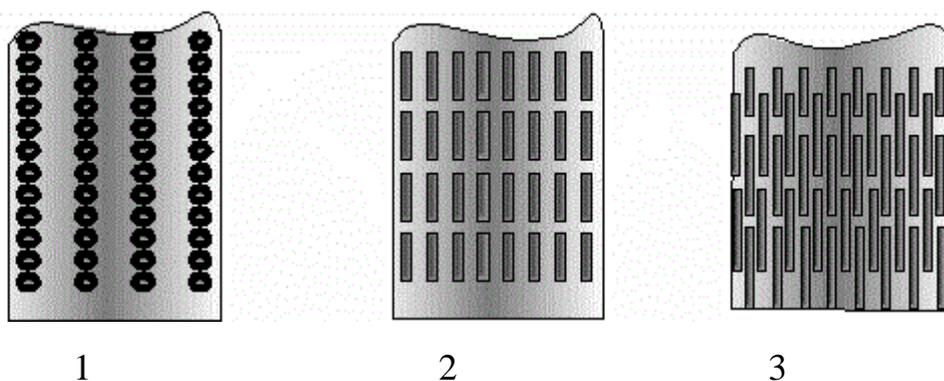


Рисунок 2.1 – Трубчатые фильтры

1 – с водоприемными круглыми отверстиями; 2,3 – с водоприемными отверстиями в виде узких щелей

Трубчатые фильтры с круглой и щелевой перфорацией представляют собой трубу с водоприемными круглыми отверстиями или в виде узких щелей. Расстояние между центрами круглых отверстий принимается равным

в горизонтальном направлении 1,5-2, а вертикальном – 1,25-1,5 от диаметров отверстий. Длина щели принимается 25-100 мм, расстояние между щелями в вертикальном направлении – 10-20 мм, в горизонтальном 10 мм [4].

Для изготовления таких фильтров применяют стальные обсадные, асбестоцементные, пластмассовые и другие трубы. Сквозность трубчатых фильтров должна быть 20...25%[4].

Исходя из того, что изготовление фильтровой колонны будет проходить в полевых условиях силами буровой бригады, то наиболее простым в изготовлении будет фильтр с водоприемными отверстиями, в виде узких щелей представленный на рисунке 2.1 под номером 2.

## **2.4 Выбор водоподъемного оборудования**

Выбор насоса будет производиться исходя из следующих требований:

- проектный водоотбор 50 м<sup>3</sup>/сут;
- производительность скважины, 4 м<sup>3</sup>/ч;
- минимальный возможный диаметр.

Опыт бурения на Собинском ЛУ показал, что статический уровень значительно изменяться, так на скважине №46 он находился на глубине 32,21 метров, а на скважине № 49 на 77,85 метрах при понижении уровня в 2,21 и 0,22 метра соответственно. Исходя из этого, величина напора насоса должна составлять примерно 90м. Этого напора достаточно для того чтобы опустить насос ниже под динамический уровень на 5 метров во избежание образования воронки выхвата и поднять воду на устье скважины до потребителя.

Наиболее подходящим под эти требования является насос ЭЦВ 4-4-100 производства АО «Ливнынасос». Его технические характеристики представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Технические характеристики насоса ЭЦВ 4-4-100

Номинальные параметры электронасоса	Габаритные размеры в мм, не более	Масса, кг, не более	Диаметр скважины, мм
-------------------------------------	-----------------------------------	---------------------	----------------------

Подача, м <sup>3</sup> /час	Напор Н, м	Ток, I, А	КПД эл. двиг, %	Мощность эл. двиг, кВт	D	L		
4	100	8,8	72	4	96	1600	34	102,5

Насос спускается на насосно-компрессорных трубах НКТ. Диаметр насосно-компрессорных труб определяется их пропускной способностью и возможностью совместного размещения в скважине труб с муфтами, насоса и круглого кабеля. Выбирается диаметр НКТ по дебиту скважины, исходя из условия, что средняя скорость потока в трубах должна быть в пределах  $V_{cp} = 1,2 - 1,6$  м/с, причем меньшее значение берется для малых дебитов. Исходя из этого определяют площадь внутреннего канала НКТ, м<sup>2</sup>:

$$F_{вн} = \frac{Q}{86400 \cdot V_{cp}}$$

где Q - дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут;

$V_{cp}$  - выбранная величина средней скорости, м/с.

$$F_{вн} = \frac{50}{86400 \cdot 1,2} = 0,000482 \text{ м}^2$$

На основе рассчитанной площади внутреннего канала находим внутренний диаметр НКТ, см:

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{F_{вн} \cdot 10^4}{0,785}} = \sqrt{\frac{0,000482 \cdot 10^4}{0,785}} = 2,47 \text{ см}$$

Обратившись к ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним», выбираем трубы с высаженными наружу концами диаметром 33 мм. Технические данные приведены в таблице 2.3 и на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 – Трубы с высаженными наружу концами и муфты к ним

Труба						Муфта		
Наружный диаметр D, мм	Толщина стенки s, мм	Внутренний диаметр d, мм	Наружный диаметр высаженной части Dв, мм	Длина высаженной части lв min, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Наружный диаметр Dм, мм	Длина Lм, мм	Масса, кг
33,4	3,5	26,4	37,3	45	2,6	48,3	90	0,5

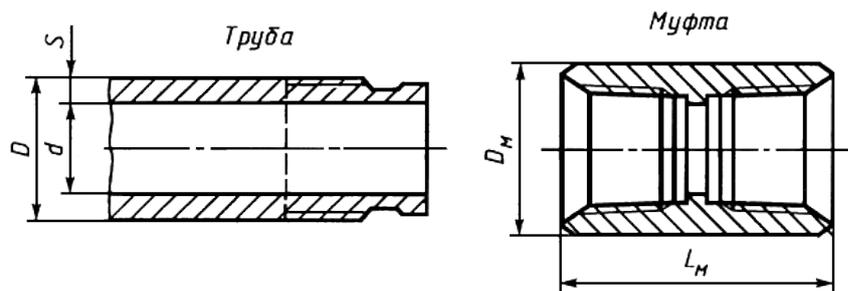


Рисунок 2.2 – Трубы с высаженными наружу концами и муфты к ним

## 2.5. Расчет параметров фильтра и конструкции скважины

Расчет диаметра фильтра основывается исходя из мощности водоносного слоя. Исходя из опыта предыдущих работ, его мощность может изменяться от 40 до 100 метров. К тому же обводненность пород неравномерна, поэтому точный интервал установки фильтрующих секций возможно узнать, только после кернового опробования. Интервалы повышенной водоотдачи будут находиться в наиболее трещиноватых и разрушенных породах. Исходя из этого, внутренний диаметр фильтровой колонны принимается в соответствии с рекомендованным в таблице 2.2 диаметром скважины и должен быть не менее 102,5 мм.

Для изготовления фильтровых секций и обсадки будем использовать трубы стальные ГОСТ 632-80. Для эксплуатационной колонны с фильтровыми секциями выбираем трубы обсадные 114x5,2мм с ленточной слабокonusной резьбой .

Выбрав диаметр фильтровой колонны, и приняв водопрпускную способность фильтра равной проектному дебиту, рассчитываем минимальную общую длину фильтровых секций  $l_{\phi}$  в скважине по формуле 3 [3].

$$l_{\phi} = \frac{Q}{\pi \cdot D_{\phi} \cdot v_{\phi}} \text{ м} \quad (3)$$

где  $Q$  – проектный дебит, м<sup>3</sup>/сутки;

$D_{\phi}$  – диаметр фильтровой секции, м;

$v_{\phi}$  – допустимая скорость фильтрации, м/сутки.

Скорость фильтрации определяется по эмпирической формуле:

$$v_{\phi} = 65\sqrt[3]{K_{\phi}}, \text{ м/сутки}, \quad (4)$$

где  $K_{\phi}$  – коэффициент фильтрации, м/сутки.

Коэффициент фильтрации принимаем равным 6,99 м/сутки, как среднее значение из таблиц 1.1 и 1.3. Тогда скорость фильтрации будет равной:

$$v_{\phi} = 65 \cdot \sqrt[3]{6,99} = 124,3 \text{ м/сутки}$$

Рассчитываем минимальную общую длину фильтровых секций:

$$l_{\phi} = \frac{50}{\pi \cdot 0,114 \cdot 124,3} = 1,12 \text{ м}$$

Определив диаметр фильтра, рассчитываем диаметр долота для бурения интервала скважины под фильтровую колонну:

$$D'_{\text{д.ф.}} = D_{\text{м.}} + 2 \cdot \delta, \text{ мм} \quad (5)$$

где  $D'_{\text{д.ф.}}$  – расчетный диаметр долота для бурения скважины под фильтровую колонну, мм;

$D_{\text{м.}}$  – диаметр муфт, мм;

$\delta$  – величина зазора между стенкой скважины и наружной поверхностью фильтра, мм.

Величина зазора зависит от диаметра и выхода колонны и принимается в пределах 10–50 мм.

$$D'_{\text{д.ф.}} = 133 + 2 \cdot 25 = 183 \text{ мм}$$

Выбираем больший ближайший диаметр долота в соответствии с ГОСТ 20692-2003 «Долота шарошечные» равный 187,3 мм.

Рассчитываем внутренний диаметр кондуктора по формуле:

$$D'_{\text{к.в.}} = D_{\text{д.э.}} + 2 \cdot \Delta, \text{ мм} \quad (6)$$

где  $D_{\text{д.э.}}$  – диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну, мм;

$\Delta$  – зазор 5–10, мм.

$$D'_{\text{к.в.}} = 187,3 + 2 \cdot 10 = 207,3 \text{ мм}$$

Исходя из рассчитанного внутреннего диаметра направляющей колонны, выбираем для неё обсадные трубы диаметром 219 мм с толщиной стенки 6,7 мм. Диаметр муфт к ним составляет 244,5 мм.

Определив диаметр обсадных труб, рассчитываем диаметр долота  $D'_{д.к.}$  для бурения интервала под кондуктор:

$$D'_{д.к.} = 244,5 + 2 \cdot 30 = 304,5 \text{ мм}$$

Выбираем больший ближайший диаметр шарошечного долота равный 304,8 мм.

Глубину спуска обсадной колонны под кондуктор принимаем равной 20 метров. Это предупредит обвал стенок скважины сложенной неустойчивыми породами нижнеюрского терригенного комплекса. Так как проектом предусматривается для водоснабжения использовать воды водоносного нижнетриасового туфогенно-осадочного комплекса с интервалом водоносного горизонта 35-110 метров, а вышележащие комплексы также являются водоносными, то предусматривается цементирование кондуктора до устья скважины цементным раствором нормальной плотности. Это исключит перетоки воды из вышележащих горизонтов по затрубному пространству в используемый для водоснабжения горизонт.

Так как четвертичный аллювиальный комплекс сложен галечниками, песками и супесями, то его также требуется обсадить во избежание обвала стенок скважины. Рассчитываем внутренний диаметр  $D'_{н.в.}$  обсадной трубы под направление:

$$D'_{н.в.} = 304,8 + 2 \cdot 10 = 324,8 \text{ мм}$$

Исходя из этого, выбираем обсадную трубу с наружным диаметром 340 мм с толщиной стенки 8,5мм. Диаметр муфты составляет для данных труб 365,1 мм.

Рассчитываем диаметр долота  $D'_{д.н.}$  для бурения интервала под направление:

$$D'_{д.н.} = 365,1 + 2 \cdot 40 = 445,1 \text{ мм}$$

Наиболее близкое по диаметру долото имеет диаметр 444,5 мм.

Спуск эксплуатационной колонны производится до глубины 250 метров с установленными фильтровыми секциями. В обсадной колонне, ниже фильтра, расположен отстойник (неперфорированная обсадная труба) длиной 10 метров, служащий для накопления оседающих частиц песка. Эксплуатационная колонна не цементируется.

Данная конструкция скважины рассчитана, опираясь на данные с соседних участков, удаленных на значительное расстояние от места работ, поэтому в процессе бурения глубина и конструкция скважины может изменяться в зависимости от полученных геологических данных и дебитов.

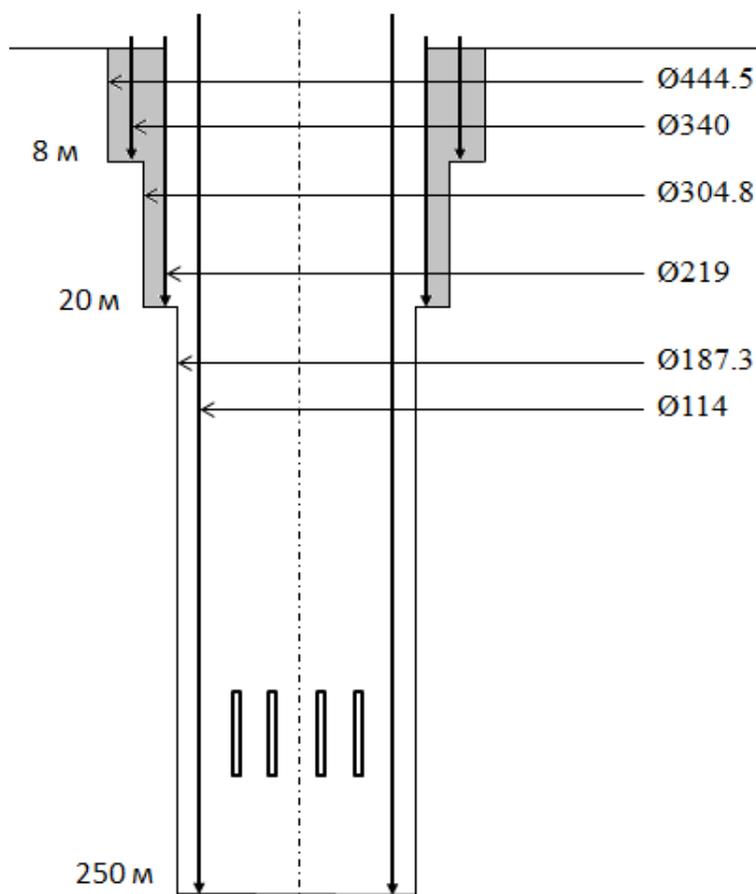


Рисунок 2.3 – Конструкция водозаборной скважины

## **2.6 Освоение водоносного пласта**

После оборудования приемной части скважины фильтровой колонной приступают к освоению скважины. Операция по освоению скважины сводится к восстановлению естественных свойств пласта, то есть очистке коллекторов водоносных пластов от твердых частиц, связанных с процессом бурения.

Очистка коллекторов, пор пласта должна начинаться немедленно после установки фильтра.

В первую очередь проводится обязательная промывка скважины, которая осуществляется через фильтр водой. С этой целью герметизируют устье скважины промывочным оголовком. После этого производят промывку технической водой. Признаком очистки скважины (водоносной зоны) является вынос механических примесей и незначительное поглощение. Промывка ведется до чистой воды. Затем оголовок снимают, спускают на насосно-компрессорных трубах погружной центробежный насос и ведут откачку до стабилизации дебита и полного просветления воды.

## **2.7 Разработка конструкции разведочной скважины**

Перед сооружением непосредственно водозаборной скважины будет пробурена поисковая скважина меньшего диаметра с целью отбора керна для уточнения геологического разреза и определения наиболее трещиноватых водоносных зон.

Наиболее подходящим для этих целей является ординарный колонковый снаряд с коронкой диаметром 93 мм. Применение большего диаметра колонкового снаряда хоть и даст более представительные пробы, но при расширении под эксплуатационную колонну шарошечными долотами возможны осложнения. Так как в пределах Собинского ЛУ при оценке запасов подземных вод по одиночным водозаборным скважинам на глубине 200-250 м по было обнаружено распространение солоноватых воды с

минерализацией до 3,9 г/л не соответствующей требованиям, то бурение колонковым снарядом будет проводиться до глубины 250 метров.

С целью предотвращения обвалов стенок скважины на интервалах 0–20 метров происходит смена диаметра породоразрушающего инструмента на больший и обсаживание стенок скважины. На интервале 20–250 метров крепления скважина не требует, так как интервал слагают скальные и полускальные породы.

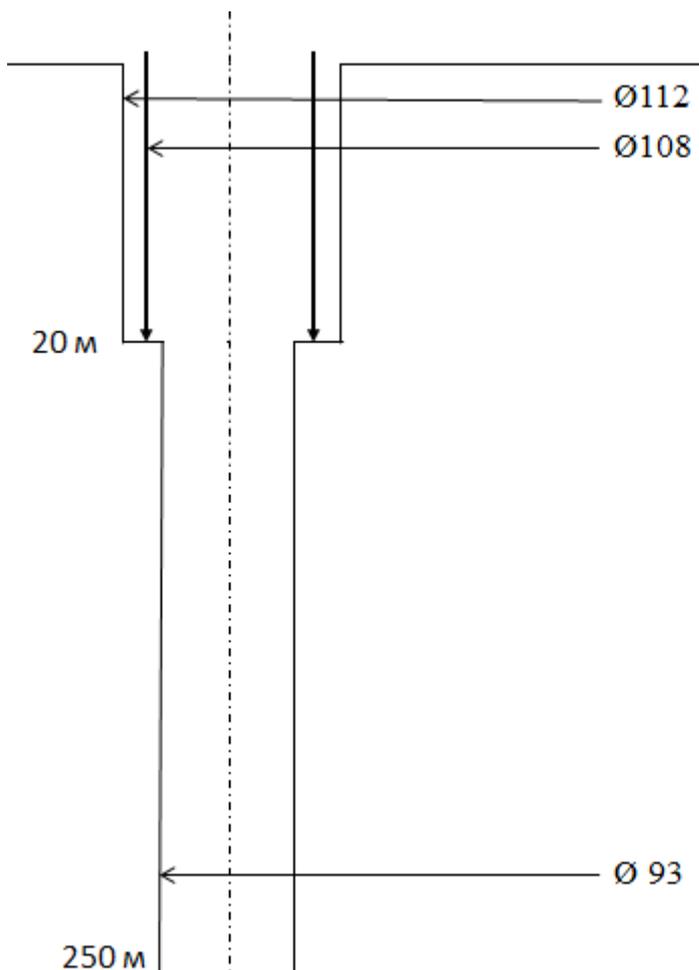


Рисунок 2.4 – Конструкция разведочной скважины

## 2.8 Выбор буровой установки

Выбирать буровую установку будем, ориентируясь на грузоподъёмность лебедки, максимальную глубину бурения и мобильность. Учитывая то, что в процессе бурения глубина и конструкция скважины будет корректироваться, то не исключено увеличение проектной глубины

скважины до глубины 200-250 метров при самых не благоприятных гидрогеологических условиях.

Для бурения применяются установки УРБ-2,5А; УРБ-2А2; УРБ-3А3; 1БА15В; 1БА15Н; УВБ-600. Для выбора наиболее подходящей буровой установки проведем анализ их технических характеристик, данные сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Технические данные буровых установок

Буровая установка	Глубина бурения, м	Диаметр бурения, мм	Номинальная грузоподъемность лебедки, т
УРБ-2,5А	300	93	4
УРБ-2А2	100	118	4
	200	93	
УРБ-3А3	300	190,5	20
	700	93	
1БА15	500	190,5	20
УВБ-600	600	214	50

Наиболее подходящими для бурения являются модель буровой установки УРБ-3А3.

Буровая установка типа УРБ-3А3.13 предназначена для структурно-поискового бурения скважин на нефть и газ, гидрогеологического и эксплуатационного бурения скважин на воду роторным способом в породах мягких и средней твердости с прямой промывкой забоя в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом при температуре окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 40°С [4].

Комплект поставки (основной):

- буровой блок на полноприводном шасси с приводом от автономного (палубного) двигателя;
- мачта;
- двухбарабанная лебедка;
- ротор Р-410;

- буровой насос НБ-50;
- генератор;
- пневмосистема;
- гидросистема;
- электросистема;
- вертлюг буровой;
- труба ведущая ВБТ;
- рукав буровой;
- приборы контроля параметров бурения (нагрузка на крюке)
- гидросмеситель;
- запчасти, инструмент и принадлежности;
- бурильный, спуско-подъемный и ловильный инструмент;
- документация сопроводительная и эксплуатационная.

Конструктивные особенности УРБ-3А3.13 обладают возможностью их транспортировки на внешней подвеске вертолета Ми-26. Данный вариант транспортировки позволяет доставлять установки в местности, недоступные для проезда автомобильного транспорта[4].

Для осуществления транспортировки УРБ-3А3.13 она выставляется на аутриггеры, затем выезжает шасси. Транспортировка осуществляется двумя рейсами:

- шасси Урал-4320-1951-60 – 8700 кг;
- навесное оборудование УРБ-3А3.13 – 12000 кг.

Безстремляночное крепление навесного оборудования к шасси позволяет значительно сократить время монтажа – демонтажа (до 2-х часов)[4].

Таблица 2.5 – Технические характеристики

Допускаемая нагрузка на крюке, кН (тс)	196 (20)
Максимальная испытательная нагрузка на крюке, кН (тс)	245 (25)
Условная глубина бурения трубами Ø 60,3 мм, м	700
Ø 63,5 мм, м	600

Продолжение таблицы 2.5

Условная глубина бурения трубами Ø 70 мм, м	400
Ø 89 мм, м	300
Монтажная база – автомобильное шасси повышенной проходимости:	
Разработчик и завод-изготовитель: Уральский автомобильный завод, г.Миасс	МАЗ-500
- Марка и мощность привода шасси, кВт (л.с.): ЯМЗ 65654	169 (230)
- колесная формула	6x6
Привод механизмов установки:	
- автономный (палубный) двигатель	ЯМЗ-238 с КПП
- мощность двигателя, кВт (л.с.)	132(180)
- потребляемая мощность агрегатов установки, расчетная, кВт	88,3
Мачта:	
- вертикальная, двухсекционная, с открытой передней гранью, складывающейся верхней секцией	
- высота, м	18,6
- расстояние от стола ротора до кронблока, м	15,5
Балкон верхового рабочего:	
- емкость магазина балкона верхового рабочего при длине бурильной свечи 12 м, м:	
- для бурильных труб ø 60,3 мм	84
- для бурильных труб ø 70 мм	42
- для бурильных труб ø 89 мм	25
- длина бурильной свечи, м, не более	12
Подсвечник, допускаемая нагрузка, кН (тс)	196 (20)
Талевая система:	
- оснастка талевой системы	2x3
- диаметр талевого каната, не более, мм	18
Лебедка двухбарабанная:	
- тяговое усилие бурового барабана, кН (тс)	51 (5,2)
- скорость подъема талевого блока, м/с	0,15...1,63
- тяговое усилие вспомогательного барабана, кН (тс)	24,5(2,5)
- скорость подъема на вспомогательном барабане, м/с	0,16...0,61
Гидросистема:	
- модель насосов	310.4.112.04.06УХЛ1 и НШ32У
Гидрораскрепитель :	
- ход штока, мм	500
- развиваемое усилие, кН (тс)	21,5 (2,2)
Насос	НБ-80

Продолжение таблицы 2.5

Генератор:	
- мощность, кВт	12...30
- напряжение, В	400/230
Освещение, В	24
Вертлюг буровой БА15-33Гсб:	
- допускаемая нагрузка, кН (тс)	196 (20)
- диаметр проходного отверстия, мм	60
-наибольшая частота вращения, с-1 (об/мин)	6 (360)
Буровой ротор:	P-410
Габаритные размеры, мм	10400x2500x3750
Масса подъемного блока в транспортном положении не более, кг	20759
Срок службы, лет	7

Схема размещения оборудования на буровой установке УРБ-ЗА3 представлена в приложении 3.

### 2.8.1 Буровой насос НБ-80

Буровой насос НБ–80 – горизонтальный, двухцилиндровый, двустороннего действия, приводной со встроенным зубчатым редуктором. Предназначен для нагнетания промывочной жидкости (воды, глинистого раствора) в скважину при геологоразведочном и структурно-поисковом бурении на нефть и газ. Наличие пневматического компенсатора в нагнетательной системе насоса практически полностью устраняет неравномерность подачи жидкости на выходе насоса.

Таблица 2.6 – Технические характеристики насоса НБ-80

Мощность, кВт	80
Ход поршня, мм	200
Число двойных ходов в мин	110
Частота вращения трансмиссионного вала, об/мин	428
Высота всасывания, м	
Диаметр патрубков, мм:	
– всасывающего	113
– нагнетательного	55

Продолжение таблицы 2.6

Габариты, мм	1915 x 1020 x 1215
Масса, кг	1385

У насоса НБ-50 нет коробки передач. Давление и объем подаваемой промывочной жидкости зависит от диаметров втулки, которая меняется при необходимости изменения данных параметров. Их зависимость приведена в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Давление и объемная подача насоса в зависимости от диаметра втулки

Диаметр втулок, мм	сменных	Объемная подача, дм <sup>3</sup> /сек (м <sup>3</sup> /час)	Наибольшее давление, МПа
80		6,5 (23,4)	12,3
90		8,4 (30,2)	9,5
100		10,6 (38,2)	7,6
110		13,0 (46,8)	6,2
120		15,7 (56,5)	5,1

### 2.8.2 Буровой ротор Р-410

У буровой установки УРБ–3А3 вращение буровой колонне передается от ротора Р–410. Сам ротор приводится в движение автономным палубным дизельным двигателем ЯМЗ–238 с КПП ЯМЗ–236Н. Передаточные числа в зависимости от скорости передач представлены в таблице 2.8. Технические характеристики ротора Р–410 представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.8 – Передаточные числа КПП ЯМЗ-236Н

Скорость	1	2	3	4	5	Левое вращение
Передаточное число	5,22	2,90	1,52	1,00	0,66	5,22

Таблица 2.9 – Технические характеристики ротора Р-410

Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН (тс)	200 (20)
Максимальный крутящий момент, Нм (кгс.м)	8000 (800)
Частота вращения стола ротора, с-1 (об/мин), не более	4 (250)

Продолжение таблицы 2.9

Тип привода	механический через карданный вал
Диаметр проходного отверстия стола ротора, мм, не менее	410
Размер отверстия во вкладышах, мм	
в большом	182x182
в малом	120x120 или 82x82
Зубчатая передача	коническая, с круговым зубом
передаточное число	5,937
Габаритные размеры ротора с фланцем и карданным валом, мм, не более	
длина	1085
ширина	930
высота	345
Масса, кг, не более	718

Частота при максимальном крутящем моменте приводного двигателя ЯМЗ-238 составляет 1250–1450 оборотов в минуту. Зависимость частоты вращения ведомой и ведущей шестерён от передаточного числа выражается следующей зависимостью:

$$i = \frac{n_1}{n_2} \quad (7)$$

где  $i$  – передаточное число;

$n_1$  – скорость вращения ведущей шестерни, принимаем равной 1350 об/мин;

$n_2$  – скорость вращения ведомой шестерни, об/мин.

Исходя из этой зависимости, можем рассчитать частоту вращения шестерён на разных скоростях данной коробки передач:

$$n_2 = \frac{n_1}{i} \quad (8)$$

Тогда для первой скорости и левого вращения скорость вращения будет равна:

$$n = \frac{1350}{5,22} = 258,6 \text{ об/мин}$$

Для второй:

$$n = \frac{1350}{2,9} = 465,5 \text{ об/мин}$$

Для третьей:

$$n = \frac{1350}{1,52} = 888,1 \text{ об/мин}$$

Для четвертой:

$$n = \frac{1350}{1,00} = 1350 \text{ об/мин}$$

Для пятой:

$$n = \frac{1350}{0,66} = 2045,5 \text{ об/мин}$$

Так как ротор Р-410 имеет передаточное значение 5,937, то для получения скорости вращения ведущей трубы используем формулу 2.6. Полученные данные приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Расчетная частота вращения ротора

Скорость	1	2	3	4	5	Левое вращение
Частота вращения об/мин	43,5	78,4	149,6	227,4	344	43,5

Пятую скорость не будет использоваться, так как частота вращения стола ротора должна быть не более 250 оборотов в минуту.

### 2.8.3 Буровая мачта

Мачта установки состоит из двух верхних и одной нижней секций. Нижняя секция шарнирно связана с рамой установки, а верхние— также шарнирно с нижней. При транспортировке мачту укладывают на стойку рамы горизонтально, а верхние секции разъединяют около кронблока и располагают вдоль нижней. Поднимают и опускают мачту телескопическими гидравлическими домкратами. В рабочем положении она опирается на две ноги, оснащенные винтовыми домкратами, которые разгружают рессоры и

задние колеса автомобиля, и дополнительно крепится канатными растяжками. В верхней части ее установлен двухроликовый кронблок, который вместе с канатом и однороликовым талевым блоком с серьгой составляет талевую систему. Мачта снабжена специальными направляющими, по которым перемещается траверса вертлюга-сальника и которые препятствуют раскачиванию и проворачиванию корпуса вертлюга-сальника вместе с ведущей трубой при бурении. Траверса имеет два ролика, скользящих по направляющим. Один из роликов откидной, что позволяет легко завести траверсу в направляющие[3].

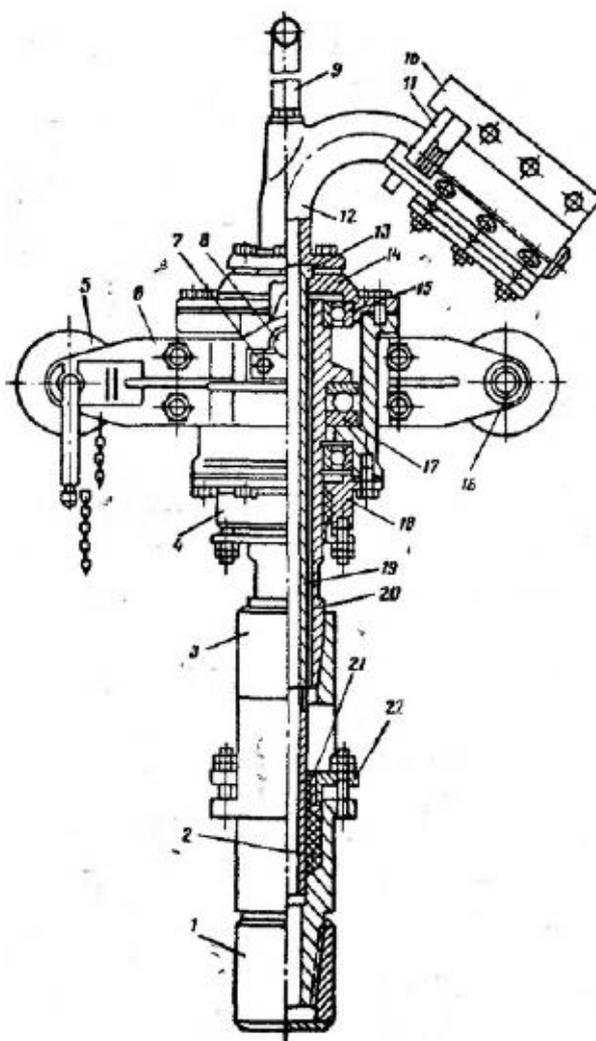


Рисунок 2.5 – Схема вертлюга-сальника

1 — предохранительный колпачок; 2 — замок; 3 сальник; 4 — вертлюг; 5 — ролик с откидным кронштейном; 6 — щека траверсы; 7 — ригель; 8, 16 — пальцы; 9 — штроп; 10 — хомут; 11, 14, 18, 22 — фланцы; 12 — отвод; 13 — резиновые прокладки; 15, 17 — шарикоподшипники; 19 — грязевая трубка; 20 — шпindelь; 21 — биметаллическая втулка

Вертлюг-сальник (рис. 2.3) подводит промывочную жидкость во вращающуюся бурильную колонну. Во время бурения корпус его не вращается. Основная вращающаяся деталь — шпindelь 20. Он воспринимает массу бурильных труб. Вертлюг-сальник с ведущей трубой соединяет замок. Одновременно этот замок является корпусом сальника и предотвращает вытекание промывочной жидкости и падение давления в нагнетательной линии. Для смазки вращающихся частей в корпус вертлюга-сальника заливают масло. Утечку масла из корпуса предотвращает сальник, закрепленный в нижней части корпуса фланцем [7].

## **2.9. Выбор технологического бурового инструмента и технологических режимных параметров бурения**

### **2.9.1. Выбор бурильных труб**

Бурение установкой УРБ-3А3 может проводиться бурильными трубами диаметром 60,3; 70 и 89 мм. Учитывая, что сначала будет производиться бурение с отбором керна диаметром 93 мм, а затем расширение шарошечным долотом до диаметров 269,9; 190,5 и 139,7 мм, то выбираем бурильные трубы диаметром 70 мм.

Ведущую трубу изготавливают из толстостенной трубы квадратного сечения 80x80 мм с круглым отверстием внутри. Верхний конец ее имеет левую конусную резьбу для соединения с вертлюгом-сальником, нижний — правую для соединения с бурильными трубами. Ведущая труба поставляется в комплекте с буровой установкой. Длина трубы 11 300 мм.

Компания «Геомаш» выпускает ТБСУ различных типоразмеров с приварными замками с прорезями (лысками) под подкладные вилки и элеватор, длиной до 6200 мм. Учитывая, что максимальная длина свечи равна 12 метрам, то длину трубы выбираем равной 6000мм. В каталоге она обозначена как труба бурильная П 70х6 Н l=6000 мм. Для производства бурильных труб используется сталь 45 для изготовления самой трубы и круглый прокат из стали 40ХН для замковых соединений. Сборка и сварка готового изделия производится на технологической линии сварки встык трением. Резьба может быть правой — для бурения и левой — для ликвидации аварий в скважине. Соединяют трубы в колонну бурильными замками, состоящими из двух деталей — ниппеля и муфты.

При бурении с отбором керна в состав буровой колонны будет включена труба колонковая К 89х5х6000, и используемая совместно с коронками диаметром 93 мм.

Так же для создания потребуются трубы утяжеленные бурильные трубы УБТ. Они устанавливаются в нижней части бурильной колонны непосредственно над долотом для создания осевой нагрузки на него и увеличения жесткости бурильной колонны. При бурении в интервалах неустойчивых горных пород диаметр УБТ выбирается на размер меньше диаметра колонковой трубы, с тем, чтобы обеспечить возможность обуривания труб при возникновении аварии. В остальных случаях можно применять УБТ одного диаметра с колонковым снарядом. Поэтому для бурения с отбором будем использовать УБТ диаметром 89мм. Так как скважина будет затем расширяться, то трубы УБТ будут выбираться в соответствии с таблицей 2.11 .

Таблица 2.11 – Диаметры нижней секции УБТ и долот

Долото, мм	УБТ (нижняя секция), мм
139,7-146,0	120,7; 127
149,2-158,7	127; 133
161,0-171,4	133; 146

187,3-200,0	165;146
212,7-228,6	178;165
244,5-250,8	203;178
269,9	178;219;229

Технические характеристики выбранных труб заносим в таблицу 2.12

Таблица 2.12 – Характеристика и масса бурильных труб

Тип трубы	Наружный диаметр	Внутренний диаметр	Погонная масса тела трубы, кг/м	Тип соединения
ТБСУ	70	58	10,5	3-57
УБТ	89	38	40	3-73
ВБТ	104,8	50	34	3-86
УБТ	133	57	88	3-102
УБТ	165	57	147,8	3-122

### 2.9.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Породы, слагающие разрез в месте проведения работ, имеют среднюю твердость и IV-V категорию по буримости. Отбор керна будет проводиться на всех интервалах. Поэтому каждый интервал сначала бурится колонковым снарядом 93 мм с использованием твёрдосплавных коронок, а затем расширяться до требуемого диаметра шарошечным долотом.

Разрез в верхней части представлен галечниками, песками и супесями, переходящими на песчаники, глины, пески с прослоями алевролитов и аргилитов, которые сменяются на туфы, туффиты, туфопесчанники, туфоалевролиты. Поэтому наиболее оптимальным будет использовать ребристые твердосплавные коронки типа М6. Данная коронка предназначена для бурения пород I-IV категории по буримости с прослоями V-VI. Серийные буровые коронки М6 с наружным диаметром Дн равным 93 мм имеют 4 ребра, приваренные в пазах, которые фрезеруют породу в торце короночного кольца. В прямоугольных пазах ребер запаивают пластину размером 5x19,5 мм со специальным установочным выступом, рисунок 2.5. Внутренний диаметр Дв составляет 59 мм [11].

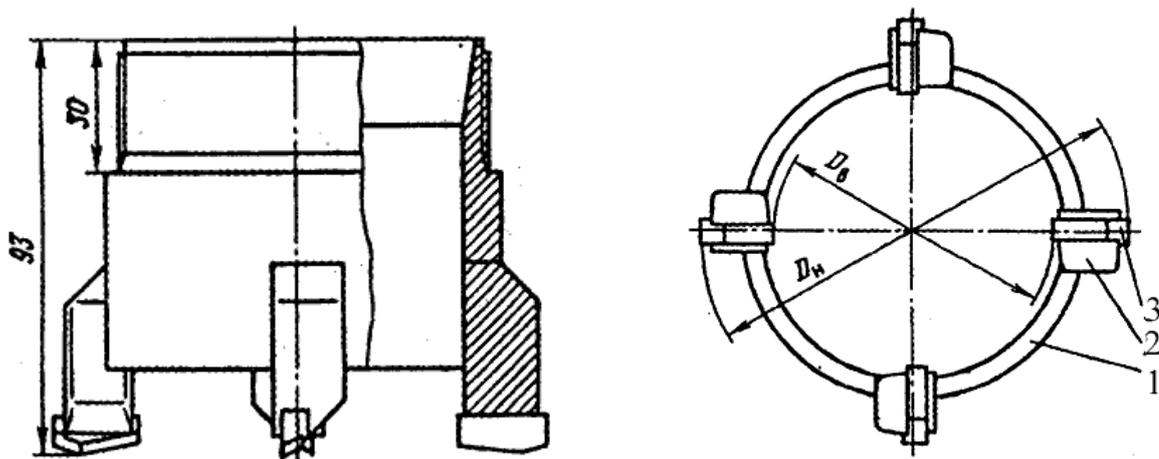


Рисунок 2.6 – Серийная твердосплавная коронка типа М6

1 - корпус; 2 - ребра; 3 - твердосплавные пластины

Для расширения стенок скважины под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну будут использоваться шарошечные долота. Данные долота выпускают диаметром до 490 мм следующих конструкций:

- I - одношарошечные;
- II - двухшарошечные;
- III – трехшарошечные.

В зависимости от физико-механических свойств разбуриваемых горных пород долота делятся на следующие типы: М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКД К и ОК . Типа М применяют для бурения мягких, вязких и пластичных пород (слабоуплотненные пески, мягкие глины, суглинки), типа С — средней твердости малоабразивных (плотные глины, глинистые сланцы, слабые песчаники), тип Т— твердых малоабразивных(плотные доломиты и известняки, крепкие сланцы и песчаники), тип К — крепких абразивных (кремнистые известняки, песчаники, доломиты), тип ОК—очень крепких абразивных (кварциты, граниты), тип МС, СТ и ТК — пород, перемежающихся по твердости. Долота с индексом 3 оснащены шарошками с вставными зубьями из твердого сплава и предназначены для бурения крепких и абразивных пород [3].

По расположению и конструкции промывочных и продувных узлов (каналов) долота изготавливают с :

центральной промывкой - Ц;

боковой гидромониторной промывкой - Г;

комбинированной промывкой - ЦГ;

центральной продувкой - П;

боковой продувкой - ПГ.

Опоры шарошек изготавливают на:

– подшипниках с телами качения и одним или более упорных подшипниках скольжения, или без упорных подшипников скольжения - В;

– подшипниках с телами качения и одним или более упорных подшипниках скольжения и герметизацией опоры - ВУ;

– одном радиальном и одним или более упорных подшипниках скольжения (остальные подшипники с телами качения) - Н;

– одном радиальном и одним или более упорных подшипниках скольжения (остальные подшипники с телами качения) и герметизацией опоры - НУ;

– двух или более радиальных подшипниках скольжения с одним или более упорным подшипником скольжения - А;

– двух или более радиальных подшипниках скольжения с одним или более упорным подшипником скольжения и герметизацией опоры – АУ.

Одношарошечные долота предназначены для разбуривания твердых и крепких пород, расположенных на большой глубине и подверженных всестороннему сжатию гидростатическими силами высокой степени. Работа долота основана на дробяще-скалывающем действии. Конструкция одношарошечного долота позволяет снизить скорость вращения шарошки вокруг своей оси по сравнению с трехшарошечными долотами[3].

Двухшарошечные долота применяются при бурении скважин малых диаметров при поисковом и разведочном бурении. Преимуществом

двухшарошечных долот над трехшарошечными является упрощение технологии их изготовления. Двухшарошечные долота имеют меньшую стоимость. К недостаткам двухшарошечных долот относится недостаточно мощное калибрующее вооружение – насыщенность зубьями снижена на 30 % по сравнению с трехшарошечными долотами [3].

Наибольшее распространение получили трехшарошечные долота. Это объясняется тем, что их конструкция отвечает наилучшим образом двум основным требованиям: прочность опорного узла шарошки и устойчивость бурового става с шарошечным долотом на поверхности забоя скважины. Поэтому выбираем долота трехшарошечного типа.

Исходя из приведенных выше рекомендаций и данных по усреднённому геологическому разрезу, подбираем подходящие нам долота. Данные сводим в таблицу 1.13.

Таблица 1.13 – Применение ПРИ по интервалам бурения

Интервал бурения	Марка долота	Тип соединения
0-8	Ш 444,5МС- ЦГВ	3 - 152
8-20	Ш 304,8 МС- ЦВ	3 - 121
20-120	Ш 187,3 С-ЦВ	3 - 88
0-250	М6	84х4

Так как трубы имеют различный тип присоединений с ведущей трубой, колонковым снарядом и долотами, то потребуются переходники для их соединения.

### 2.9.3. Технологические режимные параметры бурения

Во избежание осложнений и аварий в процессе бурения следует рассчитать оптимальные режимные параметры для каждого долота и коронки с учетом геологических условий.

Осевая нагрузка на долото  $G_0$  определяется, исходя из удельной нагрузки на один сантиметр диаметра долота:

$$G_0 = C_y \cdot D_d \quad (9)$$

Где  $G_0$  – осевая нагрузка, даН;

$C_y$  – удельная нагрузка на 1 см диаметра долота, для долот типа С равна 250-300 даН/см, для типа МС 150-250 даН/см;

$D_d$  – диаметр долота, см.

Для долота Ш 444,5МС- ЦГВ требуемая осевая нагрузка составит:

$$G_0 = 200 \cdot 44,45 = 8890 \text{ даН}$$

Для долота Ш 304,8 МС- ЦВ:

$$G_0 = 200 \cdot 30,48 = 6\ 096 \text{ даН}$$

Для долота Ш 139,7 С-ЦВУ:

$$G_0 = 300 \cdot 18,73 = 5\ 619 \text{ даН}$$

Осевая нагрузка на коронку определяется исходя из количества основных резцов  $m$  и рекомендуемой удельной нагрузки  $C_y$  на один основной резец:

$$G_0 = C_y \cdot m$$

Удельная нагрузка на 1 резец коронки М6 должна составлять 120-240 даН, количество резцов 4. Исходя из этого, рассчитываем осевую нагрузку.

Для интервала от 0-20 метров:

$$G_0 = 140 \cdot 4 = 560 \text{ даН}$$

Для интервала 20-250 метров:

$$G_0 = 240 \cdot 4 = 960 \text{ даН}$$

Частота вращения долота  $n$  (об/мин) рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{20 \cdot V}{D_d} \quad (10)$$

Где  $V$  – окружная скорость долота, для долот типа С равна 1,2-1,0 м/с, для типа МС 1,4-1,2 м/с;

$n$  – частота вращения долота, об/мин.

$D_n$  – диаметр долота, м.

Для долота Ш 444.5МС- ЦГВ требуемая частота вращения составит:

$$n = \frac{20 \cdot 1,3}{0,4445} = 58,5 \text{ об/мин}$$

Для долота Ш 304,8 МС- ЦВ:

$$n = \frac{20 \cdot 1,3}{0,3048} = 84,3 \text{ об/мин}$$

Для долота Ш 187,3 С-ЦВУ:

$$n = \frac{20 \cdot 1,1}{0,1873} = 117,5 \text{ об/мин}$$

Частота вращения коронки  $n$  (об/мин) рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{20 \cdot V}{D_c}$$

Где  $V$  – окружная скорость коронки, 1,0-1,5 м/с для коронок типа М;

$D_c$  – средний диаметр коронки, м.

$$D_c = \frac{D_H + D_B}{2}$$

Где  $D_H$  – наружный диаметр коронки, м;

$D_B$  – внутренний диаметр коронки, м.

$$D_c = \frac{0,093 + 0,059}{2} = 0,076 \text{ м}$$

Для интервала от 0-20 метров:

$$n = \frac{20 \cdot 1}{0,076} = 263 \text{ об/мин}$$

Для интервала 20-250 метров:

$$n = \frac{20 \cdot 1,3}{0,076} = 342 \text{ об/мин}$$

Расчет расхода промывочной жидкости вычисляем по формуле:

$$Q = q_T \cdot D_d \quad (11)$$

где  $Q$  – расход промывочной жидкости, л/мин;

$q_d$  – удельный расход ПЖ на 1 см диаметра долота, для долот типа С равна 30-20  $\frac{\text{л/мин}}{\text{см}}$ , для типа МС 40-30  $\frac{\text{л/мин}}{\text{см}}$ ;

$D_H$  – диаметр долота, см.

Для долота Ш 444МС- ЦГВ потребуется следующий расход ПЖ:

$$Q = 35 \cdot 44,45 = 1555,75 \text{ л/мин}$$

Для долота Ш 304,8 МС- ЦВ:

$$Q = 30 \cdot 30,48 = 914,4 \text{ л/мин}$$

Для долота Ш 187,3 С-ЦВУ:

$$Q = 25 \cdot 18,73 = 468,25 \text{ л/мин}$$

Для твердосплавной коронки расход промывочной жидкости рассчитывается по той же формуле. Рекомендованный расход на один сантиметр для коронок типа М составляет 8-12 л/мин. Рассчитываем расход для интервала от 0-20 метров:

$$Q = 12 \cdot 9,3 = 111,6 \text{ л/мин}$$

Для интервала 20-250 метров:

$$Q = 9 \cdot 9,3 = 83,7 \text{ л/мин}$$

Полученные расчетные данные соотносятся с техническими возможностями выбранного оборудования и принимается ближайшее возможное значение параметра. Данные сводятся в таблицу 2.14 .

Таблица 2.14 – Сводные сведения по расчёту режимных параметров

Интервал, м	Порода	Тип ПРИ	Диаметр ПРИ, мм	Осевая нагрузка, даН	Частота, об/мин		Расход ПЖ л/мин	
				расчетный	расчетная	уточненный	расчетный	уточненный
0-8	Галечно-валунные отложения	М6	93	560	263	227,4	111,6	390
		Ш 444,5МС-ЦГВ	269,9	8890	58.5	78,4	1555,7	942
8-20	Песчаник, глины, пески, прослой алевролитов, аргилитов	М6	93	560	263	227,4	111,6	390
		Ш 304,8 МС- ЦВ	190,5	6096	84.3	78,4	914,4	942
20-250	Туфы, туффиты, туфопесчанники, туфоалевролиты	М6	93	960	342	227,4	83,7	390
20-120		Ш 187,3 С-ЦВУ	139,7	5619	117.5	149,6	468,25	390

## 2.10 Расчет количества утяжеленных бурильных труб

Осевую нагрузку на буровой снаряд создают колонной утяжеленных бурильных труб. Если требуется на долото передать только часть осевой нагрузки, бурение ведут с разгрузкой. При этом часть массы бурильной колонны воспринимают талева система и лебедка буровой установки. Верхняя часть бурильной колонны растянута, а нижняя — сжата [3].

При бурении неглубоких скважин осевую нагрузку на долото создают всей массой колонны бурильных труб, то есть вся колонна должна быть сжата. Если обеспечить требуемую осевую нагрузку не удастся (твердые породы, большой диаметр скважины), бурят при максимально возможной нагрузке на долото [3].

В процессе сооружения скважины осевую нагрузку измеряют гидравлическими индикаторами веса.

Длину колонны утяжеленных бурильных труб (УБТ) определяют по следующей формуле:

$$L_{\text{убт}} = \frac{1,25 \cdot P_{\text{ос}}}{9,8 \cdot q_{\text{убт}} \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_{\text{м}}}\right)}, \text{ м}$$

где  $P_{\text{ос}}$ —осевая нагрузка на долото, Н;

$q_{\text{убт}}$  — масса 1 м утяжеленных бурильных труб, кг;

$\gamma_{\text{ж}}$  — плотность промывочной жидкости, 1100 кг/м<sup>3</sup>;

$\gamma_{\text{м}}$  — плотность материала труб, 7850кг/м<sup>3</sup>.

Интервал 0-8 метров будет буриться ведущей трубой, поэтому для него расчет производится не будет.

Для бурения диаметром 93 мм на интервале 8-20 длина колонны УБТ составит:

$$L_{\text{убт}} = \frac{1,25 \cdot 5600}{9,8 \cdot 40 \cdot \left(1 - \frac{1100}{7850}\right)} = 20,7 \text{ м}$$

Для бурения диаметром 93 мм на интервале 20-250 длина колонны УБТ составит:

$$L_{\text{убт}} = \frac{1,25 \cdot 9600}{9,8 \cdot 40 \cdot \left(1 - \frac{1100}{7850}\right)} = 35,6$$

Для бурения шарошечным долотом диаметром 304,8 мм на интервале 8-20 длина колонны УБТ составит:

$$L_{\text{убт}} = \frac{1,25 \cdot 60960}{9,8 \cdot 147,8 \cdot \left(1 - \frac{1100}{7850}\right)} = 61\text{м}$$

Для бурения шарошечным долотом диаметром 139,7 мм на интервале 20-120 длина колонны УБТ составит:

$$L_{\text{убт}} = \frac{1,25 \cdot 56190}{9,8 \cdot 74,2 \cdot \left(1 - \frac{1100}{7850}\right)} = 78$$

## **2.11 Проверочные расчеты мощности привода бурового станка, привода бурового насоса, буровой мачты и бурильных труб**

### **2.11.1 Определение затрат мощности для привода силовой кинематики станка**

Суммарная мощность определяется по формуле:

$$N_{\text{б}} = N_{\text{ст}} + N_{\text{тр}} + N_{\text{рз}}, \text{ кВт}, \quad (13)$$

где  $N_{\text{б}}$  – суммарная мощность, кВт;

$N_{\text{ст}}$  – затраты мощности для привода бурового станка, кВт;

$N_{\text{тр}}$  – мощность на вращение буровой колонны, кВт;

$N_{\text{рз}}$  – мощность на разрушение забоя, кВт.

Затраты мощности для привода самой силовой кинематики станка  $N_{\text{ст}}$  (в кВт) находится как:

$$N_{\text{ст}} = N_{\text{дв}} \cdot (0,075 + 0,00012 \cdot n), \quad (14)$$

где:  $N_{\text{дв}}$  – номинальная мощность привода двигателя, кВт;

$n$  – частота оборотов ротора, об/мин.

$$N_{\text{ст}} = 132 \cdot (0,075 + 0,00012 \cdot 227) = 13,5 \text{ кВт}.$$

Мощность на вращение колонны бурильных труб составляет основную долю от общих затрат мощности и складывается из двух составляющих: мощности на холостое вращение колонны ( $N_{хв}$ ), расходуемой на вращение подвешенной над забоем скважины колонны бурильных труб и передачу полезного крутящего момента, необходимого для разрушения горных пород на забое; дополнительной мощности ( $N_{доп}$ ), затрачиваемой на вращение сжатой части бурильной колонны, которой создается осевая нагрузка [2]:

$$N_{хв} = k_c \cdot 1.44 \cdot 10^{-3} \cdot q \cdot \delta^2 \cdot n \cdot L \text{ кВт}$$

где –  $k_c$  коэффициент учитывающий влияние смазки и промывочной жидкости, обладающей смазочными свойствами:  $k_c=1,0$  при полном покрытии колонны смазкой типа КАВС в сочетании с промывкой скважин технической водой,  $k_c=1,5$  при отсутствии смазки;

$q$  – масса 1 м метра бурильных труб, кг/м;

$n$  – частота вращения снаряда, об/мин;

$L$  – глубина скважины, м;

$\delta$  – радиальный зазор, м.

Зазор между стенками скважины и бурильными трубами (в мм) равен:

$$\delta = 0,5 \cdot (D - d_n) \quad (15)$$

где  $D$  – наружный диаметр коронки/долота, мм;

$d_n$  – наружный диаметр бурильной трубы, мм.

При бурении коронкой диаметром 93 мм зазор между стенками скважины и бурильными трубами составит:

$$\delta = 0,5 \cdot (93 - 70) = 11,5 \text{ мм}$$

При бурении долотом диаметром 139,7 мм:

$$\delta = 0,5 \cdot (139,7 - 70) = 34,85 \text{ мм}$$

Для расчета дополнительной мощности ( $N_{доп}$ ) используется формула:

$$N_{доп} = 2.45 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot n \cdot \delta \text{ кВт}$$

где  $P$  – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, даН.

Рассчитываем мощность на вращение колонны бурильных труб при бурении колонковым снарядом.

$$N_{\text{хв}} = 1,5 \cdot 1,44 \cdot 10^{-3} \cdot 10,5 \cdot 0,0115^2 \cdot 227,4 \cdot 250 = 0,17 \text{ кВт}$$

$$N_{\text{доп}} = 2,45 \cdot 10^{-4} \cdot 960 \cdot 227,4 \cdot 0,0115 = 0,62 \text{ кВт}$$

$$N_{\text{тр}} = N_{\text{хв}} + N_{\text{доп}} = 0,17 + 0,62 = 0,79 \text{ кВт}$$

Рассчитываем мощность на вращение колонны бурильных труб при бурении шарошечным долотом III 139,7 С-ЦВУ.

$$N_{\text{хв}} = 1,5 \cdot 1,44 \cdot 10^{-3} \cdot 10,5 \cdot 0,03485^2 \cdot 149,6 \cdot 120 = 0,49 \text{ кВт}$$

$$N_{\text{доп}} = 2,45 \cdot 10^{-4} \cdot 4191 \cdot 149,6 \cdot 0,03485 = 5,35 \text{ кВт}$$

$$N_{\text{тр}} = N_{\text{хв}} + N_{\text{доп}} = 0,49 + 5,35 = 5,84 \text{ кВт}$$

Для определения затрат мощности будем использовать значение рассчитанное для шарошечного долота.

При бурении шарошечным долотом расчет мощность, затрачиваемую на забое  $N_{\text{рз}}$  по формуле:

$$N_{\text{рз}} = 10^{-3} \cdot \mu \cdot P \cdot n \cdot D$$

где  $\mu$  – коэффициент трения зубьев долота о породу, для пород слагающий разрез он колеблется в интервале 0,1- 0,5;

$D$  – диаметр долота, м.

$$N_{\text{рз}} = 10^{-3} \cdot 0,5 \cdot 4191 \cdot 149,6 \cdot 0,1397 = 21,9 \text{ кВт}$$

Мощность на разрушение забоя  $N_{\text{рз}}$  для данной установки не учитывается в расчете суммарной мощности, так как осевую нагрузку на буровой снаряд создают колонной бурильных труб, но она понадобится для дальнейших проверочных расчетов.

Тогда суммарная требуемая мощность равна:

$$N_6 = 13,5 + 5,84 + 0 = 19,34 \text{ кВт.}$$

Мощность палубного двигателя равна 132 кВт, что достаточно для обеспечения необходимой мощности для бурения.

## 2.11.2 Проверочный расчет бурильных труб при нормальном процессе бурения

### Определение запаса прочности бурильных труб в любом сечении сжатой части колонны

Запас прочности бурильных труб для любого сечения сжатой части определяется по формуле:

$$n_{сж} = \frac{[\sigma_m]}{\sigma_c} \geq 1.7, \quad (16)$$

где  $n_{сж}$  – запас прочности сжатой части;

$\sigma_m$  – предел прочности материала бурильных труб, кгс/см<sup>2</sup>;

$\sigma_c$  – суммарное напряжение от сил сжатия, изгиба и кручения.

Для ТБСУ, изготовленных из стали марки 40ХМ,  $\sigma_m=5800$

Суммарное напряжение от сил сжатия, изгиба и кручения находим по формуле:

$$\sigma_c = \sqrt{(\sigma_{сж} + \sigma_{изг})^2 + 4\tau_{кр}^2}, \quad (17)$$

Где  $\sigma_{сж}$  – напряжение сжатия, кгс/см;

$\sigma_{изг}$  – напряжение изгиба, кгс/см<sup>2</sup>;

$\tau_{кр}$  – напряжение кручения, кгс/см<sup>2</sup>.

$$\sigma_{сж} = \frac{\varphi \cdot P_{сж}}{F}, \quad (18)$$

где  $\varphi$  – коэффициент, учитывающий уменьшение поперечного сечения трубы, в месте нарезки трубы (для труб муфта-замкового соединения  $\varphi=1$ , для труб нипсельного  $\varphi=1,2$ );

$P_{сж}$  – усилие сжатия в рассматриваемом сечении, кгс ( $P_{сж}=G_{ос}$ );

$F$  – сечение бурильной трубы, см<sup>2</sup>;

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (d_H^2 - d_B^2), \quad (19)$$

где  $d_H$  и  $d_B$  наружный и внутренний диаметры бурильных труб, см.

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (7^2 - 5,8^2) = 12 \text{ см}^2$$

$$\sigma_{\text{сж}} = \frac{1,2 \cdot 4191}{12} = 419,1 \text{ кгс/см}^2$$

Находим напряжение изгиба:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{\pi^2 E J f}{l^2 W_{\text{изг}}}, \quad (20)$$

где  $E$  – модуль продольной упругости бурильных труб ( $E = 2 \cdot 10^6$  кгс/см<sup>2</sup>);

$J$  – экваториальный момент инерции сечения бурильных труб, см<sup>4</sup>;

$f$  – стрела прогиба труб в рассматриваемом сечении, см;

$W_{\text{изг}}$  – полярный момент сопротивления сечения бурильных труб при изгибе, см<sup>3</sup>;

$l$  – длина полуволны прогиба бурильных труб, см.

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4), \quad (21)$$

где  $d_{\text{н}}$  и  $d_{\text{в}}$  – наружный и внутренний диаметры бурильных труб в см.

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (7^4 - 5,8^4) = 62,3 \text{ см}^4.$$

$$f = 0,5 \cdot (D - d_{\text{н}}), \quad (22)$$

где  $D$  – диаметр скважины, см;

$d_{\text{н}}$  – наружный диаметр бурильных труб, см.

$$f = 0,5 \cdot (13,97 - 7) = 3,485 \text{ см.}$$

$$W_{\text{изг}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4)}{d_{\text{н}}}, \quad (23)$$

$$W_{\text{изг}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(7^4 - 5,8^4)}{5,8} = 21,48 \text{ см}^3.$$

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt{-0,5 \cdot z + \sqrt{0,25 \cdot z^2 + \frac{E J \omega^2}{10^3 q g}}}, \quad (24)$$

где  $\omega$  – угловая скорость вращения, с<sup>-1</sup>;

$z$  – длина участка колонны от рассматриваемого сечения до нулевого, м

$q$  – средняя масса 1 м бурильных труб, кг;

$g = 9,82$  м/с<sup>-1</sup> – ускорение силы тяжести.

$$\omega = \frac{\pi n}{30}, \quad (25)$$

где  $n$  – частота вращения бурильных труб, мин<sup>-1</sup>.

$$\omega = \pi \cdot 149,6 / 30 = 15,7 \text{ с}^{-1};$$

$$z = \frac{G_{oc}}{q(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}})}, \quad (26)$$

где  $G_{oc}$  – осевая нагрузка, кгс;

$\gamma_{ж}$  и  $\gamma_{м}$  – удельный вес промывочной жидкости (=1,1 г/см<sup>3</sup>) и стали (=7,85 г/см<sup>3</sup>);

$q$  – средняя масса 1 м бурильных труб.

$$z = \frac{4191}{10,5 \cdot (1 - \frac{1,1}{7,85})} = 464,2 \text{ м.}$$

$$l = \frac{10}{15,7} * \sqrt{-0,5 * 464,2 + \sqrt{0,25 * 464,2^2 + \frac{2 * 10^6 * 62,3 * 15,7^2}{10^3 * 10,5 * 9,82}}} = 12,1 \text{ м.}$$

У ТБСУ 70 длина трубы в сборе равна 6 м. Так как расчетные длины полуволны прогиба больше длин труб, то, (согласно рекомендации Г.М. Саркисова), приравниваем значение длины полуволны прогиба длине труб.

Зная все необходимые значения для расчета напряжения изгиба рассчитываем ее по формуле 14.

$$\sigma_{изг} = \frac{\pi^2 E J f}{l^2 W_{изг}} = \frac{\pi^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 62,3 \cdot 3,485}{600^2 \cdot 21,48} = 554,2 \text{ кгс/см}^2$$

Расчет напряжения кручения изгиба кгс/см<sup>2</sup>:

$$\tau_{кр} = \frac{M_{кр}}{W_{кр}}, \quad (27)$$

где  $M_{кр}$  – крутящий момент на вращение, кгс\*см;

$W_{кр}$  – полярный момент сопротивления сечения при кручении, см<sup>3</sup>.

$$M_{кр} = 94700 \cdot \frac{N}{n}, \quad (28)$$

где  $N = 1,5 \cdot N_{рз} = 21,9 \cdot 1,5 = 32,85 \text{ кВт}$

$$M_{кр} = 94700 \cdot \frac{32,85}{149,6} = 20794,8 \text{ кгс} \cdot \text{см}$$

$$W_{кр} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{(d_H^4 - d_B^4)}{d_H} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{(7^4 - 5,8^4)}{5,8} = 42,9 \text{ см}^3 \quad (29)$$

$$\tau_{кр} = \frac{20794,8}{42,9} = 484,7 \text{ кгс/см}^2$$

Зная значения всех элементов формулы 2.14, находим суммарное напряжение от сил сжатия, изгиба и кручения:

$$\sigma_c = \sqrt{(419,1 + 554,2)^2 + 4 \cdot 484,7^2} = 1373,7 \text{ кгс/см}^2$$

Далее подставляем найденные значения в формулу 10 и находим  $n_{сж}$ :

$$n_{сж} = \frac{5800}{1373,7} = 4,2 \geq 1,7 ,$$

Отсюда следует, что запас прочности бурильных труб удовлетворяет данным требованиям.

### **Определение запаса прочности бурильных труб в любом сечении растянутой части колонны.**

Запас прочности бурильных труб для любого сечения растянутой части определяется по формуле:

$$n_p = \frac{[\sigma_m]}{\sigma_{\Sigma p}} \geq 1,4 , \quad (30)$$

где  $\sigma_{\Sigma p}$  – суммарное напряжение, кгс/см<sup>2</sup>, по третьей теории прочности.

$$\sigma_{\Sigma p} = \sqrt{(\sigma_p + \sigma_{изг})^2 + 4\tau_{кр}^2} \leq [\sigma_m] , \quad (31)$$

где  $\sigma_p$  – напряжение растяжения, кгс/см<sup>2</sup>;

$\sigma_{изг}$  – напряжение изгиба находим по формуле 2.17, с поправкой на то, что значение  $l$  рассчитывается по формуле 2.21, со знаком + в подкоренном выражении ( $0,5 \cdot z$ ).

$$l = \frac{10}{15,7} * \sqrt{0,5 * 464,2 + \sqrt{0,25 * 464,2^2 + \frac{2 * 10^6 * 62,3 * 15,7^2}{10^3 * 10,5 * 9,82}}} = 18,3$$

Так как расчетные длины полуволны прогиба больше длин труб, то, (согласно рекомендации Г.М. Саркисова), приравниваем значение длины полуволны прогиба длине труб  $l=6\text{м}$ . Соответственно  $\sigma_{изг}$  не изменится.

$$\sigma_p = \frac{\varphi \cdot P_p}{F} , \quad (32)$$

где  $P_p$  – усилие растяжения, кгс (находится по формуле 27);

$$P_p = q \cdot z \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) \cdot (\cos \theta_{ср,z} - f_{тр} \cdot \sin \theta_{ср,z}) , \quad (33)$$

где  $\theta_{\text{ср.z}}$  – средний зенитный угол участка z,

z – рассматриваемый участок, м.

$$P_p = 10,5 \cdot 120 \cdot (1 - 1,1 / 7,85) \cdot (0 - 3,485 \cdot -1) = 3775,8 \text{ кгс}$$

$$\sigma_p = \frac{1,2 \cdot 3775,8}{12} = 377,6$$

$$\sigma_{\Sigma p} = \sqrt{(377,6 + 554,2)^2 + 4 \cdot 484,7^2} = 1344,6 \text{ кгс/см}^2$$

$$n_p = \frac{5800}{1344,6} = 4,3 \geq 1,4.$$

Запас прочности бурильных труб удовлетворяет требованиям.

### **Определение запаса прочности бурильных труб в нулевом сечении**

Запас прочности бурильных труб в нулевом сечении определяется по формуле:

$$n_0 = \frac{n_\sigma \cdot n_\tau}{\sqrt{n_\sigma^2 + n_\tau^2}} \geq 1,3, \quad (34)$$

где  $n_\sigma$  и  $n_\tau$  – запас прочности по нормальным и касательным напряжениям, соответственно.

$$n_\sigma = \frac{[\sigma_{-1}]}{\sigma_{\text{изг}} \cdot K_y} \geq 1,3, \quad (35)$$

где  $[\sigma_{-1}]$  – предел выносливости материала бурильных труб при изгибе с симметричным циклом, кгс/см<sup>2</sup>;  $[\sigma_{-1}] = 0,41[\sigma_m]$ ;

$K_y$  – коэффициент ударного характера нагрузки,  $K_y = 1,5$ ;

$\sigma_{\text{изг}}$  определяется по формуле (18).

Для нулевого сечения  $z=0$  формула для нахождения длины полуволны  $l$  (в м) запишется:

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt[4]{\frac{EJ\omega^2}{10^3 qg}} = \frac{10}{15,7} \cdot \sqrt[4]{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot 62,3 \cdot 15,7^2}{10^3 \cdot 10,5 \cdot 9,82}} = 14,88 \text{ м} \quad (36)$$

Так как длины полуволны труб больше длины самих труб, то, (согласно рекомендации Г.М. Саркисова), приравниваем значение длины полуволны прогиба длине труб.

$$n_\sigma = 5800 \cdot 0,41 / (554,2 \cdot 1,5) = 2,86$$

Запас прочности  $n_\tau$  определяется по формуле:

$$n_\tau = \frac{[\tau]}{\tau_{кр}}, \quad (37)$$

где  $[\tau]$  – допустимое напряжение при кручении, кгс/см<sup>2</sup> (табличное значение  $[\tau]=2900$ );

$\tau_{кр}$  – напряжение кручения, определяется с использованием формул (24) – (26).

$$n_\tau = 2900/484,7 = 5,9$$
$$n_0 = \frac{2,86 \cdot 5,9}{\sqrt{2,86^2 + 5,9^2}} = 2,57 \geq 1.3$$

Запас прочности бурильных труб удовлетворяет требованиям.

### 2.11.3 Проверочный расчет мощности привода бурового насоса

Необходимая мощность электродвигателя для привода насоса  $N_H$  (кВт) определяется по формуле:

$$N_H = \frac{10 \cdot Q \cdot H}{102 \cdot \eta}, \quad (38)$$

где  $Q$  – производительность насоса, л/с;

$H$  – давление на выкиде насоса, кгс/см<sup>2</sup>;

$\eta$  – КПД насоса ( $\eta=0,8-0,75$ ).

Давление на выкиде насоса определяется по формуле:

$$H = \frac{(L + 150) \cdot v_{тж}}{2g} \cdot \left( \frac{\lambda_{тр}}{d_{тр}} + \frac{\xi}{l} \right)$$

где  $d_{тр}$  – внутренний диаметр бурильных труб, м;

$L$  – длина трубопровода, м;

$l$  – длина бурильной трубы, м;

$\xi$  – коэффициент местных сопротивлений, 0.3 для труб ТБСУ 70х6;

$v_{тж}$  – скорость течения жидкости, л/мин;

$d_{тр}$  – коэффициент гидравлических сопротивлений;

$\lambda_{тр}$  – коэффициент гидравлических сопротивлений.

Скорость течения жидкости  $v_{\text{тж}}$  рассчитывается по формуле:

$$v_{\text{тж}} = 2,1 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{Q}{d_{\text{тр}}^2}$$

где  $Q$  – расчетная подача бурового насоса, л/с.

$$v_{\text{тж}} = 2,1 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{5,8}{0,058^2} = 0,0362 \frac{\text{л}}{\text{с}} = 2,17 \text{ л/мин}$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений  $\lambda_{\text{тр}}$  зависит от режима течения жидкости  $Re$ . Этот коэффициент можно определить по формуле:

$$Re = \frac{v_{\text{тж}} \cdot d_{\text{тр}}}{\gamma}$$

где  $\gamma$  – кинематическая вязкость жидкости (для воды  $\gamma = 1,01 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ).

$$Re = \frac{0,0362 \cdot 0,058}{1,01 \cdot 10^{-6}} = 2079,2$$

Коэффициент  $\lambda_{\text{тр}}$  рассчитывается по формуле Альшуля:

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \cdot \left( \frac{10^{-4}}{d_{\text{тр}}} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}$$

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \cdot \left( \frac{10^{-4}}{0,058} + \frac{68}{2079,2} \right)^{0,25} = 0,047$$

$$H = \frac{(250 + 150) \cdot 2,17}{2 \cdot 9,8} \cdot \left( \frac{0,047}{0,058} + \frac{0,3}{6} \right) = 28,8 \text{ кгс/см}^2$$

$$N_{\text{н}} = \frac{10 \cdot 5,8 \cdot 28,8}{102 \cdot 0,8} = 20,47 \text{ кВт}$$

Мощность двигателя насоса по техническим характеристикам равна 50 кВт, чего достаточно для проведения работ.

#### 2.11.4 Расчет и выбор талевой системы и каната

Схема талевой системы определяется числом рабочих ветвей и местом закрепления второго конца каната.

Число рабочих ветвей талевой системы определяется по формуле:

$$m = \frac{Q_{\text{кр}}}{P_{\text{лн}} \cdot \eta}, \quad (42)$$

где  $Q_{кр}$  – нагрузка на крюк при подъеме колонны с конечной глубины в период разгона с учетом прихвата снаряда, кгс;

$P_{лн}$  – номинальное тяговое усилие лебедки при минимальной скорости навивки каната на барабан,  $P_{лн}=5200$ кгс;

$\eta$  – КПД талевой системы (зависит от числа ветвей  $\eta = 0,95$ ).

Нагрузка на крюк определяется по формуле:

$$Q_{кр} = \left[ \alpha_1 \cdot \alpha_2 \cdot q \cdot L_{скв} \left( 1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}} \right) \cdot (\cos\theta_{ср} - f_{тр} \cdot \sin\theta_{ср}) + G \right] \cdot a, \quad (43)$$

где  $\theta_{ср}$  – средний зенитный угол участка;

$q$  – средняя масса 1 м бурильных труб с учетом высадки концов, кг, тогда ( $\alpha_1=1$ );

$f_{тр}$  – коэффициент трения ( $f_{тр} = 0,5$ );

$G$  – вес подвижной части талевой системы, кгс;

$\alpha_2$  – коэффициент, учитывающий дополнительные сопротивления ( $\alpha_2 = 1,25$ );

$G$  – вес подвижной части талевой системы, кгс;

$a = \left( 1 + \frac{V_{кр1}}{gt} \right)$  – коэффициент динамических нагрузок ( $V_{кр1}$  – равномерная скорость подъема крюка (м/с) на первой скорости коробки перемены передач станка;

$t$  – время разгона буровой колонны (1-2 с);

$V_{кр1}$  – максимально допустимая скорость подъёма (при длине свечи более 4,7м  $V_{кр1} = 2$ )

$G =$  вертлюг буровой БА15-33Гсб = 194,5кг

$$a = \left( 1 + \frac{V_{кр1}}{gt} \right) = \left( 1 + \frac{2}{9,8 \cdot 1,5} \right) = 1,13$$

$$Q_{кр} = \left[ 1 \cdot 1,25 \cdot 10,5 \cdot 250 \left( 1 - \frac{1,1}{7,85} \right) \cdot (0 - 3,485 \cdot -1) + 194,5 \right] \cdot 1,13 = 8873 \text{ кгс}$$

$Q_{кр} = 8873$  (8,8 тс) при допустимых 20 тс.

$$m = \frac{8873}{5200 \cdot 0,95} = 1,8, \text{ при } P_{лн} \text{ – номинальном тяговом усилии лебедки;}$$

Принимаем число рабочих ветвей равным  $m=2$ , схема талевой системы ТС 1х2.

## 2.12 Промывочная жидкость

Так как интервал 0-20 метров слагают неустойчивые горные породы склонные к обвалу, то бурение на данном интервале будет проводиться глинистым раствором. Так же в раствор добавляется карбоксиметилцеллюлоза КМЦ в качестве понизителя фильтрации и для увеличения условной вязкости и статического напряжения сдвига бурового раствора, что благоприятно скажется на выносе шлама и предотвратит его осаждение при прекращении циркуляции. С целью поддержания рН и для лучшего растворения бентонита используется каустическая сода. Кальцинированная сода используется в растворе как источник ионов карбоната для осаждения ионов кальция и флокуляции растворов при забурке. ФК-2000 добавляется с целью снижения крутящего момента и трения бурильного инструмента о стенки скважины. Раствор приготавливают следующим образом – в воду затворения добавляют кальцинированную и каустическую соды и через смесительную воронку вводят бентонит, КМЦ. После перемешивания в течение 1,5–2 часов раствор готов. После еще раз перемешивают раствор с добавлением ФК-2000.

Интервал 20-250 метром буриться на технической воде с добавлением КМЦ. Данный раствор позволит не загрязнить продуктивную зону трещиноватых пород, при этом будет хорошо выносить шлам на поверхность. Данные по компонентам и их количеству в буровом растворе приведены в таблице

Таблица 2.15 – Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	Название компонента	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м <sup>3</sup>
	от (верх)	до (низ)				

Продолжение таблицы 2.15

1	0	20	Глинистый	1100	Бентонит	163
					Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (сода кальцинированная)	2
					КМЦ-700/85	5
					Вода техническая	928
					ФК-2000	2
					NaOH (каустическая сода)	3
2	20	120	Техническая вода с ПАВ	1010	КМЦ-700/85	50
					Вода техническая	928

### 2.13 Спускоподъёмные операции

Бурильные трубы в скважину опускают с помощью двух элеваторов. На верхнюю часть опускаемой трубы под ниппель бурильного замка надевают элеватор, двумя штропами к нему подсоединяют талевый блок, приподнимают лебедкой трубу над столом ротора и соединяют с бурильной колонной, подвешенной в скважине на столе ротора на втором элеваторе. После навинчивания трубы бурильную колонну приподнимают, вынимают нижний элеватор и опускают всю колонну в скважину до установки верхнего элеватора на стол ротора. Первый элеватор надевают на очередную бурильную трубу, подсоединяют к талевому блоку, поднимают и навинчивают на бурильную колонну. Спуск продолжают до тех пор, пока не будут опущены все бурильные трубы. После этого талевый блок, с которого предварительно сняты штропы, подсоединяют к вертлюгу-сальнику, соединенному с ведущей трубой. Поднимают и навинчивают ведущую трубу на бурильную колонну. Приподнимая буровой снаряд, снимают элеватор. При опускании ведущей трубы находящийся на ней малый вкладыш вставляют в большой вкладыш ротора. Включают буровой насос и ротор и приступают к бурению [3].

Из скважины буровой снаряд поднимают в последовательности обратной спуска. Сначала отвинчивают и отводят в сторону ведущую трубу с вертлюгом-сальником. Затем извлекают бурильную колонну.

Бурильную колонну опускают и поднимают отдельными трубами или свечами, состоящими из двухтрех труб. Отдельные трубы укладывают на специальный стеллаж около буровой установки, а свечи устанавливают вертикально у мачты. Утяжеленные бурильные трубы оттаскивают от скважины специальными тележками.

В комплекте с буровой установкой идут следующие ключи и элеваторы:

- Роторный ключ Р-410 для замков ЗН-95 — 1 шт.;
- Элеватор кольцевой (грузоподъемность 5 тонн.) — 1 шт.;
- Элеватор ЭХЛ 73-25 — 1 шт.;
- Элеватор ЭХЛ 89-35 — 1 шт.;
- Штропы элеватора ЭХЛ — 1 к-т;
- Ключ КОТ 48-89 — 1 шт.;
- Ключ КОТ 89-132 — 1 шт.;
- Ключ 7813-0003 Кд21хр ГОСТ 18981-73 — 1 шт.;
- Ключ 7813-0004 Кд21хр ГОСТ 18981-73 — 1 шт.;
- Ключ трубный цепной КЦН-1 — 1 шт.;
- Ключ трубный цепной КЦН-2 — 1 шт.;
- Ключ трубный цепной КЦН-3 — 1 шт.;
- Ключ отбойный для замка ЗН-95 — 1 шт [4] .

Так же для спуска насосно-компрессорных труб понадобится элеватор ЭХЛ-33-15.

## **2.14 Тампонирование стенок скважины**

С целью закрепления стенок скважины на интервале 0-8 метров спускают кондуктор диаметром 269,9 мм. Пространство между стенками скважины и трубой заливают цементом. Расчет объема цементного раствора производится по формуле:

$$V = 0,785 \cdot (D_{СКВ}^2 - D_{НТ}^2) \cdot H \cdot k, \text{ м}^3$$

где k – коэффициент заполнения пустот, k=1,3;

$D_{СКВ}^2$  и  $D_{НТ}^2$  – диаметры скважины и наружный диаметр обсадных труб, 0,2699 и 0,219 м;

H – высота цементируемого интервала, 8 м.

$$V = 0,785 \cdot (0,2699 - 0,219) \cdot 8 \cdot 1,3 = 0,42\text{м}^3$$

Для изоляции водоносного горизонта от загрязнения, производится крепление скважины обсадными трубами в интервале 0-20 м. Колонна диаметром 168мм цементируется от башмака до устья скважины. Объем цементного раствора равен:

$$V = 0,785 \cdot (0,1905 - 0,168) \cdot 20 \cdot 1,3 = 0,46\text{м}^3$$

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) принято 24 часа. В качестве ускорителя схватывания тампонажного раствора предусматривается использование хлористого кальция ( $\text{CaCl}_2$ ). Затрубное пространство фильтровой колонны диаметром 114, мм не цементируется.

Таблица 3.19 – Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Название (тип жидкости для цементирования)	Название компонента	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Влажность, %	Норма расхода компонента, кг на 1 м <sup>3</sup> раствора
Цемент	ПЦТ-I-G-CC-1	3150	1	1201
	Вода техническая	1010	100	619
	$\text{CaCl}_2$	2170	0	31
Продавочная жидкость	Вода техническая	1010	100	-

### **3. СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС: ВОДОПОДЪЁМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИН**

Любая водозаборная скважина оборудуется водоподъемным оборудованием, главным элементом в котором является насос. Преобразуя механическую энергию приводного двигателя в механическую энергию движущейся жидкости, насосы поднимают жидкость на определенную высоту, подают ее на необходимое расстояние в горизонтальной плоскости или заставляют циркулировать в какой-либо замкнутой системе. По принципу действия насосы подразделяют на динамические и объемные.

В динамических насосах жидкость движется под силовым воздействием в камере постоянного объема, сообщающейся с подводящими и отводящими устройствами.

В объемных насосах движение жидкости происходит путем всасывания и вытеснения жидкости за счет циклического изменения объема в рабочих полостях при движении поршней, диафрагм, пластин. Именно данный тип насосов нашел наибольшее применение при обустройстве водозаборных скважин. По принципу действия насосы подразделяются на:

- а) центробежные;
- б) винтовые;
- в) поршневые;
- г) вихревые;
- д) гидроэлеваторы;
- е) эрлифты.

#### **3.1 Погружные центробежные насосы**

Сейчас погружные ЦН с вертикальной осью и погружным электродвигателем в основном используются для подъема воды из скважины.

Наиболее распространены насосы типа ЭЦВ, а также зарубежные марки типа GRUMDFOS.

Жидкость которая перекачивается - вода общей соленостью (сухой остаток) менее 1500 мг / л, со значением рН = 6,5–9,5, температурой до 25 °С, с долей твердых механических примесей менее 0,01% ...

ЭЦВ насос опускается в скважину в колонне труб и крепится на устье. Следует отметить, что насос необходимо устанавливать в производственном ящике соответствующего диаметра, это связано с отводом теплоты от электродвигателя, а именно с потоком воды между стенками производственного ящика и насосом.

Пример расшифровки маркировки насоса ЭЦВ 12-160-140, где: 12 - внутренний диаметр в дюймах технологической футеровки, на которой должен быть установлен этот насос;

160 - расход м<sup>3</sup> / ч;

140 - напор, в метрах водяного столба.

Конструктивно насосы ЭЦВ представляют собой центробежные многоступенчатые насосы. Насос монтируется непосредственно на погружной электродвигатель. В нижней части находится залитый электродвигатель, а в верхней - насос. Всасывающий кожух установлен непосредственно на двигателе и защищен впускным фильтром. Рабочие колеса ступеней насоса установлены на валу насоса. Обратный клапан расположен на выходе из насоса. Клапан удерживает воду в выпускной трубе и облегчает запуск насоса после простоев. Выход насоса присоединен к нагнетательной линии с помощью резьбы или фланца. Для защиты от работы всухую в колодце нужно установить датчик уровня [8].

ЭЦВ агрегат располагается в колодце таким образом, чтобы динамический уровень воды был более 1-6 м над первой ступенью насоса. Демонтаж и монтаж агрегатов ЭЦВ осуществляется с помощью буровой платформы или автокрана.

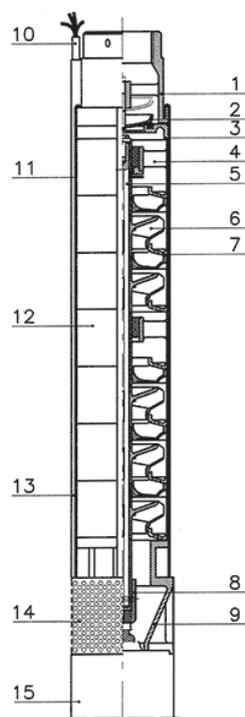


Рисунок 3.1 - Погружной центробежный насос ЭЦВ в разрезе:

1 - нагнетательный корпус; 2 - крышка обратного клапана; 3 - корпус обратного клапана; 4 - подшипниковый корпус; 5 - вал насоса; 6 - ротор; 7 - направляющая; 8 - муфта; 9 - засасывающий корпус; 10 - питающий провод; 11 - стягивающая втулка; 12 - средний корпус; 13 - защита питающего провода; 14 - защитная решетка; 15 - двигатель.

### **3.1.1 Технологические схемы оборудования скважин погружными насосами с устройствами беструбной подвески**

Устройство бескамерного подвеса погружных насосов позволяет значительно упростить технологические схемы устройства скважин. На рисунке 3.2 показаны схемы оборудования скважин с погружными насосами, водозаборных скважин с бескамерными подвесками и труб для подъема воды.

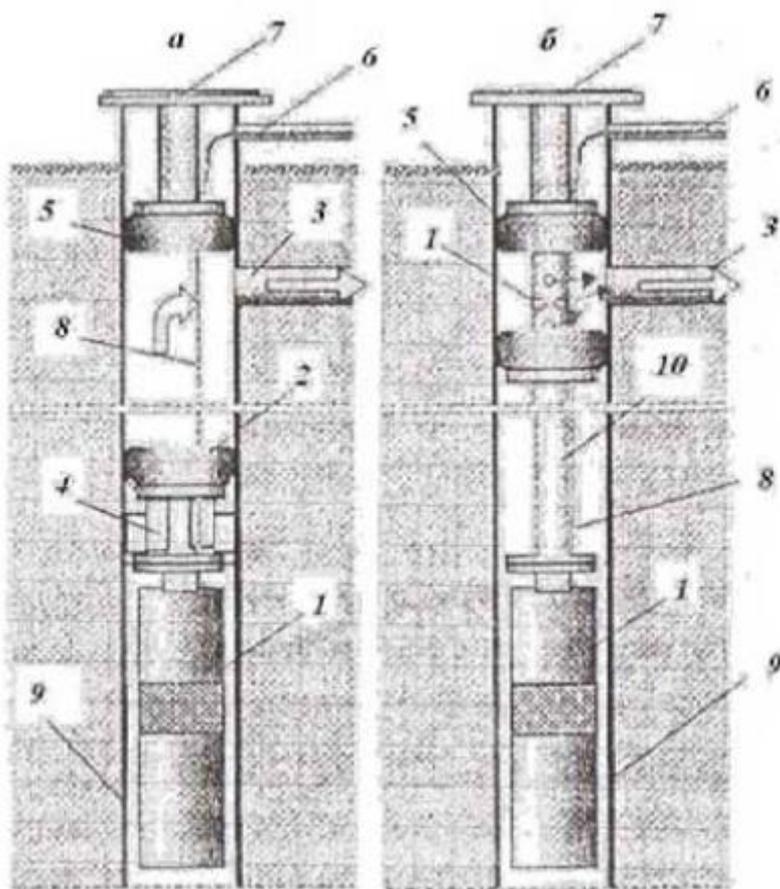


Рисунок 3.2 - Схема установки погружных насосов в водозаборных скважинах:

*a* - с беструбной подвеской; *б*- с водоподъемными трубами;

*1* - погружной насос; *2* и *5* - соответственно нижний и верхний пакер; *3* - соединительный трубопровод; *4* - беструбная подвеска; *б* - трубка для кабеля; *7* - опорный фланец; *8* - электрический кабель; *9* и *10* - соответственно обсадная и водоподъемная труба

В результате установки дополнительного пакером *5* в скважине, а соединение с корпусом *9* напорного трубопровода *3* на глубину замерзания, необходимость строительства наземных павильонов или скважин и, соответственно, их нагревание исключается. Кроме того, условия обслуживания и ремонта скважин улучшают буровые установки, которые требуют установки оборудования непосредственно над устьем скважины [9].

### **3.1.2 Защита погружных насосов от пескования водозаборных скважин**

Из-за шлифовки водозаборных колодцев существует серьезный риск интенсивного абразивного износа основных частей погружных насосов и, как следствие, их быстрого выхода из строя. Особенно это актуально для нефилтрованных скважин в рыхлой породе, где чаще всего происходят процессы удаления песка из каверны.

Для защиты погружных насосов от пескоструйных процессов американская компания «Лакос» разработала для этих целей 16 модификаций гидравлических сепараторов, основанных на центробежном методе разделения песка и воды.

На рисунке 3.3 представлена схема модернизированного устройства гидравлического сепаратора для защиты погружных насосов от пескоструйной обработки.

Состоит устройство из трубчатого корпуса 1, в котором расположены следующие основные элементы: приемная камера 2, зона отделения воды и песка, зона осаждения и удаления песка, зона накопления и удаления немного песка. Приемная камера имеет входные каналы 4 прямоугольной формы, разделенные перегородкой 5. Выхлопная труба 3 установлена в центре приемной камеры. В зоне отрыва воды от песка установлен дисковый отражатель *b*, под которым установлен выпрямитель потока 7 в виде вертикально расположенных пластин (В-В). Зона осаждения и удаления песка разделена на затворы эластичными мембранами-бабочками 8, закрепленными на стержне 9. Мембраны имеют прорезь по внутреннему диаметру корпуса и по периметру выреза (Б-Б). Участок накопления и удаления песка выполнен в виде конической камеры 10, в нижней части которой расположен клапан 11 в виде резиновой втулки. Гидравлический сепаратор установлен в стволе скважины с использованием бескамерной подвески 13. Шток 9, к которому прикреплены отражатель *b*, выпрямитель 7

потока и дроссельные мембраны, прикреплен к поддерживающей центрирующей крестовине 12 внутри корпуса устройства [1].

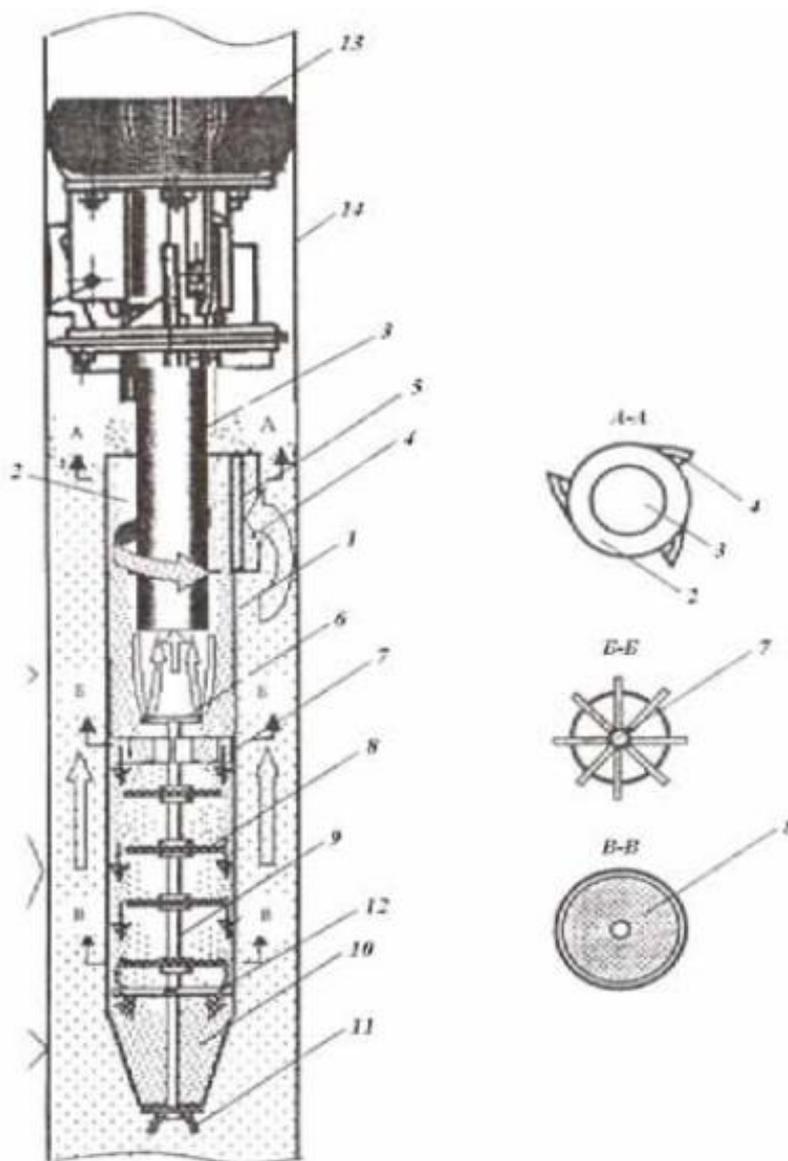


Рисунок 3.3 - Устройство для защиты погружных насосов от пескования  
водозаборных скважин:

1 - корпус устройства; 2 - приемная камера; 3 - сливная труба; 4 - входные каналы; 5 - перегородки; 6 - отражатель; 7 - выпрямитель потока; 8 - дроссельные эластичные мембраны; 9 - стержень; 10- камера накопления песка; 11 - клапан; 12 - опорная центрирующая крестовина; 13 - беструбная подвеска; 14- обсадная труба

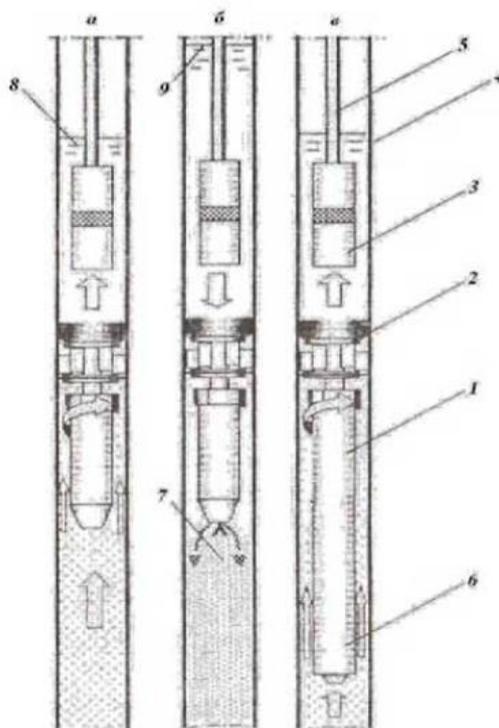


Рисунок 3.4 - Схемы оборудования скважин устройствами защиты погружных насосов от пескования:

*а* - с устройством клапана для сброса песка (при работающем насосе);  
*б* - с устройством клапана для сброса песка (при остановке насоса); *в* - с устройством трубчатой камеры накопления песка; *1* - устройство защиты погружных насосов от пескования; *2* - беструбная подвеска с пакером; *3* - погружной насос; *4* - обсадная колонна труб; *5* - водоподъемные трубы; *б* - труба сбора песка; *7* - клапан для сброса песка; *8* и *9* - динамический и статический уровни

Принцип действия гидросепаратора следующий: водно-песчаная суспензия поступает в отверстия входных каналов 4, которые выполнены по спирали Архимеда (А-А). что гидравлически оптимально при круговом движении реальной жидкости.

Сепаратор должен быть установлен не менее чем на 1,5 м ниже насоса и на 1 м выше верха фильтра колодца [6].

### 3.2 Погружные винтовые насосы

Основным элементом погружного винтового насоса (ПВН) является червяк, вращающийся в резиновой обойме специального профиля. Внутри каждой ступени шнека между ним и резиновым сепаратором образуются полости, заполненные жидкостью и движущиеся вдоль оси шнека. Привод - это тот же ПЭД, что и ПЦЭН, с частотой вращения вдвое меньшей. Это достигается такими соединениями и прокладкой обмотки статора двигателя, которая создает четырехполюсное магнитное поле с синхронной скоростью  $1500 \text{ мин}^{-1}$ .

Если увеличение скорости вращения улучшает производительность насоса для ПЦЭН, то для насоса наоборот желательно снизить частоту вращения вала, так как в противном случае увеличивается износ и нагрев, снижается КПД и другие показатели. Внешне ПВН мало отличается от ПЦЭН.

В комплект установки входят: автотрансформатор или трансформатор на соответствующие напряжения для питания ПЭД; станция управления с необходимой автоматикой и защитой; устьевое оборудование, герметизирующее устье скважины и ввод кабеля в скважину; электрический кабель круглого сечения, прикрепляемый поясками к НКТ; винтовой насос, состоящий из двух работающих навстречу друг другу винтов с двумя приемными сетками и общим выкидом; гидрозащита электродвигателя; маслonaполненный четырехполюсный электродвигатель переменного тока - ПЭД.

Главный рабочий орган винтового насоса состоит из двух одинарных резьбовых винтов 2 и 4 из полированной и хромированной стали с гладкой резьбой, вращающихся в резинометаллических сепараторах 1 и 5, изготовленных из маслостойкой резины специального состава.[1]

Внутренняя полость обойм представляет собой двухзаходную винтообразную поверхность с шагом в два раза большим, чем шаг винта.

Винты соединены с ПЭД и друг с другом валом с промежуточной эксцентриковой муфтой 3. Оба винта имеют одинаковое направление вращения, но один винт имеет правое направление спирали, а другой - левое. Поэтому верхний шнек подает жидкость сверху вниз, а нижний - снизу вверх. Это позволяет уравновесить болты, поскольку силы, действующие на них из-за перепада давления на стороне нагнетания и на входе, будут противоположными.

Любое поперечное сечение стального винта представляет собой правильный круг, но центры этих кругов находятся на винтовой линии, ось которой является осью вращения всего винта. В любом сечении винта, перпендикулярном его оси, круглое сечение смещено от оси вращения на расстояние  $e$ , называемое эксцентриситетом.

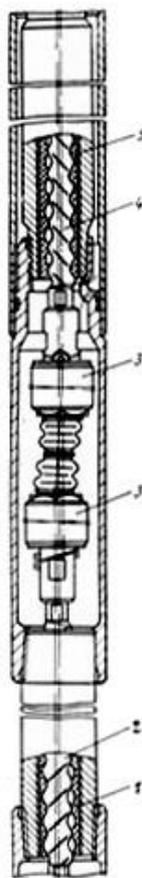


Рисунок 3.5 - Винтовой насос с двумя уравновешенными рабочими органами

Поперечные сечения внутренней полости резиновой обоймы в любом месте вдоль оси винта одинаковые, но повернуты относительно друг друга. Через расстояние, равное шагу, эти сечения совпадают.

Само сечение внутренней полости в любом месте представляет собой две полуокружности с радиусом, равным радиусу сечения винта, раздвинутые друг от друга на расстояние  $4e$  [9].

### 3.3 Водоподъемное оборудование для абиссинских скважин

#### 3.3.1 Ручные насосы

Подъем воды из скважины или шахтного колодца осуществляется насосами, которые подразделяются на ручные и механические. Ручные насосы, как правило, бывают двух типов: штанговые и поршневые.

Если высота подъема воды более 7 метров, применяют штанговые насосы. При меньшей высоте подъема воды целесообразнее применять поршневые насосы.

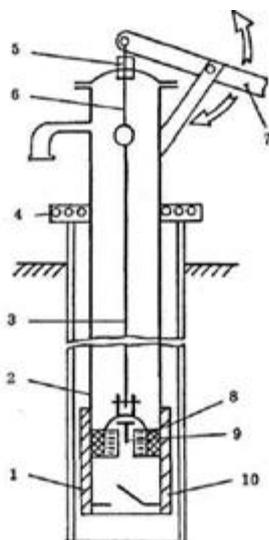


Рисунок 3.6 - Штанговый насос

Штанговый насос состоит из колонны водоподъемных труб 2, насосного цилиндра 1, закрепленного на конце водоподъемных труб, комплекта штанг 3, на котором шарнирно закреплен поршень 8, и наземного ручного приводного механизма, состоящего из штока 6 и балансира 7. Насосный цилиндр 1 опускается в скважину на колонне водоподъемных труб

2, которые закрепляют на конце обсадных труб с помощью специального хомута 4. В воду насосный цилиндр погружается ниже постоянного уровня воды. Это необходимо для того, чтобы нижний всасывающий дисковой или шариковый клапан 10 не мог выступить из-под воды во время откачки. На верхнем конце водоподъемных труб крепится сальник 5. Опустив насосный цилиндр на требуемую глубину, на штангах 3 опускается поршень 8 с таким расчетом, чтобы он не доходил до нижнего клапана цилиндра на 50-60 мм. Верхний конец штанги прикрепляют к штоку 6, проходящему через сальник 5 и связанному шарнирно с балансиром 7.

Поршень 8 имеет в середине проточку, в которой устанавливают клапан 9. На наружной поверхности поршня крепится кожаная или резиновая уплотнительная муфта. При движении поршня вниз закрывается клапан 10 и открывается клапан 9. Вода поступает в пространство над поршнем. Когда поршень движется вверх, он поднимает всю находящуюся над ним воду, а в пространство под поршнем из-за разрежения воздуха будет поступать вода из скважины. В это время поршневой клапан 9 закрыт, а всасывающий клапан 10 открыт. Таким образом происходит перекачивание воды из скважины или колодца [6].

Поршневой насос по конструкции аналогичен штанговому насосу, но имеет некоторое отличие.

Основное условие работы поршневого насоса — это неглубокое (не более 7-10 м) залегание водоносного слоя или высокий уровень грунтовых вод.

Поршневой насос устанавливают на верхнем конце водоподъемных труб на уровне 70-100 см от уровня земли. Поршневой насос состоит из цилиндра 6, внутри которого перемещается поршень 7. В поршне вмонтирован поршневой клапан 8, а в днище цилиндра устанавливается дисковой клапан 5. При движении поршня вниз дисковой клапан 5 закрывается и вода из-под поршня поступает через открытый поршневой

клапан 8 в освобождающееся пространство над поршнем. При движении поршня вверх поршневой клапан 8 закрывается и водяной столб над поршнем поднимается в водоприемный резервуар 10.

Под поршнем в это время создается разрежение. За счет этого разрежения клапан 5 открывается и вода поднимается в пространство под поршень. Для возвратно-поступательного движения поршня служит шток 9, шарнирно соединенный с балансиром 11. Для осуществления механической перекачки воды из скважины устанавливают обратный клапан 4 для того, чтобы совместить работу электронасоса и поршневого насоса [9].

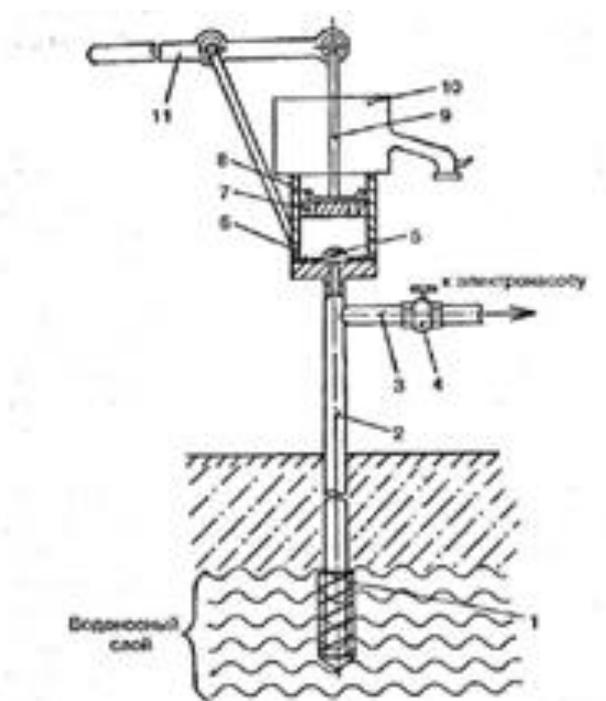


Рисунок 3.7 - Поршневой насос

### 3.3.2 Механические насосы

Для перекачки воды из колодцев и скважин применяются электромеханические насосы, которые в зависимости от принципа действия подразделяются на центробежные, шестеренчатые и электромагнитные (вибрационные).

Электрический центробежный насос состоит из двух основных частей: электродвигателя и лопастного центробежного насоса. Рабочее колесо вместе с лопастями заключено в кожух, выполненный в виде улитки. Трубопроводы

всасывания и нагнетания подсоединяются к впускным и напорным отверстиям корпуса. Рабочее колесо с лопастями соединено с валом электродвигателя. Наполняющая насос вода при вращении крыльчатки под действием центробежной силы выбрасывается из корпуса в напорный трубопровод. Во время вращения крыльчатки во всасывающей трубе насоса создается разрежение, за счет чего вода непрерывно поступает во всасывающий патрубок. Центробежные насосы могут работать только в том случае, если рабочее колесо и, следовательно, всасывающий трубопровод заполнены водой. Следовательно, чтобы вода оставалась внутри насоса, когда он остановлен, на конце всасывающей линии необходимо установить всасывающую трубу с обратным клапаном.

Если насос вводится в эксплуатацию впервые после монтажа или ремонта, в его корпус сначала заливают воду, обращая внимание на образование воздушных пробок. Работа насоса отличается его производительностью и высотой. Насос следует выбирать таким образом, чтобы его производительность соответствовала часовому расходу воды в системе водоснабжения, а давление было достаточным, чтобы поднять воду на необходимую высоту и преодолеть сопротивление трубопроводов и труб. арматура.

Недостатком центробежных насосов является необходимость предварительного заполнения водой. Шестеренчатые насосы лишены этого недостатка, который не требует заполнения водой. Хотя шестеренчатые насосы менее эффективны и менее надежны, чем центробежные.

Насосы прямого вытеснения с электромагнитными вибрационными двигателями широко используются. Принцип их действия основан на использовании электромагнитных колебаний, передаваемых клапану плавнику. При сравнительно небольшой потребляемой мощности (250 Вт) и малой массе производительность таких насосов достигает 1,5 м<sup>3</sup>/час при максимальном напоре 40 м. [9].

Электромагнитные насосы не имеют трущихся поверхностей, вращающихся деталей и не требуют смазки.

Электромагнитные (вибрационные) насосы предназначены для подъема воды из колодцев и трубчатых скважин при их непосредственном погружении в воду без предварительной заливки водой. Питаются насосы от однофазной сети переменного тока при длительном режиме работы.

### 3.3.3 Вихревые насосы

Вихревые насосы относятся к машинам трения. Рабочее колесо вихревого насоса похоже на рабочее колесо центробежного насоса, оно всасывает жидкость из внутренней части канала и перекачивает ее наружу, в результате чего возникает продольный вихрь. Когда жидкость проходит через рабочее колесо в вихревом насосе, например в центробежном насосе, кинетическая энергия жидкости увеличивается (увеличивается ее скорость) и энергия потенциального давления.

Рабочий орган насоса - радиальное или наклонное рабочее колесо. Колесо вращается в цилиндрическом корпусе с малым осевым люфтом.

Жидкость поступает через всасывающий порт в канал, перемещается по нему крыльчаткой и выбрасывается через выпускное отверстие.

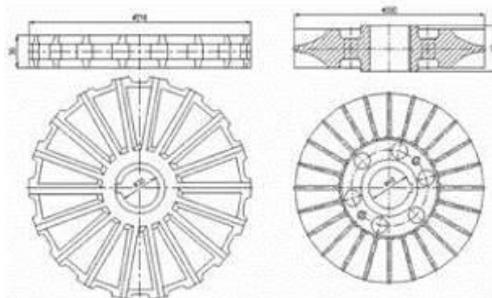


Рисунок 3.8 - Общий вид колеса вихревого насоса СВН-80

Вихревой насос по сравнению с центробежным насосом имеет следующие преимущества: создаваемое им давление в 3-7 раз выше при тех же размерах и той же частоте вращения рабочего колеса; конструкция проще и дешевле; имеет способность самовсасывания; может работать на смеси жидкости и газа; расход меньше зависит от противодействия в сети.

Недостатками насоса являются низкий КПД, не превышающий 45% в рабочем режиме, и недостаточная подача жидкости, содержащей абразивные частицы (так как это приводит к быстрому износу торцевых стенок и радиальные зазоры и, как следствие, падение давления и КПД).

Вихревые насосы обычно используются, когда необходимо создать большой напор при малом расходе. Поэтому они широко используются в химической промышленности для подачи кислот, щелочей и других химически агрессивных реагентов, где при низких скоростях подачи (низкая скорость химических реакций) требуются высокие подачи (высокое гидравлическое сопротивление реакторов и высокое давление, при котором протекают реакции). Вихревые машины используют в качестве вакуум-насосов и компрессоров низкого давления. В последние годы они находят применение в системах перекачки сжиженного газа.

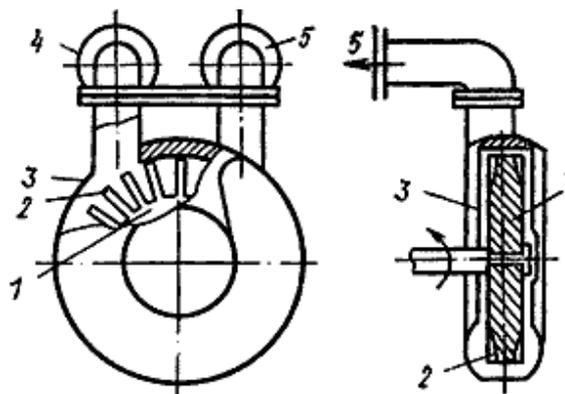


Рисунок 3.9 - Схема вихревого насоса:

- 1 - рабочее колесо; 2 - лопатка; 3 - корпус; 4 - всасывающее отверстие;  
5 — выходное отверстие

Рабочим органом вихревого насоса является рабочее колесо 1 с радиальными или наклонными лопатками (рис. 2), помещенное в цилиндрический корпус с малыми торцевыми зазорами. В боковых и периферийной стенках корпуса имеется концентричный канал 2, начинающийся у всасывающего отверстия и кончающийся у напорного. Канал прерывается перемычкой 4, служащей уплотнением между напорной и всасывающей полостями. Жидкость поступает через всасывающий патрубок

5 в канал, прогоняется по нему рабочим колесом и уходит в напорный патрубок 3 [1].

### 3.4 Гидроэлеваторы

Действие гидролифтов, или струйных насосов, основано на прямой передаче энергии от одного потока (рабочим потоком) другому - всасывающему потоку, который имеет меньший запас энергии.

Принцип работы водоструйного насоса следующий. Проходя через сопло рабочий поток приобретает высокую кинетическую энергию. В результате потенциальная энергия давления в струе жидкости, истекающей из сопла, уменьшается. За счет падения давления и смешения рабочей струи с окружающей жидкостью она засасывается (нагнетается) в рабочую камеру и движется вместе с рабочей струей, образуя смешанный поток.

Водоструйные насосы серии предназначены для перекачки скважин, оборудованных фильтрующими колоннами диаметром 89, 108, 146 и 168 мм. Эти насосы позволяют достичь скорости откачки до 10 л / с на динамической глубине до 70 м. Водоструйные насосы обеспечивают перекачивание с содержанием твердых частиц в воде до 30%.

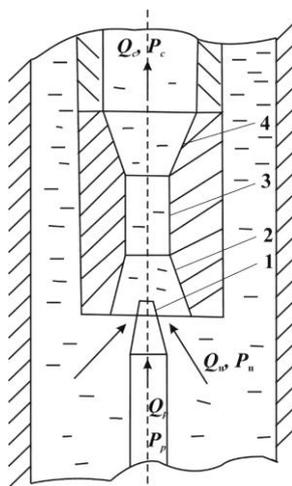


Рисунок 3.10 – Схема водоструйного насоса:

1 - рабочее сопло; 2 - конфузор (сопло) смешательной камеры; 3 - смешательная камера (горловина); 4 - диффузор смешательной камеры;  $Q_n$ ,  $Q_p$ ,  $Q_c$  - инжектируемый, рабочий и сжатый (смешанный) потоки

соответственно;  $P_n, P_p, P_c$  - абсолютные давления инжектируемого, рабочего и смешанного потоков соответственно.

Водоструйные насосы обязательно включают в себя гидравлический пакер.

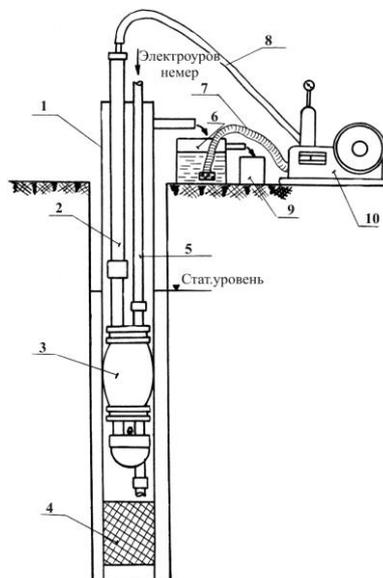


Рисунок 3.11 – Схема оборудования для проведения временных откачек воды:

- 1 - водоподъемная колонна; 2 - нагнетательные трубы; 3 - насос водоструйный; 4 - фильтр; 5 - пьезометрические трубы; 6 - промежуточная емкость; 7 - всасывающий шланг; 8 - нагнетательный шланг; 9 - мерная емкость; 10 - буровой насос

Гидравлический пакер используется для изоляции ствола колонны фильтров и предотвращения проникновения водяного столба, расположенного над пакером, в водоносный горизонт и вторичного всасывания насосом.

Пакер имеет два отверстия, благодаря которым при работе водоструйного насоса внутри пакера создается давление 2 - 3 МПа, равное перепаду давления на сопле насоса, что позволяет последнему удерживать воду. колонка не менее 150 м.

Пакерные устройства опускаются в скважину и поднимаются на поверхность на бурильных трубах, которые перекачивают воду к косяку.

Закачиваемая и закачиваемая рабочая жидкость выходит на поверхность по затрубному пространству между буровой установкой и обсадными колоннами [9].

Использование струй высокого давления позволяет воздействовать на призабойную зону скважин импульсами гидродинамического давления одновременно с пробной откачкой, при этом проницаемость обжимных фильтров и прилегающих к фильтрам водоносных горизонтов быстро восстанавливается.

Импульсы гидродинамического давления возникают из-за неравномерной подачи рабочей среды поршневыми буровыми насосами к взрывным устройствам.

При резких остановках поршневых насосов и, как следствие, струйных устройств давление закачки падает, пакер сжимается, открывая замкнутое кольцевое пространство между скважиной и обсадными колоннами, а также всю колонну обсадных труб. Жидкость, заполняющая скважину, передает давление на забой, создавая внезапный скачок давления в зоне фильтрации, способствуя более полной и быстрой очистке скважин.

Это явление используется для пробной откачки и разработки скважин с помощью периодических внезапных остановок поршневых насосов.

Для откачки и разработки скважин струйными аппаратами предварительная замена глинистого раствора в скважине водой не требуется. Струйные устройства могут применяться в скважинах, заполненных буровым раствором практически любой концентрации.

Недостаток струйных насосов - низкий КПД. до 30% [9].

### **3.5 Эрлифты**

Эрлифт (англ. air - воздух, lift - поднимать) - своего рода струйный насос. Он представляет собой вертикальную трубку, в нижнюю часть которой, опущенную в жидкость, нагнетается газ под давлением. Эмульсия

(смесь жидкости и пузырьков), образующаяся в трубе, увеличивается из-за разницы в удельном весе эмульсии и жидкости.

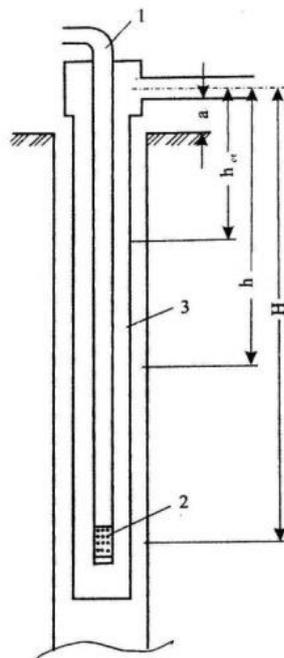


Рисунок 3.12 – Схема оборудования скважин эрлифтом:

1 - воздухопроводные трубы; 2 - смеситель; 3 - водоподъемные трубы.

Эрлифты получили широкое распространение при проведении гидрогеологических откачек за счет ряда преимуществ:

- простота и надежность в работе;
- возможность перекачивания воды с повышенным содержанием взвешенных частиц (до 20%) различных фракций;
- высокая производительность;
- возможность регулирования подачи воды и динамического уровня воды для получения требуемых проектных параметров откачки;

Распространение эрлифтов при гидрогеологической откачке обусловлено рядом преимуществ:

- возможность откачки скважин в импульсном режиме с целью разработки герметичных водоносных горизонтов, эффективного удаления закупоривающего агента и восстановления естественной проницаемости пласта;

- отсутствие необходимости в специальном энергетическом оборудовании (электростанции, погружные насосы, трансформаторы и др.);
- возможность откачки из скважин малых диаметров.

Существующие конструкции эрлифтов имеют и ряд существенных недостатков:

- необходимость определенного отношения глубины погружения смесителя ( $H$ ) к динамическому уровню ( $h$ ), который именуется коэффициентом погружения ( $K$ ); Экспериментально установлено, что система воздушного моста может работать при  $K = 1,4-3,0$ . Оптимальное значение  $K$  -  $2,0-2,5$ , минимальное удовлетворительное -  $1,4-1,7$ ;

- необходимость определенного соотношения между глубиной загрузки смесителя при динамическом уровне воды и максимальным давлением компрессора. Если смеситель должен быть загружен на глубину более 70 м (при динамическом уровне воды более 70 м), обычный компрессор с давлением до 0,7 МПа не может быть запущен.

- нестабильность выходящего из скважины водовоздушного потока, влияние наличия воздуха в перекачиваемой воде на показатели расхода.

Один из способов повысить эффективность откачки воды из колодцев при помощи эрлифтных водоподъемников является совершенствование конструкции смесителя эрлифта [9].

### **3.5.1 Динамоэрлифты**

Принцип действия динамо-лифта заключается в создании закрученного направленного воздушного потока с переменным углом по отношению к оси скважины. Динамо-эрлифт имеет три модификации.

#### **Динамоэрлифт без поворотного механизма ДИЭР-1**

Данная модификация является базовой. При прокачке воздух от компрессора по воздуховодам 1 поступает в смеситель 2 и, выйдя из отверстий, попадает в экраны 3, направляя воздушные струи под разными углами вверх, т.е. по течению перекачиваемой воды.

Отверстия смесителя расположены таким образом, чтобы воздушные форсунки покрывали весь полезный объем водопроводных труб эрлифта по длине смесителя.

Благодаря этому вы добиваетесь:

- дополнительные динамические нагрузки восходящего потока воды и воздуха в водопроводных трубах потоком воздуха одного направления и увеличивающие расход; интенсификация водозабора и повышение эффективности воздушного транспорта;

- более эффективное распыление, перемешивание и воздухом насыщение воды в стояках, что также увеличивает интенсивность водопоглощения и эффективность воздушного транспорта;

- более равномерное насыщение воды в поднимающихся трубах воздухом, о чем свидетельствует уменьшение пульсации воды, выходящей из колодца.

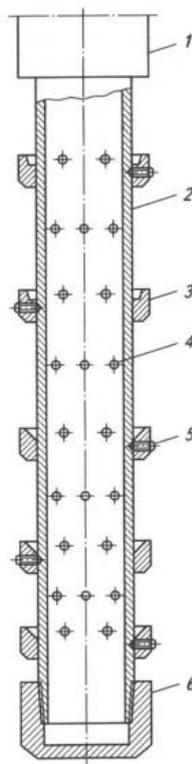


Рисунок 13 – Динамоэрлифт без поворотного механизма ДИЭР-1:

1 - воздушные трубы; 2 - смеситель; 3 - экран; 4 -отверстия; 5 -  
штифты; 6 - заглушка.

## Динамозэрлифт с верхним расположением поворотного механизма ДИЭР-2

Данная модификация отличается от базовой модели наличием подшипникового узла и поворотного механизма. Динамо-лифт данной модификации состоит из воздухопроводов, подшипникового узла 11, поворотного механизма 21 и мешалки 22.

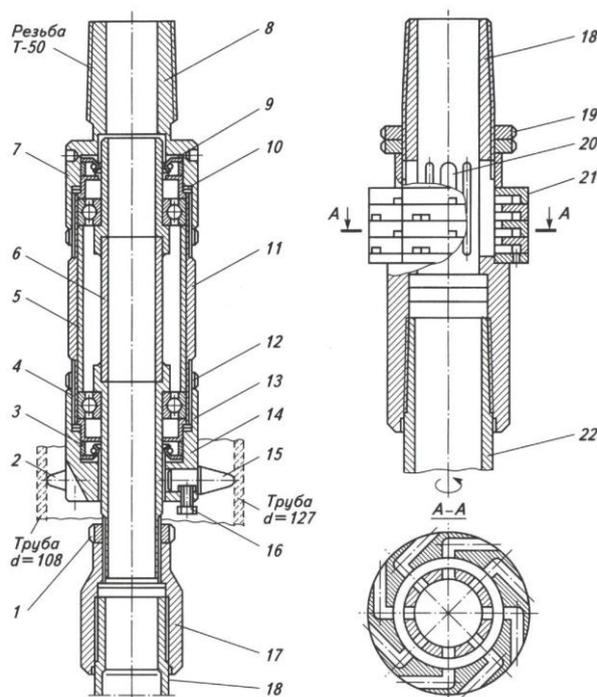


Рисунок 3.14 – Динамозэрлифт ДИЭР-2 с верхним расположением поворотного механизма:

1, 12, 19 - гайки; 2, 15 - сменные пальцы; 3 - манжета; 4 - подшипники; 5 - трубка; 6 - вал; 7, 14 - втулки; 8 - переходник на воздушные трубы; 9, 10 - кольца; 11 - корпус подшипникового узла; 13 - прокладка; 16 - болт; 17 - переходник; 18 - корпус поворотного механизма; 20 - окна; 21 - поворотный механизм; 22 - смеситель.

Воздух от компрессора подается по воздуховодам, проходит через подшипниковый узел и через окна 20 поступает в поворотный механизм 21, то есть в набор дисков, установленных на корпусе 18 с помощью гайки и контргайки 19. Диски фрезерованы в виде кольца, радиального и тангенциального каналов, в которые поступает воздух. через окна 20.

За счет сил реакции воздушных форсунок вращающийся механизм и смеситель 22 вращаются, что дополнительно увеличивает эффективность смешивания воздуха с водой. Кроме того, в потоке создается эффект закрученных воздушных струй, что способствует более эффективному подъему жидкости.

Динамоэрлифт с нижним расположением поворотного механизма ДИЭР-3.

Эта модификация отличается от предыдущей тем, что поворотный механизм 3 установлен в нижней части смесителя. Это позволяет использовать два вращающихся механизма для увеличения эффекта аэрации воды в зависимости от различных гидрогеологических характеристик водоносных горизонтов [6].

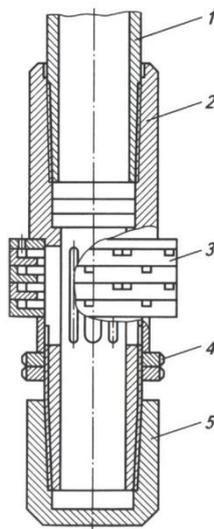


Рисунок 3.15 – Нижнее расположение поворотного механизма в ДИЭР-3:

1 - смеситель; 2 - корпус; 3 - поворотный механизм; 4 - гайки; 5 - заглушка.

### 3.5.2 Ступенчатые эрлифты

При невысоких статических (и, как следствие, динамических) уровнях воды в скважине или при малых расходах водоносного горизонта (когда ожидается значительное понижение уровня воды во время откачки)

необходимо предусмотреть установку воздухопроводов на значительная глубина для получения удовлетворительного коэффициента нагрузки. Эта проблема успешно решается с использованием шахтного воздушного транспорта, что значительно расширяет область применения водоподъемников.

Ступенчатый эрлифт предназначен для проведения гидрогеологических откачек из скважин с глубоким залеганием водоносных горизонтов.

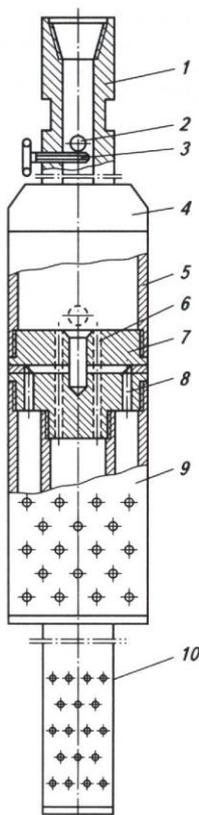


Рисунок 3.16 – Ступенчатый эрлифт СТЭ:

1 - ниппель замка; 2 - шаровой клапан; 3 - винт; 4 переходник; 5 - муфта; 6 - каналы 2-й ступени; 7 - распределительный узел; 8 - каналы 1-й ступени; 9 - смеситель 1-й ступени; 10 - смеситель 2-й ступени.

Во время работы воздушного транспорта компрессорный воздух через воздушные трубки через ниппель, переходник и муфту попадает в распределительный узел 7. Шаровой кран 2 находится в верхнем положении на ниппеле 1 и удерживается винтом 3, или то есть воздухопроводы в распределительной коробке открыты. Однако воздух в этом случае будет

проходить через воздуховод с меньшим сопротивлением, то есть через каналы 8 к смесителю первой ступени.

После стабилизации работы эрлифта на первой ступени с помощью винта 3 отпускается шаровой кран 2, который при спуске закрывает каналы 8 первой ступени, и воздух по каналам 6 будет направлен на вторую ступень 10. без остановки компрессора.

В этих условиях первая ступень эрлифта обеспечивает начальное снижение гидростатического давления столба жидкости над смесителем второй ступени, пониженное ниже динамического уровня на глубине, соответствующий требуемому коэффициенту нагрузки, что позволяет вводить в действие вторую ступень эрлифта (и, в целом, работу водоподъемника), не прибегая к повышенным пусковым давлениям компрессора.

Расчет глубины загрузки полов авиатранспорта производится следующим образом.

При расчете глубины загрузки смесителя 1-й ступени  $H_1$  необходимо учитывать условие: столб воды над смесителем 1-й ступени не должен превышать 60-65 м, что соответствует максимальному давлению большинства используемых мобильных компрессоров (0,6-0,7 МПа), в противном случае у вас не получится включить первую ступень.

Таким образом,  $H_1$  определяется заранее по формуле:

$$H_1 \leq (h_0 + 100 \cdot P_m) \quad (45)$$

где  $h_0$  - глубина статического уровня, м;  $P_m$  - максимальное давление компрессора, МПа.

Рабочее давление компрессора  $P_1$  (в МПа) определяется по формуле:

$$P_1 = 0,01 \cdot [h_1 \cdot (K_1 - 1) + 5] \quad (46)$$

где  $h_1$  - глубина динамического уровня, м;  $K_1$  - коэффициент загрузки смесителя.

После включения первой ступени компрессор начинает работать при пониженном давлении, соответствующем давлению столба рабочей жидкости над смесителем, т.е. создается определенный запас давления, который будет определять глубину загрузки смесителя второй ступени  $H_2$ .

Это обеспечивается непрерывностью процесса, поскольку вторая ступень включается практически сразу после выключения первой ступени[9].

Тогда: 
$$H_2 = H_1 + 100 \cdot (P_m - P_1) \quad (46)$$

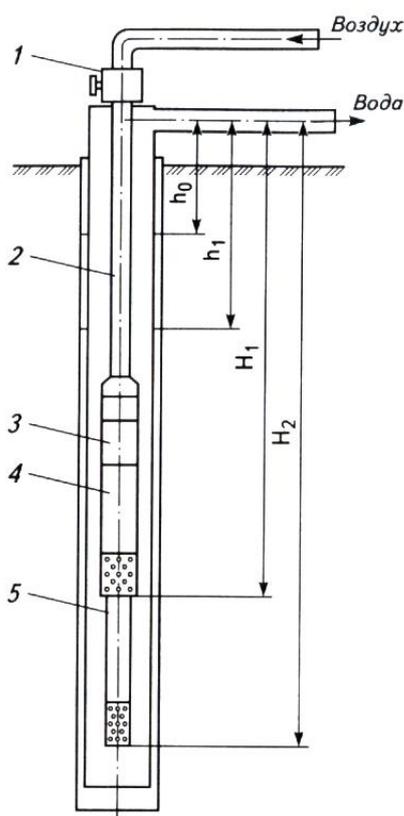


Рисунок 3. 17 - Монтажная схема ступенчатого эрлифта:

1 - нипель замка; 2 - воздухопроводные трубы; 3 - распределительный узел; 4, 5 - трубы первой (4) и второй (5) ступеней со смесителями.

## **4. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ И ПОДСОБНЫЕ ЦЕХА**

### **4.1. Организация ремонтной службы**

На базе бурового участка должно иметься все необходимое оборудование и инструмент для мелкого и простого ремонта. Наиболее подверженные износу механизмы и детали должны находиться в запасе.

При поломке того или иного инструмента, его восстанавливают своими силами или заказывают новый. Ремонт оборудования производится преимущественно на месте работ силами буровой бригады. В тяжелых и сложных случаях работы ведутся механиками.

Плановые технические осмотры, профилактические работы проводятся силами буровой бригады непосредственно на буровой площадке, либо при необходимости на территории базы. Для этих целей на базе всегда должен находиться запас расходных частей (топливные, масляные фильтры, манжеты, сальники и т.п.) и ГСМ.

### **4.2. Организация энергосбережения**

Обеспечение электроэнергией силовых приводов буровой установки и средств освещения рабочих мест будет осуществляться при помощи дизельной электростанцией, входящей в комплект буровой установки.

Жилые вагоны и другие помещения будут обеспечиваться дизельной электростанцией рассчитанной на мощность в 30кВт. Так же на участке должна быть дизельная электростанция малой мощности, для обеспечения в отдельных случаях электроэнергией сварочный аппарат, болгарку и другой инструмент в труднодоступной местности.

### **4.3. Организация водоснабжения и приготовления буровых растворов**

При бурении скважины на данном участке будет использоваться в качестве промывочной жидкости техническая вода. Для обеспечения водой будет использоваться «водовозка» на базе автомобиля Урал. Вода будет

доставляться с ближайшего водоема. Такая вода будет использована исключительно для технических нужд.

Обеспечение буровой питьевой водой будет осуществляться силами буровой бригады – недалеко от участка проведения есть горные ручьи с ледниковой водой и ключи. Перед употреблением воду желательно прокипятить.

#### **4.4. Транспортный цех**

Для организации работ на участке будет использоваться следующее транспортное оборудование:

1. Бульдозер – для организации подъездных путей, площадок под буровые установки и рекультивации земель.
2. Водовозный транспорт на базе автомобиля Урал – для доставки технической воды на буровую.
3. Служебный транспорт, УАЗ-2207 – для доставки различного персонала к месту проведения работ.
4. Грузовой автомобиль Урал с манипулятором – для перевозки бурового оборудования и инструмента.

#### **4.5. Связь**

Участок буровых работ находится в достаточной удаленности с населенными пунктами, поэтому связь буровой бригады с базой и между собой будет осуществляться с помощью рации.

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Местом проведения работ является Джелиндуконский лицензионный участок, расположенный в Красноярском крае Эвенкийском муниципальном районе северо-восточнее п. Ванавара и принадлежащем ОАО «НК «Роснефть».

Целью работы является проектирование технологии и техники проведения буровых по строительству водозаборной скважины на воду для обеспечения производственного водоснабжения сроком эксплуатации до 1,5 лет с заявленной потребностью в воде составляет 50 м<sup>3</sup>/сут. Так же проектом предусмотрен отбор керновых проб с целью уточнения геологического строения района на данном участке.

Работы будут производиться самоходной буровой установкой УРБ-3А3.

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

При приеме на работу в соответствии с трудовым кодексом РФ требуется предоставить следующие документы:

- паспорт или иной документ, удостоверяющий личность;
- документы воинского учета;
- трудовую книжку;
- документ об образовании и о квалификации или наличии специальных знаний;
- справку о прохождении медосмотра в соответствии с приложением N 1. Направление на предварительный (периодический) медицинский осмотр (обследование).

Трудовые договоры могут заключаться на неопределенный срок и расторгается на следующих основаниях:

- 1) соглашение сторон (статья 78 настоящего Кодекса);

2) расторжение трудового договора по инициативе работника (статья 80 настоящего Кодекса);

3) расторжение трудового договора по инициативе работодателя (статьи 71 и 81 настоящего Кодекса);

4) перевод работника по его просьбе или с его согласия на работу к другому работодателю или переход на выборную работу (должность).

Заработная плата каждого работника зависит от его квалификации, сложности выполняемой работы, количества и качества затраченного труда и состоит из оклада или базового оклада и выплат по тарифной ставки.

Расходы на дорогу до месторождения и обратно оплачивает работодатель.

Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен.

Каждый сотрудник обязан проходить инструктажи по безопасности труда:

- первичный инструктаж при приеме на работу;
- в процессе работы не реже раза в установленное время правилами компании;
- при введении новых правил, при появлении нового оборудования, при перерывах в работу более 60 дней, при неоднократном нарушении правил техники безопасности.

Обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда производится за счет средств работодателя.

При ведении буровых работ на участке буровые установки должны быть обеспечены необходимыми контрольно-измерительной аппаратурой, средствами механизации и автоматизации, инструментом. Размеры площадок должны быть достаточными для размещения на них всего необходимого оборудования и инструмента, иметь с разных сторон достаточных размеров

подъезды для транспорта. Перед началом опасных работ или работ требующих повышенного внимания, рекомендуется провести дополнительный инструктаж на рабочем месте. Инструктаж должен проводить буровой мастер.

В соответствии с ГОСТ 21753-76 Система "человек-машина". Рычаги управления должны соответствовать следующим эргономическим требованиям:

1. Минимальная длина свободной части рычага управления (вместе с рукояткой) в любом его положении должна быть не менее 50 мм - для захвата пальцами и 150 мм - для захвата всей кистью.

2. Форма и размеры рукояток рычагов должны обеспечивать максимальное удобство их захвата и надежного удержания в процессе управления. При этом предпочитают рукоятки с плавными округлыми формами, близкими к шаровидной и удлиненной - цилиндрической, тщательно обработанной гладкой или рифленой поверхностью без острых углов и заусенцев.

3. Рукоятки рычагов, используемых в условиях низкой температуры окружающей среды, должны изготавливаться из материалов или покрываться материалами, которые обладают низкой теплопроводностью.

4. Для одновременного выполнения нескольких управляющих действий (более чем в двух измерениях) допускается применять рычаги управления в комбинации и едином конструктивном исполнении с другими типами органов управления (штурвалом, кнопкой, защелкой и др.). Каждый из них должен отвечать своим специфическим эргономическим требованиям.

5. Рычаги управления необходимо устанавливать на рабочем месте так, чтобы их рукоятки при любом положении рычага находились в пределах зоны досягаемости моторного поля оператора с учетом требований безопасности по ГОСТ 12.2.003-74.

6. Рукоятки рычагов, используемые чаще пяти раз за смену, должны находиться в зоне досягаемости моторного поля оператора.

7. Рычаги управления должны иметь хорошо видимые надписи, означающие их назначение, а также указатели положения, направления перемещения и его следствия, помещаемые как непосредственно на рычагах, так и рядом с ними.

8. Рычаги управления должны быть установлены так, чтобы при их перемещении исключалась возможность случайного включения (выключения) смежного рычага.

По ГОСТ 22613— 77 Выключатели и переключатели поворотные поворот выключателя или переключателя по часовой стрелке должен приводить к включению, увеличению параметра, а против часовой стрелки — к его выключению, уменьшению параметра, При этом должен соблюдаться принцип соответствия движения указателя индикаторного устройства движению органа управления.

Приводные элементы повторных переключателей должны иметь надежное крепление их на оси, исключающее их поворачивание и соскакивание.

При расположении элементов рабочего места должны быть предусмотрены необходимые средства защиты человека-оператора от воздействия опасных и вредных факторов, предусмотренных ГОСТ 12.0.003-74, а также условия для экстренного ухода человека-оператора с рабочего места.

Органы управления и функционально связанные с ними индикаторы необходимо располагать вблизи друг друга функциональными группами таким образом, чтобы орган управления или рука оператора при манипуляциях с ним не закрывала индикатора. Органы управления, применяемые только для технического обслуживания и регулировки, должны размещаться отдельно от остальных органов управления или быть

изолированными от человека-оператора на период выполнения им основной работы.

Средства отображения информации необходимо группировать и располагать группы относительно друг друга в соответствии с последовательностью их использования или с функциональными связями элементов систем, которые они представляют. При этом средства отображения информации необходимо размещать в пределах групп так, чтобы последовательность их использования осуществлялась слева направо или сверху вниз.

Лицевые поверхности индикаторов следует располагать в оптимальной зоне информационного поля в плоскости, перпендикулярной нормальной линии взора оператора, находящегося в рабочей позе.

## 5.2 Производственная безопасность

### 5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Перечень вредных и опасных факторов при проведении буровых работ на месторождении, произведенный по ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень опасных и вредных факторов, сведен в таблицу 5.1.

Таблица 5.1– Перечень опасных и вредных факторов

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Транспортировка и монтаж-демонтаж оборудования	Бурение скважин и вспомогательные работы	
1. Острые кромки, заусенцы	+	+	ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ 12.1.008-78.
2. Движущиеся машины и механизмы	+	+	

Продолжение таблицы 5.1

3. Повышенный уровень локальной вибрации		+	Биологическая безопасность. Общие требования.
4. Повышенный уровень шума	+	+	ГОСТ 12.1.012-90
5. Поражение электрическим током	+	+	Вибрационная безопасность. Общие требования.
6. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	+	ГОСТ 12.4.125-83 Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация СНИП П-12-77.
7. Неудовлетворительные метеорологические условия	+	+	Защита от шума. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда.

### 5.2.2. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов

#### 1. Острые кромки, заусенцы

Источником служат резьбовые соединения труб, которые в процессе работы подвержены износу и как следствие образуют острые края и заусенцы. Как следствие могут возникнуть порезы и болезненные занозы при работе с ними. Для предотвращения этого нужно работать в перчатках и не брать трубы за резьбу и торец при работе с ними.

#### 2. Движущиеся машины и механизмы

К движущимся машинам и механизмам на буровой установке относятся следующие элементы: ротор, ведущая труба, элеватор, барабан лебедки.

Так как работы по спуску, подъёму и развенчиванию буровой колонны подразумевает непосредственную работу с данными механизмами, то во избежание несчастного случая и травмы следует соблюдать технику безопасности при проведении работ, быть максимально внимательным при работе с данными механизмами. Так же все действия бригады должны быть отлажены и согласованы друг с другом.

Так же должна проходить плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния и устранения дефектов смазочных устройств; проверка состояния ремней, цепей, тросов, проверка их натяжения. Все неисправности должны немедленно устранены. Не допускается работать с неисправным оборудованием.

Барабан лебедки должен быть огорожен в соответствии с ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.

### *3. Повышенный уровень локальной вибрации*

Вибрации подвергается место бурильщика, так как он в процессе бурения находится в непосредственной близости к буровой установке и контролирует параметры бурения. Источником вибрации служит буровая колонна и работающие на больших частотах механизмы буровой установки.

Для ослабления передачи вибрации от источника ее возникновения сиденью применяют методы виброизоляции. Для этого кресло бурильщика должно крепиться с помощью антивибрационного крепления. Кресло должно включать в свою конструкцию материалы-виброизоляторы : резина, пробка, войлок или стальных пружин. В качестве средств индивидуальной защиты работающих используют специальную обувь на массивной резиновой подошве. Для защиты рук служат рукавицы, перчатки, вкладыши и прокладки, которые изготавливают из упругодемпфирующих материалов.

#### *4. Повышенный уровень шума*

Источником повышенного шума является двигатель буровой установки и вращающиеся с большой частотой механизмы и бурильная колонна.

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- устранение своевременно обнаруженных дефектов в элементах оборудования, ведущих к появлению шума;
- установка звукопоглощающих кожухов, установка глушителя на дизельную станцию; необходимо периодически производить замер уровня шума, который на буровой не должен превышать 85 дБА (согласно ГОСТ 12.1.003-83);
- использование средств индивидуальной защиты от шума (наушники, вкладыши), работающие по принципу поглощения шума.

#### *5. Поражение электрическим током*

Поражение электрическим током представляют большую опасность для работника. К основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, буровой станок, электролебедки, освещение.

Основные причины электротравматизма на геологоразведочных работах:

- обслуживание электроустановок без применения защитных средств (диэлектрических перчаток, бот, изолирующих подставок);
- управление лебедками и другим электрооборудованием без диэлектрических перчаток, если рукоятки управления не имеют надежного изоляционного покрытия;
- эксплуатация стационарного электрооборудования без изолирующих подставок в условиях повышенной влажности и проводимости почвы (пола);
- ремонт электрооборудования, находящегося под напряжением;

– работа электроустановок при неисправном или неправильно выполненном защитном заземлении, а также при неисправной защите от опасных токов утечки.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление;
- автоматическое отключение питания;
- двойная или усиленная изоляция;
- защитное электрическое разделение цепей;
- изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки.

Допуск к работе с электрооборудованием неквалифицированных лиц запрещается. Лицо, допускаемое к работе с электрооборудованием, должно иметь IV квалификационную группу по технике безопасности (для электроустановок до 1000 В).

Обслуживающий персонал должен быть ознакомлен с инструкцией по технике безопасности при эксплуатации электроустановок до 1000 В.

При работе, обслуживании и ремонте работник должен использовать основные и дополнительные изолирующие защитные средства.

В электроустановках до 1000 В основные изолирующие средства:

- диэлектрические перчатки,
- изолирующие токоизмерительные клещи,

– монтерский инструмент с изолированными рукоятками, токоискатели.

дополнительные изолирующие средства:

- диэлектрические галоши
- коврики
- изолирующие подставки

*б. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения*

Недостаток освещенности на рабочем месте значительно затрудняет деятельность персонала, ухудшает их ориентировку в пространстве, а также снижает производительность и качество труда, приводя к авариям и получению травм.

Исходя из СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» работа персонала, относящаяся к 2-3 разряду, имеет освещенность не менее 200-300 лк. В остальных местах буровой установки работа относится к 4-5 разряду с освещенностью 50...80 лк. Данные по сведены в таблицу 5.2.

Рабочие места, указанные в таблице 5.2, должны освещаться светильниками рекомендуемой освещенностью.

Таблица 5.2 – Нормы освещенности

<b>Рабочие места, подлежащие освещению</b>	<b>Разряд зрительной работы</b>	<b>Рекомендуемая освещенность, лк</b>
Ротор станка	II	200
Щит КИП	I	220
Путь кронблока	IV	80
Буровая установка	V	50
Площадка горюче-смазочных материалов и инструментов	V	50
Свечеприемник и полати верхового	II	200

## 7. Неудовлетворительные метеорологические условия

Температура воздуха на участке работ колеблется от плюс 30°C летом до минус 40°C зимой, поэтому необходимо обеспечить сотрудников специальной одеждой – легкой в летнее время, и теплой в зимнее время. Так же много тепла выделяется от работающей буровой установки и дизельного генератора.

Для обеспечения комфортной работы необходимо обеспечить сотрудников специальной одеждой – легкой в летнее время, и теплой в зимнее время. Так же для отвода тепла в летнее время и его сохранения зимой помещения должны оборудоваться люками и открывающимися окнами. В холодный период времени помещение оснащается электрическим обогревателем. Рекомендуемые параметры по микроклимату в рабочей зоне приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне

Сезон года	Категория работ	Температура воздуха, °C	Относительная влажность	Скорость движения воздуха
Холодный	Легкая	19...21	40...60	0,1
	Тяжёлая	16...18	40...60	0,3
Теплый	Легкая	20...22	40...60	0,1
	Тяжелая	18...20	40...60	0,3

### 5.3. Экологическая безопасность

На защиту и восстановление земельных участков должны быть составлены и утверждены проекты и сметы, предусматривающие следующие мероприятия, подготовленные до процесса бурения, по охране в процессе бурения скважины и по восстановлению земельных участков после завершения работ.

Таблица 5.4 – Вредные воздействия на окружающую среду и недра, и природоохранные мероприятия при геологоразведочных работах

Объект защиты	Источники загрязнений и вид загрязнителя	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Выбросы токсичных газов при работе двигателя внутреннего сгорания	Использование дизельного топлива экологического класса не ниже К5. Использования нейтрализаторов
Гидросфера	Загрязнение производственными сточными водами и мусором	Сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение или захоронение мусора
	Загрязнение подземных вод при смещении различных водоносных горизонтов	Тампонаж заколонного пространства скважины на интервале 0-30м с целью отсечения вышележащих водоносных горизонтов.
Литосфера	Уничтожение и повреждение почвенного слоя	Рекультивация земель
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники и т. д. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора и др.
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов

#### 5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На данном участке работы наиболее возможной техногенной чрезвычайной ситуаций является пожар

Основными причины пожара: неосторожное обращение с открытым огнем (курение, костры, сварка, искры) электрооборудованием, халатность персонала, разряды статического электричества, удар молнии.

Основные меры устранения причин пожара: соблюдение правил пожарной безопасности и инструкций по эксплуатации технических средств. Должно быть специально отведено место для курения.

Запрещается заправлять работающий двигатель горючим и смазочным материалом, а также пользоваться для освещения открытым огнем при заправке баков с горючим и определении уровня горючего в баке.

Противопожарный щит должен быть установлен в 8...10 м от рабочего места бурильщика.

Весь противопожарный инвентарь буровой должен состоять из:

1. Огнетушители порошковые ОП-4 – 2 шт.
2. Углекислотные огнетушители ОУ-2 – 2 шт.
3. Ящик с песком объемом 0,5 м<sup>3</sup>.
4. Емкость с водой объемом 250 л.
5. Комплект шанцевого инструмента:
  - лопаты – 2 шт;
  - багры – 2 шт;
  - ломы – 2 шт;
  - топоры – 2 шт.
6. Противопожарные ведра – 2 шт.
7. Противопожарный щит.

Весь инвентарь должен постоянно находиться на своем месте. Нельзя пользоваться противопожарным инвентарем в случаях, не предусмотренных его назначением. Все подходы к противопожарному инвентарю должны быть расчищены.

Места хранения горючего топлива должны располагаться не менее, чем в 50 м от буровой, на ровной площадке, либо в низине, во избежание растекания топлива.

Буровое здание обязательно должно иметь запасный выход. Внутри и снаружи здания должны висеть огнетушители на высоте не более 1,5 м от пола и расстоянии не менее метра от края открытой двери.

Мероприятия противопожарной безопасности:

- проведение инструктажей по противопожарной безопасности и обучение работе с противопожарным инвентарем;
- огнетушители должны быть опечатаны и перезаряжаться в определенные сроки;
- разводить огонь не менее чем в 30 м от буровой установки;
- полы, стеллажи, верстаки необходимо систематически очищать от масляных, легко воспламеняющихся материалов.

Все лица, вновь принимаемые на работу, в том числе и временную, должны проходить первичный противопожарный инструктаж.

## 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 6.1. Техничко-экономическое обоснование выполнения проектируемых работ

#### 6.1.1. Технический план

Любые работы подразумевают под собой затраты ресурсов, как материальных так и человеческих, и времени на ее исполнение. Поэтому задачей этого раздела является:

- подсчёту времени на проектирование и проведение работ;
- подсчёт количества задействованных специалистов и рабочих;
- составление сметы по заработной плате и требуемым материалам;
- подведение итоговой стоимости работ с учетом накладных расходов, плановых накоплений, компенсируемых затрат и резервов с учетом налога на добавленную стоимость.

Объем проектируемых видов работ при сооружении скважин представлен ниже в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Виды и объемы проектируемых работ

№ п/п	Наименование работ	Единицы измерения	Объем
Подготовительный этап работ			
1	Проектирование работ	%	100
Полевой этап работ			
2.1	Бурение разведочной скважины	$\frac{\text{П. М}}{\text{СКВ}}$	$\frac{250}{1}$
2.2	Расширение, обсадка и цементирование интервалов 0-8 и 8-20 метров	П.М	28
2.3	Расширение скважины под эксплуатационную колонну	$\frac{\text{П. М}}{\text{СКВ}}$	$\frac{100}{1}$

Продолжение таблицы 6.1

2.4	Промывка, пробная откачка, спуск эксплуатационной колонны обустройство и сдача скважины в эксплуатацию	%	100
-----	--	---	-----

### 6.1.2. Расчет затрат времени на проектные работы

Перед началом работ нужно составить проект работ. Над проектом работает только инженер геолог и инженер по буровым работам. Их задача анализ материалов предыдущих работ и составление проектно-сметной документации. Расчет времени приведен в табл. 6.2.

Таблица 6.2 – Расчет времени на проектирование работ

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм	Кол-во	Норма выработки на 1 чел	Затраты труда чел-дни		Всего чел-дней
					Инженер геолог	Инженер по бур. работам	
1	Подготовительные работы						
1.1	Систематизация архивных материалов:						
	- текста и текстовых приложений	стр	250	25	10	-	10
	- графических приложений	лист	6	2	3	-	3
1.2	Рекогносцировочные работы	чел-дн	1	-	1	1	1
2	Проектирование						
2.1	Составление проектных ГТН (1 ГТН по 4,4дм <sup>2</sup> )	дм <sup>2</sup>	4,4	4		4	4
2.2	Составление геологической карты участка масштаба 1:5 000	дм <sup>2</sup>	32	4	4	-	4
2.3	Составление текстовой части проекта и приложений	стр	100	4	5	20	25
3	Согласование, утверждение проекта и сметы	чел-дн	7	-	4	3	7
	<b>Всего:</b>				<b>27</b>	<b>28</b>	<b>55</b>

Определение продолжительности проектирования, месяцы:

$$\Pi = \frac{\sum \text{чел} - \text{дн}}{n \cdot c}$$

где n – количество человек, занятых на проектирование;

c – количество рабочих смен в месяц при односменной работе (25,6).

$$\Pi = \frac{55}{2 \cdot 25,6} = 1$$

### 6.1.3. Расчет затрат времени на полевой этап работ

Проектом предусматривается бурение 1 разведочной скважины с отбором керна до глубины 250 метров. Затем будет производиться расширение скважины до глубины 120 метров и оборудование под водозаборную. Расчет затрат времени на бурение и расширение приведен в таблице 6.2, причем нормативных документов на стоимость и время выполнения геологоразведочных работ проектным оборудованием не существует. В связи с чем, будут применяться ориентировочные коэффициенты норм времени, установленные опытным путем, технологическим отделом, при ранее произведенных работ в схожих геолого-технический и районных условиях.

Таблица 6.2 – Расчет затрат времени и труда на бурение и расширение скважины

Категория пород по буримости	Диаметр ПРИ, мм	Объем бурения по категории, м	Норма времени в ст-см на метр	Итого затрат времени на объем, ст-см
IV	93	7	0,06	0,42
V	93	243	0,09	21,9
IV	269,9	8	0,05	0,4
V	190,5	12	0,04	0,48
V	139,7	100	0,03	3
Итого:				26,2

Требуемое время на цементирование, промывку, пробную откачку, обустройство и другие вспомогательные работы, сопутствующие бурению скважины работы, сведено и представлено в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Вспомогательные работы и сопутствующие бурению скважины работы

Наименование работ и затрат	Единица измерения	Норма времени ст.смен	Объем работ	Поправочный коэффициент «К»	Затраты времени ст.смен, на ед. измерения	Затраты времени ст.смен, на весь объем
1	2	4	5	6	8	9
Монтаж, демонтаж СБУ	м/д	5,09	1	1,1	7,00	7,00
Крепление	-	-	-	-	-	-
d = 219 мм	100м	0,87	0,08	1,1	0,96	0,03
d = 168 мм	100м	0,87	0,2	1,1	0,96	0,06
Цементирование	цемент.	0,28	1	1,1	0,31	0,31
ОЗЦ	-	2	1	1,1	2,20	2,20
Разбуривание цем. пробки	м	0,05	5	1,1	0,06	0,28
Промывка	промывка	0,12	1	1,1	0,13	0,13
d = 114 мм	промывка	0,24	1	1,1	0,26	0,26
Опрессовка обс. труб	опрес.	0,22	2	1,1	0,24	0,48
Изготовление фильтровых секций	секция	0,15	20	1,1	0,17	3,30
Установка фильтровой колонны	100м	0,87	1,2	1,1	0,96	1,2
Спуск НКТ	м	0,39	1	1,1	0,43	0,43
Установка оголовка	оголовок	0,2	1	1,17	0,23	0,23
Гидрогеологические работы	-	-	-	-	-	-
Пробная откачка, 4суток	сут	3,43	4	1,1	3,77	15,09
Замер уровня воды	замер	0,096	9	1,17	0,11	1,01
Промывка перед каротажем	промыв.	0,12	1	1,1	0,13	0,13
Установка оголовка	-	0,37	1	1,1	0,41	0,41
<b>ИТОГО:</b>						<b>32,9</b>

Суммарное количество станко-смен на бурение скважины и проведение всех требуемых работ будет составлять 59,1. Так как работы будут вестись в две смены, то на проведение работ будет затрачено 30 дней.

Итоговые затраты времени на сооружение работы:

$$П = 1 + 1 = 2 \text{ мес.}$$

## 6.2. Стоимость проектируемых работ (смета)

### 6.2.1 Сметно-финансовый расчет затрат

Таблица 6.4 – Сметно-финансовый расчет затрат на заработную плату

Наименование должностей	кол-во чело век	Районный коэффициент.	Оклад, руб	С учетом коэффициента (за 1 мес.)	С учетом коэффициента за время проведения работ
<b>Проектирование работ</b>					
Инженер-геолог	1	1,7	40 000	68 000	68 000
Инженер по буровым работам	1	1.7	40 000	68 000	68 000
Итого основная зарплата				136 000	136 000
Дополнительная зарплата (7,9%)				10 744	10 744
Итого заработной платы				146 744	146 744
Отчисления на соц. нужды (35,6%)				52 240,86	146 744
Итого				<b>198 984,86</b>	<b>198 984,86</b>
<b>Проведение буровых работ</b>					
Буровой мастер	1	1.7	60 000	102 000	102 000
Гидрогеолог	1	1.7	40 000	68 000	68 000
Машинист буровой установки	2	1.7	60 000	204 000	204 000
Помощник машиниста буровой установки	4	1.7	50 000	340 000	340 000
Водитель водовозки	2	1.7	45 000	153 000	153 000
Водитель	1	1.7	35 000	59 500	59 500
Итого основная зарплата				926 500	926 500
Дополнительная зарплата (7,9%)				73 193,5	73 193,50
Итого заработной платы				999 693,5	999 693,5

Продолжение таблицы 6.4

Отчисления на соц. нужды (35,6%)				355 891,2	355 891,2
<b>Итого</b>				<b>1 355 584, 2</b>	<b>1 355 584, 2</b>

Таблица 6.5 – Сметно-финансовый расчет затрат на расходные материалы и ГСМ при проведении буровых работ

Наименование	Цена за 1 у.е. рубли	Плановый расход в месяц у.е.	Расходы за месяц, тыс. руб
Конка твердосплавная М6	950	20	19
Долото ПИ 269,9МС-ЦГВ	65 500	1	65, 5
Долото ПИ 190,5 МС-ЦВ	34 759.99	1	34.8
Долото ПИ 139,7 С-ЦВУ	31 878	1	31,9
Трубы обсадные 219мм	1300	8	10,8
Трубы обсадные 168мм	800	20	16
Трубы обсадные 114 мм	410	120	49,2
НКТ 33Х3,5	530	70	37,1
Насос ЭЦВ 4-4-100	42 159.60	1	42,2
Бентонит	25 000	4,43	110,75
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	16 568,31	0,05	0,8
КМЦ-700/85	80 000	0,22	17,6
ФК-2000	38 136	0,05	1,91
NaOH	23 900	0,08	1,9
ПЦТ-I-G-CC-1	7 960	7,39	58,4
CaCl <sub>2</sub>	17 988,2	0,19	3,4
Песчано-глинистая смесь	300	0,91	0,3
Масло дизельное бочка 200л	48 000	1	48
Масло гидравлическое канистра 20л	2 624	1	2,6
Антифриз 2л	1200	1	1,2
Солярка Бочка 200л	10 000	30	300
Бензин бочка 200л	9 000	1,5	13,5
<b>Итого</b>			<b>866,85</b>

### 6.2.2. Расчет амортизации

Бурильные трубы и комплекты ключей к ним относятся к первой амортизационной группе со сроком полезного использования от 1 года до 2 лет. Стоимость бурильных труб задействованных в работе на участке и подверженных износу составляет порядка 300 тыс. рублей. Ежемесячная амортизация составит  $300/12 = 25$  тыс. рублей.

Водовозка, машина для развоза вахты и буровая установка имеют приблизительную стоимость в 13 млн. рублей. Машины данного относятся к третьей амортизационной группе со сроком службы со сроком полезного использования свыше 3 лет до 5 лет включительно. Годовые амортизационные взносы составят  $13/5=2.6$  млн. рублей. За 1 месяц  $2,6/12=0,22$  млн. рублей.

Итоговая сумма на амортизацию составляет 245 тыс. рублей.

### 6.3.3. Общая сметная стоимость геологоразведочных работ

Общая стоимость геологоразведочных работ, представлена в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Общая стоимость геологоразведочных работ

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость объема работ, руб.
<b>I</b>	<b>Основные расходы</b>	<b>2 723 565,5</b>
	А. Собственно геологоразведочные работы:	2 481 423,7
	1. Проектирование работ	198 984,86
	2. Проведение буровых работ	2 222 434
	3. Организация полевых работ 1,5 % от I-A-2	33 336,51
	4. Ликвидация полевых работ 1,2 % от I-A-2	26 669,20
	Б. Сопутствующие работы и затраты	
	1. Транспортировка грузов 10% от $\Sigma A$	242 141,88
<b>II</b>	<b>Амортизационные отчисления</b>	<b>245 000</b>
<b>III</b>	<b>Накладные расходы 12,9 % от <math>\Sigma I</math></b>	<b>351 340</b>
<b>IV</b>	<b>Плановые накопления 10,9 % от <math>\Sigma I</math></b>	<b>296 868,6</b>
<b>V</b>	<b>Компенсированные затраты:</b>	<b>1 342 717,4</b>

Продолжение таблицы 6.6

	1. Полевое довольствие 15,8 % от $\Sigma I$	430 323
	2. Премии рабочим 33,5% от $\Sigma I$	912 394,4
<b>VI</b>	<b>Резерв 6 % <math>\Sigma I</math></b>	<b>163 413,9</b>
<b>Всего по объекту</b>		<b>5 122 904,4</b>
<b>НДС – 20%</b>		<b>1 024 580,88</b>
<b>Всего по объекту с НДС</b>		<b>6 147 485</b>

#### 6.4. Заключение по разделу

Расчёт затрат времени на проектирование и поведение работ показал, что требуемое для этого время составляет два месяца. Учитывая труднодоступность местности и не возможность проведения работ зимой, составлен график работ, представленный в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – График выполнение работ

<b>Наименование основных видов работ</b>	<b>Начало</b>	<b>Окончание</b>
Проектирование работ	1.05.21	31. 05.21
Организация полевых работ	1.06.21	15.06.21
Полевой этап работ	15.06.21	15.07.21
Ликвидация полевых работ	15.07.21	25.07.21

Итоговая стоимость работ составляет 6,15 миллион рублей. В неё вкочлено:

- стоимость расходных материалов и оборудования для обустройства скважины;
- амортизация оборудования;
- заработная плата рабочим со всеми налоговыми отчислениями;
- накладные расходы, плановые накопления, компенсируемые затраты и резерв с учетом налога на добавленную стоимость.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В выпускной квалификационной работе были предложены технология и техника сооружения сооружения разведочно-эксплуатационной скважины для технического водоснабжения предприятия на Джелиндуконском лицензионном участке. Данная технология предусматривает сначала бурение с отбором керна с целью получения геологических данных. Опираясь на полученные данные скважина будет разбурена до требуемого диаметра, обсажена, оборудована эксплуатационно-фильтровой колонной и водоподъёмным оборудованием. Так же проектом предусмотрены гидрогеологические наблюдения и опытно-фильтрационные работы с целью исследования водоносного горизонта.

Специальный вопрос был посвящен водоподъемному оборудованию для водозаборных скважин. В нем были подробно рассмотрены и различные типы насосов, гидроэлеватор и эрлифт. Так же для них приведены примеры установки, защиты, необходимые формулы для расчета необходимых параметров. В приложении 4 приведен сравнительный анализ эрлифта и электроцентробежного насоса.

С целью безопасного проведения работ, предупреждения аварийных и несчастных случаев были предусмотрены меры по охране труда, экологии и действия при чрезвычайных ситуациях при проведении работ.

В заключительной главе была подсчитана примерная стоимость проведения работ.

## CONCLUSION

In the final qualification work, the technology and technique of construction of an exploration and production well for the technical water supply of the enterprise at the Jelindukon license area were proposed. This technology involves first drilling with core sampling in order to obtain geological data. Based on the results obtained, this well will be drilled to the required diameter, cased, equipped with an operational filter column and water lifting equipment. The project also provides for hydrogeological observations and experimental filtration works for the purpose of studying the aquifer.

A special question was devoted to water lifting equipment for water intake wells. It also discussed in detail the various types of pumps, hydraulic elevator and airlift. They are also provided with examples of installation, protection, and the necessary formulas for calculating the necessary parameters. Appendix 4 provides a comparative analysis of the airlift and the electric center pump.

For the purpose of safe work, prevention of accidents and accidents, measures for labor protection, ecology and actions in emergency situations during the work were provided.

In the final chapter, the approximate cost of the work was calculated.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Архангельский, Г. Г. Гидравлические лифты. Конструкция, монтаж и обслуживание. Учебное пособие / Г.Г. Архангельский. - Москва: Машиностроение, 2013. - 272 с
2. Бурение геологоразведочных скважин: учебное пособие / В. Г. Храменков, В. И. Брылин; – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 244 с.
3. Буровое дело/Н. А. Сафонов, В. Г. Ильин, Г. М. Краснощеков.— 3-е изд., перераб. и доп.— М.: Агропромиздат
4. Буровая установка типа УРБ-3А3.13: [Электронный ресурс] // URL: <http://kungurmz.ru/index.php/mobilnye-burovye-ustanovki-agregaty-dlya-osvoeniya-i-remonta-skvazhin-ustanovki-razvedochnogo-bureniya/urb-3a3>
5. Гидрогеологическое заключение о развитии водоносных горизонтов на Джелиндуконском лицензионном участке (юго-восточная часть Эвенкийского МР) ООО «ГеоЭкономика» /Отв. исп. О.Н. Чертанов – 2010 г –5с
6. Гидроструйные насосы и установки / Б.Ф. Лямаев. - М.: [не указано], 2019. - 824 с
7. Методические указания к выполнению лабораторных работ по дисциплине «Водоснабжение» 6.092600– Сост.: Г.И. Благодарная. – Харьков: ХНАГХ, 2008. – 27 с.
8. Объемные насосы и гидравлические двигатели гидросистем / Т.М. Башта. - М.: Книга по Требованию, 2012. - 167 с. с.
9. Основы проектирования центробежных многоступенчатых высоконапорных насосов энергетических установок / Д.В. Гроховский. - М.: Нестор-История, 2013. - 238 с.
10. Правила безопасности при геологоразведочных работах. ПБ ГРР, –2005 г.
11. Ребристые коронки типа М: [Электронный ресурс] // URL: <http://www.drillings.ru/rebristiye>

12. Строительство поисково-оценочной скважины №5  
Джелиндуконского лицензионного участка ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» ООО  
«РН-КРАСНОЯРСКНИПИНЕФТЬ» /Отв. исп. В.В. Новиков – 2014 г –39с

13. Сооружение, эксплуатация и ремонт водозаборных скважин:  
учебное пособие / В.П. Шестеров; Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского  
политехнического университета, 2010.– 217 с.

14. ГОСТ 12.1.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные  
факторы. Классификация.

15. ГОСТ 12.4.125-83 Средства коллективной защиты работающих от  
воздействия механических факторов. Классификация.

16. СНиП 23-03-2003. Защита от шума.

17. ГОСТ 12.1.030-81: Электробезопасность. Защитное заземление.  
Зануление.

18. СНиП 23.05-95 «Естественное и искусственное освещение».

19. СанПиН 2.2.2.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические  
требования к физическим факторам на рабочих местах».

20. ГОСТ 12.1.012-90 Вибрационная безопасность. Общие  
требования.