

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 15.03.02 «Технологические машины и оборудования нефтяных и газовых промыслов»  
 Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Подбор оборудования для эксплуатации нефтяной скважины

УДК: 622.276.53.05

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
34Е31	Хайдаров Алишер Суннат угли		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зиякаев Г. Р.	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рахимов Т. Р.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Король И.С.	к.х.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов	Манабаев К.К.	к.ф.- м.н.		

Томск – 2018г.

## Планируемые результаты обучения ООП

Код Результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>Общекультурные компетенции</b>		
Р1	Способность применять базовые и специальные знания в области математических, естественных, гуманитарных и экономических наук для обеспечения полноценной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1; ОК-9; ОК-10)1, Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р2	Демонстрировать понимание сущности и значения информации в развитии современного общества, владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации; использование для решения коммуникативных задач современных технических средств и информационных технологий.	Требования ФГОС (ОК-7; ОК-11; ОК -13; ОК-14, ОК-15), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2, п. 5.2.8 , п. 5.2.10), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р3	Способность самостоятельно применять методы и средства познания, обучения и самоконтроля, осознавать перспективность интеллектуального, культурного, нравственного, физического и профессионального саморазвития и самосовершенствования, уметь критически оценивать свои достоинства и недостатки.	Требования ФГОС (ОК -5; ОК -6; ОК -8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.16), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р4	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, демонстрируя навыки руководства отдельными группами исполнителей, уметь проявлять личную ответственность.	Требования ФГОС (ОК-4; ПК-9; ПК-10), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р5	Демонстрировать знание правовых, социальных, экологических и культурных аспектов комплексной инженерной деятельности, осведомленность в вопросах охраны здоровья, безопасности жизнедеятельности и труда на нефтегазовых производствах.	Требования ФГОС (ОК-2; ОК-3; ОК-5; ПК-5), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.12; п. 5.2.14), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р6	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке; анализировать существующую и разрабатывать самостоятельно техническую документацию; четко излагать и защищать результаты комплексной инженерной	Требования ФГОС (ОК-14; ОК-15; ОК-16), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.13), согласованный с требованиями международных стандартов

	деятельности на предприятиях машиностроительного, нефтегазового комплекса и в отраслевых научных организациях.	<i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Профессиональные компетенции</b>		
<b>Р7</b>	Умение использовать основные законы естественнонаучных дисциплин, методы математического анализа и моделирования, основы теоретического и экспериментального исследования в комплексной инженерной деятельности с целью моделирования объектов и технологических процессов в нефтегазовой отрасли, используя стандартные пакеты и средства автоматизированного проектирования машиностроительной продукции.	Требования ФГОС (ПК-7; ОК-9), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р8</b>	Умение обеспечивать соблюдение технологической дисциплины при изготовлении изделий машиностроительного производства, осваивать новые технологические процессы производства продукции, применять методы контроля качества новых образцов изделий, их узлов, деталей и конструкций	Требования ФГОС (ПК-1; ПК-3; ПК-26), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.5; п. 5.2.7; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р9</b>	Способность осваивать вводимое новое оборудование, проверять техническое состояние и остаточный ресурс действующего технологического оборудования, в случае необходимости обеспечивать ремонтно-восстановительные работы на производственных участках предприятия.	Требования ФГОС (ПК-2; ПК-4; ПК-16), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.7, п. 5.2.8), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р10</b>	Умение проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом результатов, применять методы стандартных испытаний по определению физико-механических свойств и технологических показателей используемых материалов и готовых изделий.	Требования ФГОС (ПК-18), Критерий 5 АИОР (п.5.2.4, п. 5.2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р11</b>	Умение проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных решений, выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда, применять прогрессивные методы эксплуатации технологического оборудования при изготовлении изделий нефтегазового производства.	Требования ФГОС (ПК-6; ПК-12; ПК-14; ПК-15; ПК-24), Критерий 5 АИОР (п.5.2.3; п. 5.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р12</b>	Умение применять стандартные методы расчета деталей и узлов машиностроительных изделий и конструкций, выполнять проектно-конструкторские работы и оформлять проектную и технологическую документацию соответственно стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам, в том числе с использованием средств	Требования ФГОС (ПК-21; ПК-22; ПК-23), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.9), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

	автоматизированного проектирования.	
P13	Готовность составлять техническую документацию, выполнять работы по стандартизации, технической подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов, организовывать метрологическое обеспечение технологических процессов, подготавливать документацию для создания системы менеджмента качества на предприятии.	Требования ФГОС (ПК-11; ПК-13), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.7; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P14	Способность участвовать в работе над инновационными проектами, используя базовые методы исследовательской деятельности, основанные на систематическом изучении научно-технической информации, отечественного и зарубежного опыта, проведении патентных исследований.	Требования ФГОС (ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-25), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4; п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P15	Умение применять современные методы для разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, обеспечивающих безопасность жизнедеятельности людей и их защиту от возможных последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий, умение применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов в нефтегазовом производстве.	Требования ФГОС (ПК-8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.8; п. 5.2.14), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: 15.03.02 «Технологические машины и оборудования нефтяных  
и газовых промыслов»  
Отделение нефтегазового дела

Форма представления работы:

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.18	Теоретической част проекта	60
11.04.18	Выполнение расчетной части проекта	20
30.05.18	Устранение недостатков проекта	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зиякаев Г.Р.	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов	Манабаев К.К.	к.ф.- м.н.		



<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Аналитическое обоснование выбора метода добычи, подбор и расчет оборудования для эксплуатации нефтяной скважины. 2. Социальная ответственность. 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 4. Заключение по работе.
<b>Перечень графического материала</b>	Принципиальная схема установка электроцентробежного насоса.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Рахимов Т.Р. доцент, к.э.н.
Социальная ответственность	Король И.С. доцент, к.х.н.

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зиякаев Г.Р.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е31	Хайдаров Алишер Суннат угли		

## РЕФЕРАТ

Объем бакалаврской работы составляет 107 страниц, 7 рисунков, 25 таблица, 14 источников литературы, графический материал оформлен в виде презентации Microsoft PowerPoint.

Ключевые слова: установки электропогружных центробежных насосов, насосно-компрессорные трубы, безопасность, пожаровзрывоопасность, эксплуатация, установка.

В выпускной квалификационной работе рассчитано и подобрано оборудование для эксплуатации нефтяной скважины.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft® Word 2017, а также в графическом редакторе Paint. Расчет выполнен в Mathcad 15.

Объект исследования: Установки электропогружных центробежных насосов, электродвигатель с гидрозащитой, кабеля, трансформатора и станции управления, насосно-компрессорных труб (НКТ).

Область применения: Погружной электроцентробежный насос в настоящий время широко применяются в нефти газовой отрасли, для перекачивания нефти из нефтяной скважины.

Результат исследования: Был подобран погружной электроцентробежный насос, для данной нефтяной скважины, достоинствами которого является простота конструкции, так же унифицированная база запасных частей и комплектующих изделий отечественного производства.



## **Нормативные ссылки**

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.004-90 «Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения»

ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»

ГОСТ 12.1.018-9 «Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования»

ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация»

ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждения защитные»

ГОСТ 26568-85 «Вибрация и средства защиты. Классификация»

ПБ 12-368-00 «Правила безопасности в газовом хозяйстве»

СанПиН 2.1.7.722-98 «Гигиенические требования к устройству и содержанию полигонов для твердых бытовых отходов»

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»

## **Обозначения и сокращения**

ЭЦН – Электрический центробежный насос

УЭЦН- Установка электрический центробежный насос

ШСНУ- Штанговых скважинных насосных установок

НКТ- Насоснокомпрессорных труб

ОКБ БН - Конструкторским бюро по бесштанговым насосам

КПД – коэффициент полезного действия

ПЭД - Погружной электродвигатель

КРБП - кабель резиновый бронированный плоский

ПЦЭН - Погружные центробежные электронасосы

УПЦЭН – Установка погружные центробежные электронасосы

КПБП – Кабель погружной бронированный плоский

КРБП - Кабель резиновый бронированный плоский

КПБК - Кабель погружной бронированный круглый

ГОСТ -Главный орган сертификационных технологий

## Оглавление

Введение.....	13
1.Обзор литературы.....	16
1.1.Исследование отечественных конструкций насосов для нефтяной промышленности.....	17
1.2.Исследование зарубежных конструкций насосов для нефтяной промышленности.....	21
1.3.Сравнительная характеристика отечественных и зарубежных конструкций.....	28
2.Расчет и подбор оборудования для эксплуатации нефтяной скважины .....	33
2.1.Подбор УЭЦН.....	34
2.2.Выбор насоса.....	39
2.3.Выбор погружного электродвигателя.....	43
2.4.Выбор кабеля, трансформатора и определение эксплуатационных параметров УЭЦН.....	44
2.5. Выбор трансформатора.....	45
2.6.Выбор насосно-компрессорных труб.....	46
2.7.Освоение скважины методом свабиrowания.....	47
2.8.Проверочный расчет насосно-компрессорных труб.....	51
2.9.Выбор арматур.....	55
2.10.Расчет фланцевых соединений арматуры.....	56
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсо - сбережение.....	60
3.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	62
3.2. Анализ конкурентных технических решений.....	62
3.3. SWOT – анализ .....	64
3.4.Технология QuaD.....	67
3.5. Планирование управления научно- исследовательских проектом.....	68
3.6. Бюджет научно-технического исследования.....	72

3.7. Отчисления во внебюджетные фонды.....	79
3.8. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	80
4. Социальная ответственность.....	85
4.1. Анализ вредных факторов производственной среды.....	88
4.2. Экологический безопасность.....	95
4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	99
4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	102

Список использованных источников

Заключения

## **Введение**

В решении задач развития топливно-энергетической базы страны ведущее место отводится нефтяной и газовой промышленности. С каждым годом нефтедобывающая промышленность оснащается новым, более современным оборудованием. Основным направлением технического перевооружения является широкое внедрение в производство современных достижений науки и техники.

Особенностью нефтедобывающей промышленности является то, что наращивание объемов добычи нефти происходит за счет введения в эксплуатацию зарезервированных скважин и восстановления недействующего фонда скважин.

Также дальнейшее развитие нефтегазодобывающей промышленности связано с новым этапом, главными особенностями которого является необходимость вовлечения в разработку все большего числа мелких месторождений, месторождений с высоковязкими свойствами нефти, с высоким содержанием парафина, с нефтью, насыщенными агрессивными средами.

Постоянное совершенствование и внедрение новой техники и технологии в производство является основным фактором повышения эффективности производства. Ускорение научно-технического прогресса будучи главным рычагом улучшения всех показателей эффективности, такие как:

- производительность труда;
- материалоемкость;
- фондоотдача;
- уменьшение затрат на производство.

Все это позволяет достичь наибольшей экономии. Совершенствование технической основы производства выражается в масштабах и темпах технического прогресса, в применении новых, более эффективных орудий

труда, создания высокопроизводительных машин и аппаратов, комплексной механизации и автоматизации производства.

Так как период фонтанного способа добычи нефти безвозвратно прошел, в настоящее время механизированный способ добычи стал основным, а основными машинами, как для добычи, так и для сбора и транспортировки являются насосные агрегаты и установки.

В ближайшие годы количество используемых насосных агрегатов большей единичной мощности будет увеличено. Именно поэтому тематика исследования и модернизации центробежных секционных насосов является актуальной.

Эксплуатационная надежность насосов является одним из основных факторов, определяющих успешное выполнение задач по добычи нефти. Вследствие этого большое внимание следует уделять надежной работе узлов и деталей насосных агрегатов.

Выпускная квалификационная работа будет выполнена на примере исследования центробежного насоса типа УЦНС.

Цель работы – исследование конструкции и работы центробежного насоса типа УЦНС.

Исходя из цели работы, необходимо разрешить следующие задачи:

- произвести аналитический обзор литературных источников по теме исследования;
- определить объект и методы исследования;
- произвести аналитический обзор применяемого центробежного насоса;
- исследовать принципиальную схему центробежного насоса;
- произвести инженерные расчеты центробежного насоса;
- дать рекомендации в сфере финансового менеджмента, ресурсоэффективности, и ресурсосбережения;
- рассмотреть вопросы, касающиеся организации безопасного проведения работ и охраны труда.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы – ее результат позволит определить направления повышения надежности и эксплуатационных показателей работы оборудования для эксплуатации нефтяной скважины, а именно - центробежного насоса.

При написании выпускной квалификационной работы будут применяться такие методы исследования, как изучение научных источников по теме исследования, сравнительный и аналитический методы. Среди теоретических методов, используемых при разработке проекта, отмечу анализ, применяемый к существующим отечественным и зарубежным аналогам исследуемого центробежного насоса.

В процессе работы предполагается получить большой объем теоретических и практических навыков, которые будут необходимы в процессе дальнейшей трудовой деятельности по специальности.

## 1 Обзор литературы

Насосные установки - одна из главных составляющих нефтедобывающей и перерабатывающей промышленности. Без насосного оборудования не обходятся нефтебазы, технологические установки, резервуарные парки, танкеры. Сложность в подборе насоса заключается в особенностях химических свойств нефтепродуктов. Горючие, легковоспламеняющиеся, с высокой вязкостью, большим количеством взвешенных частиц и различных примесей, они требуют особого подхода.

Данные агрегаты предназначены для работы с водными растворами, нефтью и нефтепродуктами: мазутом, сжиженными углеродными газами, водой с примесями, жидкостями высокого уровня вязкости и т.п.

Насосные установки отличаются от прочих агрегатов способностью функционировать в особых условиях эксплуатации. Так, в процессе нефтепереработки на узлы и прочие элементы насосной установки оказывают воздействие такие вещества как углеводороды, а также широкий диапазон рабочих давлений и температур.

К особенностям производства насосных установок для нефтяной промышленности относятся следующие моменты:

1. Насосы изготавливаются из плавостойких материалов, а корпус покрывается дополнительным защитным слоем из металла для лучшего охлаждения агрегата во время работы.

2. Уровень вибрации в процессе эксплуатации должен быть минимальным, а механические примеси не должны засорять оборудование.

3. Необходимо добиться нулевой токопроводимости из-за повышенного риска воспламенения.

4. Оборудование должно быть сконструировано с возможностью применения в широком диапазоне внешних температур и в разнообразных климатических условиях.



Одни из наиболее популярных производителей насосного оборудования - марки Mouvex и Blackmer, ОАО «ИнжНефтеМаш», ОАО «ЮУМЗ» и других.

### **1.1. Исследование отечественных конструкций насосов для нефтяной промышленности**

Среди отечественных насосных агрегатов так же есть достойные представители. Рассмотрим некоторые насосные агрегаты отечественного производства.

НБ50 – насосы горизонтальные, двухцилиндровые, двустороннего действия, приводные со встроенным зубчатым редуктором и предназначены для нагнетания промывочной жидкости (воды, глинистого раствора) в скважину при геологоразведочном и структурно поисковом бурении на нефть и газ.

Данные установки предназначены для нагнетания жидких сред в скважину при геологоразведочном и эксплуатационном бурении, ремонте скважин и выполнении других нефтепромысловых работ, а также для перекачки неагрессивных жидкостей.

Производством данного типа насосных установок занимается предприятие ОАО «Ижевский завод нефтяного машиностроения».

Сменой цилиндровых втулок и изменением числа ходов поршня легко установить требуемый режим работы по давлению и объемной подаче. Пневматический компенсатор в нагнетательной линии сглаживает пульсации и обеспечивает равномерность подачи жидкости на выходе насоса.

Основные технические характеристики насосной установки НБ 50 приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Основные технические характеристики насосной установки НБ 50

Наименование характеристики	Значение
Длина хода поршня	160
Частота вращения трансмиссионного вала (max), об/мин	413
Вакуумметрическая высота всасывания, м	3
Диаметр всасывающего/нагнетательного патрубков, мм	113/55
Число двойных ходов поршня в минуту	110
Габаритные размеры, не более, мм	1860x1000x1330

Схема насоса НБ 50 приведена на рисунке 1.

Работать такая установка может при различных температурах (от - 50 до + 400 °С). Промывочной жидкостью может выступать вода или различные эмульсии.

Укомплектованный шаровыми клапанами насос НБ 50 можно использовать для закачки различных сложных растворов, которые должны иметь определенные параметры плотности, вязкости, твердых частиц в составе.

Преимуществами настоящей насосной установки является простота конструкции и обслуживания.

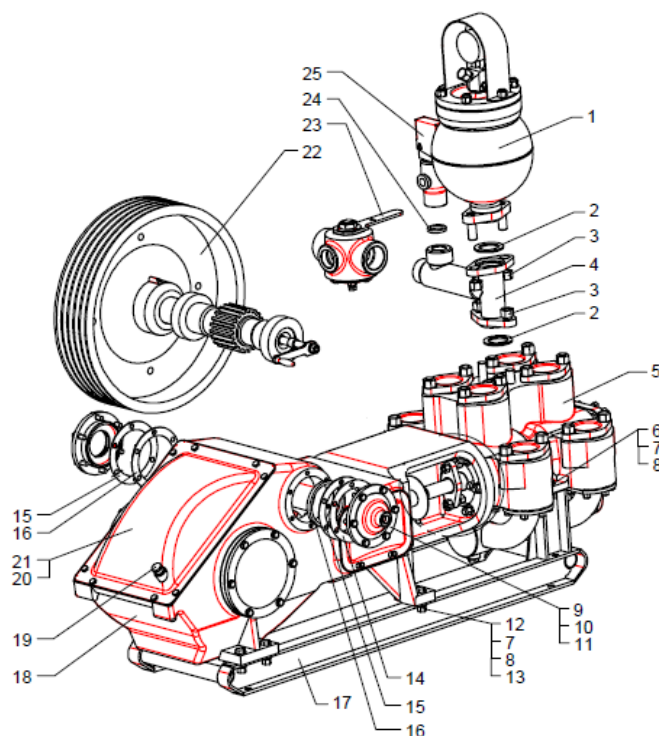


Рисунок 1 - Компоновочная схема насоса НБ 50:

1 – компенсатор сферический; 2 – прокладка; 3 – гайка; 4 – тройник; 5 – блок гидравлический; 6 – болт; 7 – гайка; 8 – шайба; 9 – крышка; 10 – болт; 11 – шайба; 12 – болт; 13 – шайба; 14 – прокладка; 15 – прокладка; 16 – кольцо; 17 – рама; 18 – блок привода; 19 – маслоуказатель; 20 – крышка станины; 21 – болт; 22 – болт; 23 – кран трехходовый; 24 – набивка сальника; 25 – клапан предохранительный

### Насосная установка УНБ-600

Следующая насосный агрегат, предлагаемая к рассмотрению - УНБ-600 - насосная установка двустороннего действия. Выпускается Южно-Уральским машиностроительным заводом (АО «МК ОРМЕТО-ЮУМЗ»).

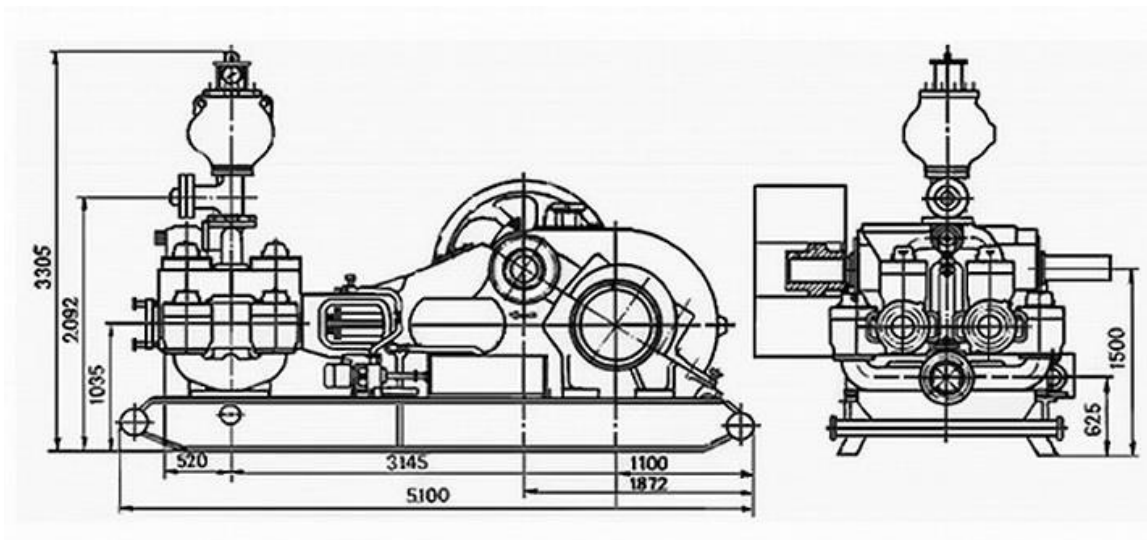


Рисунок 2 - Общий вид УНБ-600

Конструктивные особенности установки УНБ-600:

- мощность и давление насоса на каждом диаметре поршня позволяет осуществлять технологию проводки скважины в форсированном режиме бурения;
- трехпоршневые насосы одностороннего действия обеспечивают наименьшую степень неравномерности давления на выходе и наименьший расход клапанов и штоков поршня в сравнении с двухпоршневыми насосами двухстороннего действия;
- кованные гидрокоробки из высокопрочной легированной стали и ионное азотирование зубчатой передачи гарантируют назначенный ресурс насоса;
- гидрозатворное устройство цилиндропоршневой группы исключает подсасывание воздуха с тыльной стороны поршня и процесс газонасыщения бурового раствора; устройство обеспечивает смазку и охлаждение пары трения поршня и цилиндра;
- двухкамерное уплотнение штока ползуна устраняет потери масла из картера, его загрязнение буровым раствором;
- смазка редукторной части состоит из двух систем: принудительной и самотечной из накопительных лотков; принудительная система смазки выполнена с автоматическим поддержанием постоянного давления масла в маслопроводах;

- предохранительный клапан блокирующего устройства отключает привод буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе с одновременным сбросом избыточного давления;
- конструкция насоса позволяет использовать трансмиссию привода с любой стороны насоса или с обеих сторон;
- присоединение трубопроводов с обеих сторон обеспечивается всасывающим и нагнетательным коллекторами.

## **1.2. Исследование зарубежных конструкций насосов для нефтяной промышленности**

Рассмотрим продукцию зарубежных производителей.

### **1) Насосные установки Blackmer S-Series.**

Насосные установки Blackmer S-Series – эффективная насосная установка с уникальными конструктивными особенностями, соответствующая сертификату АTEX и предназначенная для работы во взрывоопасных условиях.

Проанализируем принцип работы насосной установки Blackmer S-Series.

Двухвинтовые насосы Blackmer, являющиеся объемными ротационными насосами, способны перекачивать различные чистые жидкости, не содержащие твердых частиц. Насос состоит из двух противоположных комплектов винтов. Во время работы насоса происходит зацепление этих винтов, расположенных на двух валах, в результате чего образуется герметичная полость с окружающим корпусом насоса. Во время вращения винтовых валов происходит осевое смещение перекачиваемой жидкости, которая последовательно и непрерывно поступает к центру насоса, где находится нагнетательное отверстие. Поскольку гидравлические силы, действующие на два винта, противоположны и равны, то происходит автоматическое балансирование гидравлического осевого напряжения, действующего на валы. Принцип работы насоса проиллюстрирован рисунком 3.

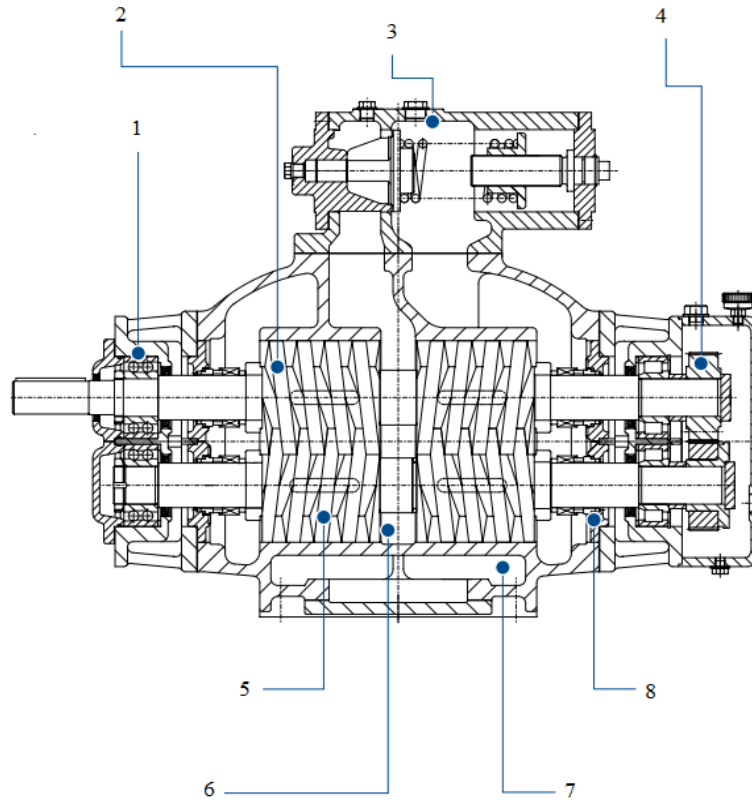


Рисунок 3 - Насосная установка Blackmer S-Series

На рисунке 3 цифрами обозначены следующие особенности исследуемой насосной установки:

1. Двухрядный шариковый подшипник может производить компенсацию сбалансированной осевой мощности.

2. Специальный профиль боковых поверхностей винта в сочетании с запатентованной технологией гарантирует высокоэффективное и устойчивое выталкивание жидкости почти без пульсации, а также оптимальную высоту столба жидкости на всасывающей стороне насоса.

3. Установленный предохранительный клапан может обеспечить защиту от перегрузки.

4. В насосах WTG синхронизирующая передача предназначена для передачи крутящего момента от силового винта к промежуточному винту, что гарантирует отсутствие металлического контакта и динамической передачи между винтами, надежное вращение и отсутствие опасности для

насоса даже в том случае, когда насос в течение короткого времени работает без жидкости.

5. Отдельная конструкция вала и винта позволят выбирать материалы для каждого из них.

6. Осевые силы уравниваются через двухсторонние винты.

7. Опора насоса нагревается парами или масляным теплоносителем.

8. Одинарное механическое уплотнение смазывается перекачиваемой средой.



Рисунок 4 - Внешний вид насосной установки Blackmer S-Series

## 2) Насосы компании Mouvex серии А.

Еще одна новинка последних лет – насосные агрегаты Mouvex серии А, улучшенные с учетом характеристик нефтегазовой и нефтедобывающей промышленности. Французский концерн PSG Dover с подразделением Mouvex - один из ведущих европейских поставщиков насосного оборудования для нефтяной, пищевой, фармацевтической и косметической отраслей.

Конструктивные особенности и технические характеристики насосных установок Mouvex позволяют использовать их в любой области, связанной с нефтепродуктами:

- при производстве сырой нефти и вторичной добыче;
- для транспортировки и разгрузки сырья;
- для улавливания паров и газов;

- для перекачки нефтешлама, мазута и сырой нефти;
- для нагнетания промывочной жидкости в процессе бурения скважин или подачи сред в пласт для улучшения интенсивности нефтедобычи;
- для транспортировки химических реагентов, солевых растворов, сжиженных газов, газового конденсата;
- в системах генерации давления и бустерных системах;
- для перекачки неагрессивных сред, например обводненной нефти.

Дисковые насосы Mouvex серии А эксцентриковые дисковые насосы для перекачивания жидкостей без пульсации и разрушения структуры продукта

- производительность до 50 м<sup>3</sup>/ч;
- высокая всасывающая способность;
- отсутствие механического уплотнения.

Особенности насосов Mouvex серии А:

- Способность самовсасывания.
- Неприхотливость.
- Неизменная производительность
- Надежная работа с любыми жидкостями.

В конструкции этой серии насосов, используется эксцентриковый диск, который обеспечивает самовсасывание даже в режиме сухого хода.

Насосы серии А сохраняют стабильный уровень производительности в течение долгого времени без дополнительной регулировки благодаря системе самоочистки. Даже если вязкость подаваемой жидкости значительно меняется, насосы серии А поддерживают регулярный и стабильный выход независимо от давления на входе.

Насосы серии А способны перекачивать жидкости различной степени вязкости, а также смазочные, абразивные и едкие среды.



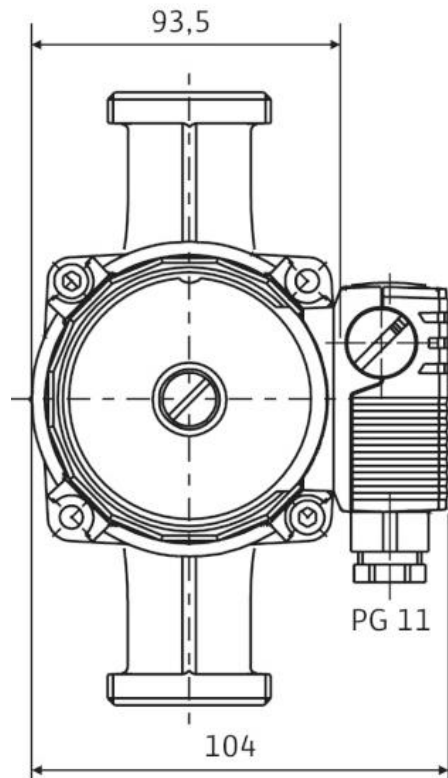


Рисунок 5 - Насос Mouvex серии А



Рисунок 6 - Внешний вид дискового насоса Mouvex серии А

По мере того как эксцентриковый вал вращается, насосный элемент образует камеру внутри цилиндра, которая увеличивается в размерах на входе, передавая жидкость в насосную камеру. Жидкость транспортируется к выходному отверстию, где размер насосной камеры уменьшается. Под давлением жидкость поступает в выпускной трубопровод.

Принцип работы насосов Mouvex и Blackmer позволяет им справляться с самыми тяжелыми условиями перекачки и без проблем контактировать с агрессивными и вязкими средами.

Насосы Blackmer, используемые для подачи и перекачки жидкостей с различными показателями вязкости, являются универсальными. Шибберные устройства легко справляются с газотурбинным топливом, мазутом, продуктами нефтепереработки и масляными составами, благодаря чему применяются в нефтяной, пищевой, фармацевтической, целлюлозной отраслях промышленности.

При перекачке задействовано несколько сил:

- механическая стабилизирует и прижимает лопасти к цилиндру, продвигая вязкую жидкость к выходному клапану насоса;
- гидравлическая способствует тому, чтобы давление перекачиваемого состава на основании всех лопастей было постоянным и стабильным;
- центробежная обеспечивает проворачивание шибберов ротора, которые выталкивают жидкость наверх.

Агрегаты Blackmer с двумя винтами - это объемные насосы, транспортирующие любые жидкости без твердых примесей. Устройство состоит из пары винтов, расположенных друг напротив друга, которые при вращении образуют с насосным корпусом герметичную полость. Гидропривод создает на валах агрегата стабильное гидравлическое осевое напряжение. Перекачиваемая среда благодаря движению винтов перемещается к выпускному клапану, расположенному по центру насоса.

Все насосные установки, применяемые в нефтяной отрасли, обладают общими конструктивными особенностями. Оборудование обязательно имеет гидравлическую часть и торцевое уплотнение, изготовлено из специфических материалов для установки вне помещений и в любых климатических условиях, а электродвигатель оснащен защитой от взрывов. Проточная часть агрегата выполняется из углеродистой, никельсодержащей или хромированной стали.

Нефтяные установки обычно представлены двумя видами: винтовыми или центробежными насосами. Первые более универсальны, поскольку предназначены для использования в суровых условиях. А за счет перекачки жидкостей без контакта с винтовой частью подходят для работы с загрязненными веществами с высокой плотностью.

Насосы Mouvex серии А известны своей надежностью и высокой производительностью, которые обеспечиваются инновационными разработками от инженеров компании.

Преимущества данной продукции:

- уникальная конструкция насоса А-Series позволяет устройству непрерывно работать в обратном направлении и обеспечивает обратную перекачку продуктов;

- уникальный принцип работы эксцентриковых дисков отвечает за гладкую перекачку (при низкой частоте вращения), а также гарантирует превосходную эффективность;

- конструкция насосов серии А обеспечивает самовсасываемость даже при работе всухую и в процессе очистки трубопровода;

- Mouvex А-series сохраняют свой первоначальный уровень производительности в течение длительного периода без регулировки благодаря автоматической очистке системы подпитки;

- даже при существенном изменении вязкости перекачиваемого продукта насосы поддерживают регулярный и постоянный выход независимо от давления на подаче.

Дополнительно насосы Mouvex серии А оснащены двойным байпасом для защиты при работе в обоих направлениях, а также нагревающей или охлаждающей рубашкой для транспортировки продуктов, которые могут затвердевать при низкой температуре окружающей среды.

Шиберные насосы демонстрируют отличную производительность (до 500 кубометров в час) при скорости в 640 оборотов в минуту и температуре от -50 °С до +260 °С. Насосы этой серии способны выдерживать давление до

17 бар. Винтовые насосы серии S показывают еще более впечатляющие результаты. Максимальная температура среды (в зависимости от модели насоса) может колебаться от -80 до +350 °С. Максимальный перепад давления достигает 60 бар, а вязкость - 200 000 СГС.

### **1.3. Сравнительная характеристика отечественных и зарубежных конструкций**

С каждым годом производители насосного оборудования представляют на наше обозрение все более новые разнообразные модели насосов, отличающиеся друг от друга качеством, техническими и эксплуатационными свойствами, а также своей стоимостью.

Современные модели насосного оборудования отличаются чрезвычайной эффективностью, высоким качеством, прочностью, надежностью, а значит, и долговечностью. Свое широкое применение современные насосы нашли в самых различных сферах и отраслях. Однако чаще всего их можно встретить в промышленности.

В настоящее время на состояние российского рынка насосного оборудования традиционно оказывает существенное влияние активность зарубежных компаний. Наиболее активную коммерческую деятельность ведут следующие зарубежные компании: Calpeda, Wilo, ESPA, Vipom, Grundfos, Nocchi, DAB, Pedrollo, Hydrovacuum. Широкий сегмент на насосном рынке представлен компаниями из Германии, европейскими фирмами из Турции, Италии, Польши, а также такими известными брендами как Siemens, Samsung Techwin, FINDER Pompe, Oddesse Pumpen-und Motorenfabrik GmbH, Kaeser Kompressoren, J. Helmke & Co., Compressor Valve Engineering и другими. Очень активно ведут себя на рынке производители из Кореи, Тайваня и Китая. Российские предприятия насосостроения умело конкурируют с поставщиками насосов из стран дальнего и ближнего зарубежья, особенно в области несложных видов насосов. Однако в последние годы на рынке заметно увеличилась доля сложных и дорогих насосов.

На сегодняшний день фирма Speroni S.R.L. является одним из крупнейших производителей насосного оборудования. Компания имеет две известные зарегистрированные торговые марки насосного оборудования Marina и Speroni. В программе производства широкий модельный ряд бытового насосного оборудования: станции водоснабжения, погружные и дренажные насосы, фонтанные насосы; а также оборудования для систем отопления, систем охлаждения и кондиционирования воздуха, промышленных циркуляционных установок.

Корпорация Sundyne (США) более 30 лет является ведущим производителем в области высокотехнологичного оборудования – центробежных насосов и компрессоров. Насосы Sundyne широко применяются для перекачивания различного вида топлива, в химической, нефтеперерабатывающей промышленности, энергетике.

Компания Iron Pump была основана в 1906 году тремя датскими инженерами. За более чем вековой опыт работы Iron Pump стала одним из ведущих производителей центробежных и поршневых насосов для морской промышленности в Европе.

Стоит отметить, что большинство насосных агрегатов иностранного производства превосходят по основным технологическим параметрам отечественные агрегаты, однако, необходимо учитывать значительный разрыв в стоимости отечественных и иностранных насосов – российские агрегаты значительно дешевле в ремонте и эксплуатации.

Подведем промежуточные итоги.

В первом разделе выпускной квалификационной работы произведен аналитический обзор конструкций современных центробежных насосов. Одни из наиболее популярных производителей насосного оборудования - марки Mouvex и Blackmer, ОАО «ИнжНефтеМаш», ОАО «ЮУМЗ» и другие.

В первом разделе работы исследованы наиболее эффективные отечественные и зарубежные конструкции центробежных насосов такие

насосные агрегаты, как Blackmer S-Series, Mouvex серии А, насос НБ50, УНБ-600.

При насосном способе эксплуатация нефтяной скважины может производиться при помощи различных типов оборудования. Для этого способа эксплуатации могут применяться следующие виды:

- Штанговое глубинное оборудование.
- Центробежный насос с электроприводом.
- Погружной штанговый либо насос с электроприводом.

### **Штанговое глубинное оборудование**

Штанговая насосная установка состоит из скважинного насоса, который спускается в скважину под динамический уровень на насосно-компрессорных трубах диаметром 38-102мм. и штангах диаметром 16-25мм. индивидуального привода, состоящего из станка-качалки и электродвигателя, и устьевого оборудования, в состав которого входят: тройник с сальником и планшайба. Верхняя штанга, называемая полированным штоком, пропускается через сальник и соединяется с головкой балансира станка-качалки с помощью канатной подвески и траверсы.

Плунжерный насос приводится в действие от станка-качалки, где вращательное движение, получаемое от двигателя при помощи редуктора, кривошипно-шатунного механизма и балансира, преобразуется в возвратно-поступательное движение, передаваемое плунжеру штангового насоса через колонну штанг.

При ходе плунжера вверх под ним снижается давление, и жидкость из межтрубного пространства через открытый всасывающий клапан поступает в цилиндр насоса.

При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, а нагнетательный клапан открывается, и жидкость из цилиндра переходит в

подъёмные трубы. При непрерывной работе насоса уровень жидкости в НКТ повышается, жидкость доходит до устья скважины и через тройник переливается в выкидную линию.

### **Центробежный насос с электроприводом**

Несмотря на некоторые недостатки (низкий к.п.д. при перекачке высоковязких нефтепродуктов, необходимость постоянного подпора, достаточная эффективность в ограниченном диапазоне подачи и ряд других), центробежные насосы практически полностью вытеснили поршневые. Этому в значительной степени способствовало то, что центробежные насосы по сравнению с поршневыми, особенно в связи с возможностью возрастания грузопотоков по магистральным трубопроводам, имеют существенные преимущества:

- большая подача при достаточном напоре простого по своей конструкции, относительно небольшого габарита и стоимости насосного агрегата;
- достаточно высокий к.п.д., при этом последний возрастает с увеличением подачи насосного агрегата;
- плавное изменение подачи в зависимости от гидравлической характеристики трубопровода;
- возможность непосредственного присоединения вала насоса к валу двигателя без понижающих редукторов;
- небольшие требования к степени очистки перекачиваемых нефтепродуктов от механических примесей;
- относительно простая автоматизация и телемеханизация магистральных трубопроводов, оборудованных центробежными насосами.

## **Погружной штанговый либо насос с электроприводом**

При насосной эксплуатации подъем жидкости из скважин на поверхность осуществляется насосами в основном штанговыми и бесштанговыми (погружными электроцентробежными). Откачка нефти из скважин при помощи штанговых глубинных насосов получила широкое распространение в силу их простоты и сравнительной дешевизны. Штанговые насосы позволяют отбирать нефть с глубин до 2500 м. Глубиннонасосными установками можно отбирать до 500 м<sup>3</sup> жидкости в сутки в зависимости от диаметра и глубины спуска насоса.

Основными элементами ее являются: колонна насосных труб и глубинный насос с плунжером, подвешенный на штангах. Перечисленные элементы относятся к подземному оборудованию скважины. Глубинный насос приводится в движение от станка-качалки, расположенного на поверхности земли и состоящего из балансира, шатунно-кривошипного механизма и двигателя. Глубинный насос представляет собой обычный поршневой насос одинарного действия с проходным поршнем (плунжером).



## 2. Расчет и подбор оборудования для эксплуатации нефтяной скважины

Для надежной работы насоса требуется его правильный подбор к используемой скважине. При работе скважины постоянно меняются параметры пласта, при забойной зоны пласта, свойства отбираемой жидкости: содержание воды, количество попутного газа, количество механических примесей, и как следствие, происходит не до отбор жидкости или осуществляется работа насоса вхолостую, что сокращает межремонтный период работы насоса. На данный момент делается упор на более надежное оборудование, для увеличения межремонтного периода, и как следствие снижаются затраты на подъем жидкости. Этого можно добиться, применяя центробежные УЭЦН вместо ШСН, так как центробежные насосы имеют большой межремонтный период.

Для проведения подбора УЭЦН необходимы следующие исходные данные:

- 1) Длина скважины  $L$ , м – 2200;
- 2) Глубина залегания пласта  $H$ , м – 1700;
- 3) Внешний диаметр обсадной колонны  $D_k$ , мм – 144,3;
- 4) Требуемый дебит скважины  $Q_{пл}$ , м<sup>3</sup>/сут. – 270;
- 5) Плотность газожидкостной смеси  $\rho_{см}$ , кг/м<sup>3</sup> – 880;
- 6) Кинематическая вязкость нефти  $\nu$ , м<sup>2</sup>/с –  $2,2 \cdot 10^{-6}$ ;
- 7) Пластовое давление,  $P_{пл}$ , МПа – 15;
- 8) Давление насыщения,  $P_{нас}$ , МПа – 9;
- 9) Буферное давление,  $P_b$ , МПа – 0,7;
- 10) Затрубное давление,  $P_z$ , МПа – 1,2;
- 11) Коэффициент продуктивности скважины  $K_{прод}$ ,  $\frac{м^3}{МПа} \cdot сут$  – 48
- 12) Объемный коэффициент нефти  $B$  – 1,15;
- 13) Обводенность продукции скважины  $n$  – 0,35;
- 14) Газовый фактор  $G$ ,  $\frac{м^2}{м^2}$  – 70;
- 15) Предельно-допустимое газосодержание на приеме насоса,  $\Gamma$  – 0,1;

- 16) Температура газожидкостной смеси в пласте  $T_{пл}, ^\circ\text{C} - 70$ ;
- 17) Температурный градиент  $G_T, \frac{^\circ\text{C}}{\text{м}} - 0,02$ ;
- 18) Содержание механических примесей, г/л – нет;
- 19) Содержание сероводорода и углекислого газа, г/л – до 0,01;
- 20) Состояние скважины – запуск.

## 2.1. Подбор УЭЦН

1. Определяем забойное давление, при котором обеспечивается заданный дебит скважины:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} - \frac{Q}{K_{\text{прод}}} = 15 \cdot 10^6 - \frac{270}{48 \cdot 10^{-6}} = 9,375 \cdot 10^7 \text{ Па}, \quad (2.1)$$

где  $P_{\text{пл}}$  - пластовое давление;

$Q$  - заданный дебит скважины;

$K_{\text{прод}}$  - коэффициент продуктивности скважины.

2. Определяем глубину расположения динамического уровня при заданном дебите жидкости:

$$H_{\text{дин.верт}} = H_{\text{скв}} - \frac{P_{\text{заб}} - P_{\text{затр}}}{\rho \cdot g} = 1700 - \frac{9.375 \cdot 10^7 - 1.2 \cdot 10^6}{880 \cdot 9.81} = 753,03 \text{ м}, \quad (2.2)$$

где  $H_{\text{дин.верт}} = 9.375 \cdot 10^7$  – динамический уровень по вертикали, м;

$H_{\text{скв}} = 1700$  – глубина залегания пласта по вертикали, м;

$P_{\text{заб}} = 9.375 \cdot 10^7$  – оптимальное забойное давление, Па;

$\rho = 880$  – удельный вес газожидкостной смеси,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ .

А) Определяем среднее значение  $\cos\alpha$ -угла отклонения ствола скважины от вертикали:

$$\cos \alpha = \frac{H_{\text{СКВ}}}{L_{\text{СКВ}}} = \frac{1700}{2200} = 0.773, \quad (2.3)$$

где  $H_{\text{СКВ}} = 1700$  – глубина залегания пласта по вертикали, м;

$L_{\text{СКВ}} = 2200$  – длина скважины, м.

Б) Определяем динамический уровень в стволе скважины:

$$H_{\text{дин}} = \frac{H_{\text{дин.верт}}}{\cos \alpha} = \frac{753.03}{0.773} = 974.51 \text{ м}, \quad (2.4)$$

где  $H_{\text{дин.верт}} = 9.375 \cdot 10^7$  – динамический уровень по вертикали, м;

$\cos\alpha = 0.773$  – угол отклонения ствола в скважины.

3. Определяем давление на приеме насоса, при котором газосодержание на входе в насос не превышает предельно-допустимое для данного региона:

$$P_{\text{пр}} = (1 - \Gamma) \cdot P_{\text{нас}} = (1 - 0.1) \cdot 10 \cdot 10^6 = 9 \cdot 10^6 \text{ Па}, \quad (2.5)$$

где  $\Gamma$  – предельно-допустимое газосодержание на приеме насоса;

$P_{\text{нас}}$  – давление насыщения, Па.

4. Определение глубины подвески насоса осуществляем по формуле:

$$L_{\text{подв}} = H_{\text{дин}} + \frac{P_{\text{пр}}}{\rho \cdot g} = 974.51 - \frac{9 \cdot 10^6}{880 \cdot 9.81} = 2017 \text{ м}, \quad (2.6)$$

5. Температура пластовой жидкости на приеме насоса определяется как:

$$T = T_{\text{пл}} - (L_{\text{СКВ}} - L_{\text{подв}}) \cdot G_T = 70 - (1700 - 2017) \cdot 0,02 = 66.341 \text{ }^\circ\text{C}, \quad (2.7)$$

где  $T_{\text{пл}}$  - пластовая температура;

$G_T$  - температурный градиент.

6. Определяем объемный коэффициент жидкости при давлении на входе в насос:

$$V_{об} = n + (1 - n) \cdot \left[ 1 + (B - 1) \cdot \sqrt{\frac{P_{пр}}{P_{нас}}} \right] = 0,35 + (1 - 0,35) \cdot \left[ 1 + (1,15 - 1) \cdot \sqrt{\frac{9 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^6}} \right] = 1,092, \quad (2.8)$$

где  $V_{об}$  - объемный коэффициент нефти при давлении насыщения;

$b$  – объемная обводненность продукции;

$P_{пр}$  - давление на входе в насос;

$P_{нас}$  - давление насыщения.

7. Вычисляем дебит жидкости на входе в насос:

$$Q_{пр} = Q \cdot V_{об} = 270 \cdot 1.092 = 294.974 \frac{м^3}{сут}, \quad (2.9)$$

8. Определяем объемное количество свободного газа на входе в насос:

$$G_{пр} = G \cdot \left[ 1 - \left( \frac{P_{пр}}{P_{нас}} \right) \right] = 70 \cdot \left( \frac{9 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^6} \right) = 7 \frac{м^3}{м^3}, \quad (2.10)$$

где  $G$ - газовый фактор.

9. Расчет газосодержания на входе насоса осуществляется по формуле:

$$\beta_{вх} = \frac{1}{\frac{(1 + P_{пр}) \cdot V_{об}}{G_{пр}} + 1} = \frac{1}{\frac{(1 + 9) \cdot 1.092}{7} + 1} = 0.391, \quad (2.11)$$

10. Определение расхода газа на входе насоса:

$$Q_{г.пр} = \frac{Q_{пр} \cdot \beta_{вх}}{1 - \beta_{вх}} = \frac{294.974 \cdot 0.391}{1 - 0.391} = 189 \frac{м^3}{сут}, \quad (2.12)$$

11. Вычисляем приведенную скорость газа в сечении обсадной колонны на входе в насос:

Для того чтобы рассчитать приведенную скорость газа, нужно определить площадь сечения кольца, образованная внешним диаметром корпусной трубы ( $d_{\text{нас}}$ ) насоса и внутренним диаметром обсадной колонны ( $D_{\text{вн}}$ ):

$$f_{\text{СКВ}} = \frac{\pi}{4} \cdot [(D_{\text{вн}} \cdot 10^{-3})^2 - (d_{\text{нас}} \cdot 10^{-3})^2] = \frac{\pi}{4} \cdot [(144.3 \cdot 10^{-3})^2 - (114 \cdot 10^{-3})^2] = 6.147 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2, \quad (2.13)$$

$$C_{\text{Г}} = \frac{Q_{\text{Г.пр}}}{f_{\text{СКВ}}} = \frac{1.686 \cdot 10^{-3}}{6.147 \cdot 10^{-3}} = 0,274 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (2.14)$$

где  $f_{\text{СКВ}}$  - площадь сечения скважины на приеме насоса.

12. Определение истинного газосодержания на входе в насос:

$$\varphi = \frac{\beta_{\text{ВХ}}}{1 + \frac{C_{\text{П}}}{C_{\text{Г}}} \cdot \beta_{\text{ВХ}}} = \frac{0.391}{1 + \frac{0.02}{0.274} \cdot 0.391} = 0.38, \quad (2.15)$$

где  $C_{\text{П}}$  - скорость всплытия газовых пузырьков, зависящая от обводненности продукции скважины,  $\frac{\text{м}}{\text{с}}$ .

13. Определяем работу газа на участке "забой-прием насоса":

$$P_{\text{Г1}} = P_{\text{нас}} \cdot \left( \frac{1}{1 - 0.4 \cdot \varphi} - 1 \right) = 10 \cdot 10^6 \cdot \left( \frac{1}{1 - 0.4 \cdot 0.38} - 1 \right) = 1.791 \cdot 10^6 \text{ Па}, \quad (2.16)$$

14. Определяем работу газа на участке "нагнетание насоса - устье скважины", для расчета работы газа необходимо знать: объемное количество свободного газа на устье, объемный коэффициент жидкости, а также газосодержание и истинное газосодержание у устья скважины.

А) Определение объемного количества газа на устье:

$$G_{\text{пр}} = G \cdot \left(1 - \frac{P_6}{P_{\text{нас}}}\right) = 70 \cdot \left(1 - \frac{0.7 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^6}\right) = 65.1, \quad (2.17)$$

Б) Объемный коэффициент жидкости у устья:

$$V_{\text{об.буф}} = n + (1 - n) \cdot \left[1 + (B - 1) \cdot \sqrt{\frac{P_6}{P_{\text{нас}}}}\right] = 0.35 +$$

$$+ (1 - 0.35) \cdot \left[1 + (1.15 - 1) \cdot \sqrt{\frac{0.7 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^6}}\right] = 1.026, \quad (2.18)$$

В) Газосодержание у устья скважины:

$$\beta_{\text{буф}} = \frac{1}{\frac{(1 + P_6) \cdot V_{\text{об.буф}}}{G_{\text{буф}}} + 1} = \frac{1}{\frac{(1 + 0.7) \cdot 1.023}{65.1} + 1} = 0.974, \quad (2.19)$$

Г) Истинное газосодержание у устья скважины:

$$\varphi = \frac{\beta_{\text{буф}}}{1 + \frac{C_{\text{п}}}{C_{\text{г}}} \cdot \beta_{\text{буф}}} = \frac{0.974}{1 + \frac{0.02}{0.274} \cdot 0.974} = 0.909, \quad (2.20)$$

Д) Расчёт работы газа:

$$P_{\text{г2}} = P_{\text{нас}} \cdot \left(\frac{1}{1 - 0.4 \cdot \varphi_{\text{буф}}} - 1\right) = 10 \cdot 10^6 \cdot \left(\frac{1}{1 - 0.4 \cdot 0.909} - 1\right) =$$

$$= 5.717 \cdot 10^6 \text{ Па}, \quad (2.21)$$

Величины с индексом “буф” относятся к сечению устья скважины и являются “буферными” давлением, газосодержанием и т.д.

15. Определяем потребное давление насоса:

$$P = \rho \cdot g \cdot L_{\text{подв}} + P_6 - P_{\text{г1}} - P_{\text{г2}} = 880 \cdot 9.81 \cdot 2017 + 0.7 \cdot 10^6 -$$

$$- 1.791 \cdot 10^6 - 5.717 \cdot 10^6 = 1.141 \cdot 10^7 \text{ Па}, \quad (2.22)$$

где  $L_{\text{дин}}$  - глубина расположения динамического уровня;

$P_{\text{буф}}$  - буферное давление;

$P_{\text{Г1}}$ -давление работы газа на участке "забой-прием насоса";

$P_{\text{Г2}}$ -давление работы газа на участке "нагнетание насоса-устье скважины".

16.Определение требуемого напора насоса:

$$H_{\text{тр}} = \frac{P}{\rho \cdot g} = \frac{1.141 \cdot 10^7}{880 \cdot 9.81} = 1321 \text{ м}, \quad (2.23)$$

## 2.2. Выбор насоса

В соответствии с величинами требуемого напора и требуемой подачи, а также диаметра обсадной колонны произведем выбор погружного электроцентробежного насоса:

$$Q = 270 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}, \quad H_{\text{тр}} = 1321 \text{ м}, \quad D_{\text{вн}} = 144,3 \text{ мм}$$

### **ЭЦН6-250-1400**

Основные технические показатели выбранного насоса (для оптимального режима на воде):

Подача:  $Q_{\text{ов}} = 250 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$

Напор:  $H_{\text{хар}} = 1385 \text{ м}$

Коэффициент полезного действия:  $\eta = 0.62$

Количество ступеней выбранного насоса:  $Z_{\text{ст}} = 183$

17. Определяем коэффициент изменения подачи насоса при работе на нефтегазовой смеси относительно водяной характеристики:

$$K_{Qv} = 1 - 4.95 \cdot \frac{\nu^{0,85}}{Q_{OB}^{0,57}} = 1 - 4.95 \cdot \frac{0.022^{0,85}}{250^{0,57}} = 0.992, \quad (2.24)$$

где  $\nu$  - эффективная вязкость смеси;

$Q_{OB}$  - оптимальная подача насоса на воде.

18. Вычисляем коэффициент изменения КПД насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{\eta\nu} = 1 - 1.95 \cdot \frac{\nu^{0,4}}{Q_{OB}^{0,27}} = 1 - 1.95 \cdot \frac{0.022^{0,4}}{250^{0,27}} = 0.905, \quad (2.25)$$

19. Вычисляем коэффициент сепарации газа на входе в насос:

$$K_C = \frac{1}{1 + 6.02 \cdot \frac{Q_{пр}}{f_{СКВ}}} = \frac{1}{1 + 6,02 \cdot \frac{294.974}{3600 \cdot 24 \cdot 6.147 \cdot 10^{-3}}} = 0.23, \quad (2.26)$$

где  $f_{СКВ}$  - площадь кольца, образованного внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом насоса.

20. Определяем относительную подачу жидкости на входе в насос:

$$q = \frac{Q_{пр}}{Q_{OB}} = \frac{294.974}{250} = 1.18, \quad (2.27)$$

где  $Q_{OB}$  - подача в оптимальном режиме по “водяной” характеристики насоса.

21. Определяем относительную подачу на входе в насос в соответствующей точке водяной характеристики насоса:

$$q_{пр} = \frac{Q_{пр}}{Q_{OB} \cdot K_{Qv}} = \frac{294.974}{250 \cdot 0.992} = 1.19, \quad (2.28)$$

22. Вычисляем газосодержание на приеме насоса с учетом газосепарации:

$$\beta_{пр} = \frac{\beta_{вх} \cdot (1 - K_C)}{\beta_{вх} \cdot (1 - K_C) + Q_{пр}} = \frac{0.391 \cdot (1 - 0.23)}{0.391 \cdot (1 - 0,23) + 294.974} = 1.018 \cdot 10^{-3}, \quad (2.29)$$

23. Определяем коэффициент изменения напора насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{H\nu} = 1 - 1.07 \cdot \frac{\nu^{0,6} \cdot q_{пр}}{Q_{OB}^{0,57}} = 1 - 1.07 \cdot \frac{0.22^{0,6} \cdot 1.19}{250^{0,57}} = 0.994; \quad (2.30)$$



24. Определяем коэффициент изменения напора насоса с учетом влияния газа:

$$K = \frac{1 - \beta_{\text{пр}}}{(0.85 - 0.31 \cdot q_{\text{пр}})^A} = \frac{1 - 1.018 \cdot 10^{-3}}{(0.85 - 0.31 \cdot 1.19)^{0.017}} = 1.012, \quad (2.31)$$

$$\text{где } A = \frac{1}{15.4 - 19.2 \cdot q_{\text{пр}} + (6.8 \cdot q_{\text{пр}})^2} = \frac{1}{15.4 - 19.2 \cdot 1.19 + (6.8 \cdot 1.19)^2} = 0.017, \quad (2.32)$$

25. Определяем напор насоса на воде при оптимальном режиме:

$$H_{\text{опт.реж.}} = \frac{P}{\rho \cdot g \cdot K \cdot K_{Hv}} = \frac{1141 \cdot 10^7}{880 \cdot 9.81 \cdot 1.012 \cdot 0.994} = 1313 \text{ м}, \quad (2.33)$$

26. Определение необходимого числа ступеней насоса:

А) Напор одной ступени выбранного насоса:

$$h_{\text{ст}} = \frac{H_{\text{хар}}}{Z_{\text{ст}}} = \frac{1385}{229} = 6.048 \text{ м}, \quad (2.34)$$

где  $Z_{\text{ст}}$  – количество ступеней выбранного насоса.

Б) Необходимое число ступеней:

$$Z = \frac{H_{\text{опт.реж.}}}{h_{\text{ст}}} = \frac{954.889}{6.23} = 217.13; \quad (2.35)$$

Принимаем число ступеней 218. Стандартное число ступеней превышает расчетное менее чем на 10%, следовательно убирать ступени нет необходимости.

27. Определяем КПД насоса с учетом влияния вязкости, свободного газа и режима работы:

$$\eta_n = 0,8 \cdot K_{\eta v} \cdot K \cdot \eta = 0.8 \cdot 0.905 \cdot 1.012 \cdot 0.62 = 0.567, \quad (2.36)$$

28. Определяем мощность насоса:

$$N_{\text{нас}} = \frac{P \cdot Q}{\eta_n \cdot 24 \cdot 3600} = \frac{8.293 \cdot 10^6 \cdot 270}{0.567 \cdot 24 \cdot 3600} = 6.282 \cdot 10^4 \text{ Вт}, \quad (2.37)$$

29. Определяем мощность погружного двигателя:

$$N_{\text{пэд}} = \frac{N_{\text{нас}}}{\eta_{\text{пэд}}} = \frac{45680}{0.85} = 7.74 \cdot 10^3 \text{ Вт}, \quad (2.38)$$

где  $\eta_{\text{пэд}}$  – коэффициент полезного действия электродвигателя.

30. В скважинах с возможным фонтанированием или выбросом жидкости при смене скважинного насоса глушение осуществляется заливкой тяжелой жидкости (воды, воды с утяжелителями). При спуске нового насоса необходимо откачать насосом эту жидкость из скважины, чтобы установка начала работать на оптимальном режиме при отборе нефти. При этом сначала необходимо проверить мощность, потребляемую насосом в том случае, когда насос перекачивает тяжелую жидкость. В формулу для определения мощности вводится плотность, соответствующая перекачиваемой тяжелой жидкости (для начального периода ее отбора).

При этой мощности проверяется возможный перегрев двигателя. По увеличению мощности и перегреву определяется необходимость комплектации установки более мощным двигателем.

31. Проверяем насос и погружной двигатель на возможность откачки тяжелой жидкости (жидкости глушения) при освоении скважины:

$$P_{\text{гл}} = \rho_{\text{гл}} \cdot g \cdot L_{\text{подв}} + P_{\text{заб}} + P_{\text{б}} - P_{\text{пл}}$$

$$\begin{aligned} P_{\text{гл}} &= 1.1 \cdot 10^3 \cdot 9.81 \cdot 1.657 \cdot 10^3 + 0.7 \cdot 10^6 + 9.375 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6 = \\ &= 1.295 \cdot 10^7 \text{ Па,} \end{aligned} \tag{2.39}$$

где  $\rho_{\text{гл}}$  - плотность жидкости глушения =  $1100 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$

32. Вычисляем напор насоса при освоении скважины:

$$H_{\text{гл}} = \frac{P_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}} \cdot g} = \frac{1.295 \cdot 10^7}{1.1 \cdot 10^3 \cdot 9.81} = 1.2 \cdot 10^3; \tag{2.40}$$

33. Определяем мощность насоса при освоении скважины:

$$N_{\text{гл}} = \frac{P_{\text{гл}} \cdot Q_{\text{пр}}}{\eta_{\text{н}}} = \frac{1.295 \cdot 10^7 \cdot 3.414 \cdot 10^{-3}}{0.567} = 7.792 \cdot 10^4 \text{Вт}; \quad (2.41)$$

34. Мощность, потребляемая погружным электродвигателем при освоении скважины:

$$N_{\text{пэд,гл}} = \frac{N_{\text{гл}}}{\eta_{\text{пэд}}} = \frac{7.792 \cdot 10^4}{0.85} = 9.167 \cdot 10^4 \text{Вт}, \quad (2.42)$$

Делаем вывод, что данный насос подходит для работы с тяжелой жидкостью.

### 2.3. Выбор погружного электродвигателя

В соответствии с определенными величинами мощностей, потребляемых насосом в режиме добычи пластового флюида и при освоении, а так же диаметром обсадной колонны выбираем электродвигатель ПЭД90-117.

#### ПЭД90-117М

Технические показатели выбранного электродвигателя:

Мощность:	$N_{\text{пэд,х}} = 90 \text{кВт}$
Рабочее напряжение:	$U_{\text{раб.}} = 2000 \text{В}$
Рабочая сила тока :	$I_{\text{раб.}} = 38,7 \text{А}$
КПД :	$\eta_{\text{пэд,х}} = 0,81$
Диаметр корпуса:	$D_{\text{корп.}} = 117 \text{мм}$

Проверяем установку на теплоотвод по минимально допустимой скорости охлаждающей жидкости в кольцевом сечении, образованном внутренней поверхностью обсадной колонны в месте установки погружного агрегата и внешней поверхностью погружного двигателя, для чего рассчитываем скорость потока откачиваемой жидкости:

$$W = \frac{Q}{24 \cdot 3600 \cdot F} = \frac{270}{24 \cdot 3600 \cdot 5.6 \cdot 10^{-4}} = 0.558 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (2.43)$$

где  $F = 0.785 (D^2 - d^2)$  - площадь кольцевого сечения,

$D_{\text{вн}}$  -внутренний диаметр обсадной колонны,

$d_{\text{пэд}}$ -внешний диаметр ПЭД= 103м

$$F = 0.785(D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{пэд}}^2) = 0.785(144.3^2 - 103^2) = 5.6 \cdot 10^{-4} \text{м}^2, \quad (2.44)$$

$$W \geq W_{\text{мин}}$$

$$(2.45)$$

0.558  $\geq$  0.23 –Условие выполняется.

## 2.4. Выбор кабеля, трансформатора и определение эксплуатационных параметров УЭЦН

Выбор кабеля осуществляется:

1) Определяем сечение жилы кабеля:

$$S = \frac{I_{\text{раб}}}{i} = \frac{38.7}{5} = 7.74 \text{ мм}^2, \quad (2.46)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – номинальный ток выбранного электродвигателя = 38.7А,

$i$  – плотность рабочего тока в кабеле =  $5 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ ,

2) Определяем потери мощности в кабеле:

$$R = \rho_{\text{меди}} \cdot (1 + \alpha T \cdot (T - T_{20})) \cdot \frac{1}{S}$$

$$R = 0.01750 \cdot (1 + 0.004 \cdot (69.085 - 20)) \cdot \frac{1}{6.45} = 2.705 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}, \quad (2.47)$$

где  $\alpha T$  – температурный коэффициент для меди= 0.004,

$$\rho_{\text{меди}} \text{ — удельное сопротивление меди} = 0.01750 \text{ м} \cdot \frac{\text{мм}^2}{\text{м}};$$

T- температура на заборе у приема насоса= 69.085°С;

$$T_{20} = 20^\circ\text{С}.$$

3) Общая длина кабеля определяется как:

$$L_{\text{к}} = L_{\text{подв}} + 100 = 1.757 \cdot 10^3 \text{ м}, \quad (2.48)$$

$$\Delta P_{\text{к}} = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot R \cdot L_{\text{к}} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 38.7^2 \cdot 3.246 \cdot 1.757 = 21.348 \text{ Вт}, \quad (2.49)$$

Возьмем кабель:	КПБК 3×10,
Максимальные наружные размеры:	29 мм,
Номинальная строительная длина:	1200-1700 м,
Расчетная масса:	898 кг,
Рабочее напряжение:	2500 В,

## 2.5. Выбор трансформатора:

1) Мощность трансформатора:

$$P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{к}} + \frac{N_{\text{пэд.х}} \cdot 10^3}{\eta_{\text{пэд.х}}} = 1.111 \cdot 10^5 \text{ Вт}, \quad (2.50)$$

2) Для определения величины напряжения во вторичной обмотке трансформатора найдем величину падения напряжения в кабеле:

Активное удельное сопротивление на 1 км кабеля:  $R_{\text{к}} = R \cdot 10^3 = 2.705 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$

$$\begin{aligned} \Delta U = \sqrt{3} \cdot (R \cdot \cos\varphi + X_0 \cdot \sin\varphi) \cdot I_{\text{раб}} \cdot L_{\text{к}} = \Delta U = \sqrt{3} \cdot (3.246 \cdot 0.75 + \\ + 0.1 \cdot 10^{-3} \cdot 0.661) \cdot 38.7 \cdot 1.757 \cdot 10^3 = 265.65 \text{ В}, \quad (2.51) \end{aligned}$$

где  $X_0$  – индуктивное удельное сопротивление кабеля  $= 0.1 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$ ,

$\cos\varphi$  – коэффициент мощности электродвигателя  $= 0.75$ ,

$\sin\varphi$  – коэффициент реактивной мощности  $= \sqrt{1 - \cos^2\varphi} = 0.661$ .

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора должно быть равно сумме напряжения электродвигателя и величины потерь напряжения в кабеле.

$$U_{\text{тр}} = U_{\text{раб}} + \Delta U = 2000 + 294 = 2.247 \cdot 10^3 \text{В.}$$

(2.52)

## 2.6. Выбор насосно-компрессорных труб

Диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) 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  $1,2 \div 1,6 \frac{\text{м}}{\text{с}}$ , причем меньшее значение берется для малых дебитов.

1) Площадь внутреннего канала НКТ:

$$F_{\text{вк}} = \frac{Q}{24 \cdot 3600 \cdot 86400 \cdot V_{\text{ср}}} = 3.617 \cdot 10^{-8} \text{м}^2, \quad (2.53)$$

где  $V_{\text{ср}}$  - средняя скорость потока в трубах  $= 1 \frac{\text{м}}{\text{с}}$ ;

2) Находим внутренний диаметр НКТ:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вк}} \cdot 10^4}{0.785}} = \sqrt{\frac{3.617 \cdot 10^{-8} \cdot 10^4}{0.785}} = 0,021 \text{м}, \quad (2.54)$$

Примем ближайшее значение  $D_{\text{НКТ}} = 26.7 \text{ мм}$

3) Корректируем среднюю скорость потока в трубах:

$$F_{\text{BK1}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{HKT}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,0267^2}{4} = 3,365 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2, \quad (2.55)$$

где  $D_{\text{HKT}}$  - внутренний диаметр выбранной НКТ= 0,02 м;

$$V_{\text{cp1}} = \frac{Q}{24 \cdot 3600 \cdot 86400 \cdot F_{\text{BK1}}} = 1,075 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; \quad (2.56)$$

По полученным данным выбираем трубы с высаженными наружу концами с треугольной резьбой:

Условный диаметр :	27мм;
Внутренний диаметр D:	26.7 мм;
Толщина стенки S:	3 мм;
Наружный диаметр муфты Dм:	42.2, мм;
Масса:	1.8 кг/м;
Высота резьбы h:	1.412 мм;
Длина резьбы с полным профилем L:	16.3 мм;
Наружный диаметр высаженной части Dв:	33.4 мм;

## 2.7. Освоение скважины методом свабирования

Освоение скважины заключается в снижении уровня жидкости в скважине поршнем (свабом). Снижение выполняется путем последовательного выноса на поверхность объемов жидкости над поршнем. Объем захватываемой порции флюида определяется глубиной погружения сваба под уровень жидкости, что, в свою очередь, диктуется характеристиками грузонесущего троса (кабеля) и манжеты сваба. Параметрами, определяющими ход работ, являются проектная глубина снижения и объем извлеченной жидкости. При

использовании автономной регистрирующей аппаратуры возможно выполнение гидродинамических исследований в процессе свабирования.

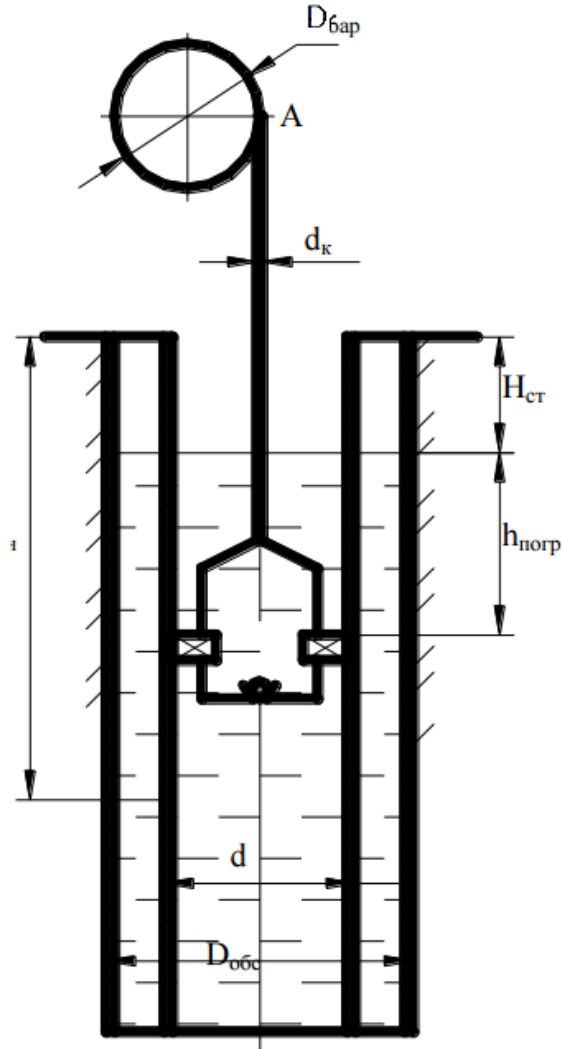


Рисунок 7 - Метод свабирования

Определение нагрузки, действующей на канат в точке подвески каната над устьем скважины:

Вес жидкости:

$$P_{ж} = \frac{h_{погр} \cdot \pi \cdot d_{нкт.вн}^2 \cdot g \cdot \rho_{ж}}{4} = \frac{200 \cdot 3.14 \cdot (20.7 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 9.81 \cdot 880}{4} = 580.754 \text{Н}, \quad (2.57)$$



1) Вес каната над жидкостью:

$$P_{\text{кан}} = \frac{H_{\text{ст}} \cdot \pi \cdot d_{\text{кан}}^2 \cdot K_{\text{кан}} \cdot g \cdot \rho_{\text{кан}}}{4}$$
$$P_{\text{кан}} = \frac{239 \cdot 3.14 \cdot (15 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 0.8 \cdot 9.81 \cdot 7800}{4} = 2.584 \cdot 10^3 \text{Н},$$
(2.58)

$$K_{\text{ахр}} = 1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{кан}}} = 1 - \frac{880}{7.8 \cdot 10^3} = 0.887,$$
(2.59)

2) Вес каната в жидкости:  $P_{\text{кан}_1} = \frac{h_{\text{погр}} \cdot \pi \cdot d_{\text{кан}}^2 \cdot g \cdot K_{\text{ахр}} \cdot K_{\text{кан}} \cdot \rho_{\text{ж}}}{4} =$

$$\frac{200 \cdot 3.14 \cdot (15 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 9.81 \cdot 880 \cdot 0.887 \cdot 0.8}{4} = 216.439 \text{Н},$$
(2.60)

$$P_{\text{max}} = P_{\text{ж}} + P_{\text{кан}} + P_{\text{кан}_1} = 580.754 + 2.584 \cdot 10^3 + 216.43 = 3.318 \cdot 10^3 \text{Н},$$
(2.61)

Определяем напряжения в канате как сумму растягивающих и изгибных напряжений.

1) Напряжение на растяжение:

$$\sigma_{\text{раст}} = \frac{4 \cdot P_{\text{max}}}{3.14 \cdot d_{\text{кан}}^2 \cdot K_{\text{кан}}} = \frac{4 \cdot 3.381 \cdot 10^3}{3.14 \cdot (15 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 0.8} = 2.393 \cdot 10^7 \text{Па},$$
(2.62)

2) Напряжение на изгиб:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{E_{\text{пр}} \cdot d_{\text{пров}}}{d_{\text{бар}} + d_{\text{кан}}} = \frac{2.06 \cdot 10^{11} \cdot 1.2 \cdot 10^{-3}}{450 \cdot 10^{-3} + 15 \cdot 10^{-3}} = 5.316 \cdot 10^8 \text{Па},$$
(2.63)

3) Сумма напряжений:

$$\sigma_{\Sigma} = \sigma_{\text{раст}} + \sigma_{\text{изг}} = 2.393 \cdot 10^7 + 5.316 \cdot 10^8 = 5.555 \cdot 10^8 \text{Па}, \quad (2.64)$$

4) Находим предельно допустимое напряжение:

$$\sigma_{\Sigma_{\text{пр}}} = \frac{\sigma_{\text{пр}}}{n_{\text{зап}}} = \frac{1600 \cdot 10^6}{4} = 4 \cdot 10^8 \text{Па}, \quad (2.65)$$

$\sigma_{\Sigma} \geq \sigma_{\Sigma_{\text{пр}}}$  - условие прочности не выполняется, проведем необходимые конструктивные изменения.

5) Увеличим диаметр барабана:

$$d_{\text{бар}} = 710 \cdot 10^{-3} \text{м} \quad (2.66)$$

6) Найдем напряжение на изгиб:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{E_{\text{пр}} \cdot d_{\text{пров}}}{d_{\text{бар}} + d_{\text{кан}}} = \frac{2.06 \cdot 10^{11} \cdot 1.2 \cdot 10^{-3}}{710 \cdot 10^{-3} + 15 \cdot 10^{-3}} = 3.41 \cdot 10^8 \text{Па}, \quad (2.67)$$

7) Сумма напряжений:

$$\sigma_{\Sigma} = \sigma_{\text{раст}} + \sigma_{\text{изг}} = 2.393 \cdot 10^7 + 3.41 \cdot 10^8 = 3.649 \cdot 10^8 \text{Па}, \quad (2.68)$$

$\sigma_{\Sigma} \leq \sigma_{\Sigma_{\text{пр}}}$  - условие прочности выполняется.

Найдем количество циклов свабирования для достижения динамического уровня.

Глубина расположения динамического уровня:

$$H_{\text{дин}} = 657.769 \text{ м}, \quad (2.69)$$

1) Площадь внутреннего кольца НКТ:

$$A_1 = \frac{\pi \cdot d_{\text{НКТ.ВН}}^2}{4} = \frac{3.14 \cdot (20.7 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 3.364 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2, \quad (2.70)$$

2) Объем выкачиваемой жидкости за один ход:

$$q = 0,5 \cdot h_{\text{погр}} \cdot A_1 = 0.5 \cdot 200 \cdot 3.364 \cdot 10^{-4} = 0.034 \text{ м}^3, \quad (2.71)$$

3) Площадь кольца, образованного обсадной колонной и внешним диаметром НКТ:

$$A_1 = \frac{\pi \cdot (D_{\text{ок}}^2 - d_{\text{НКТ}}^2)}{4} = \frac{3.14 \cdot ((121.7 \cdot 10^{-3})^2 - (26.7 \cdot 10^{-3})^2)}{4} = 0.011 \text{ м}^2, \quad (2.72)$$

где  $D_{\text{ок}} = 121.7 \cdot 10^{-3} \text{ м}$  –внутренний диаметр обсадной колонны,  $d_{\text{НКТ}} = 26.7 \cdot 10^{-3} \text{ м}$  -диаметр НКТ.

Г) Количество циклов свабирования:

$$n = \frac{v}{q} = \frac{4,634}{0,034} = 137,782. \quad (2.73)$$

## 2.8. Проверочный расчет насосно-компрессорных труб

Выполняем проверочный расчёт по страгивающей нагрузке.

Под страгиванием резьбового соединения понимают начало разъединения резьбы трубы и муфты. При осевой нагрузке напряжение в трубе достигает предела текучести материала, затем труба несколько сжимается, муфта расширяется и резьбовая часть трубы выходит из муфты со смятыми и срезанными верхушками витков резьбы, но без разрыва трубы в ее поперечном сечении и без среза резьбы в ее основании.

Определяем толщину тела трубы под резьбой:

1) Внутренний диаметр резьбы:

$$d_{\text{нктр}} = 29.568 \cdot 10^{-3} \text{ м}; \quad (2.74)$$

$$B = \frac{d_{\text{нктр}} - d_{\text{нкТВН}}}{2} = \frac{29.568 \cdot 10^{-3} - 20.7 \cdot 10^{-3}}{2} = 4.434 \cdot 10^{-3} \text{ м}, \quad (2.75)$$

$$\eta = \frac{B}{B - S_{\text{нкТ}}} = \frac{4.434 \cdot 10^{-3}}{4.434 \cdot 10^{-3} - 3 \cdot 10^{-3}} = 0.596, \quad (2.76)$$

где  $S_{\text{нкТ}}$  – толщина основной трубы, м,

$d_{\text{нктр}}$  – внутренний диаметр резьбы, м.

2) Определение среднего диаметра трубы под резьбой:

$$D_{\text{ср}} = d_{\text{нкТВН}} + B = 20.7 \cdot 10^{-3} + 4.434 \cdot 10^{-3} = 0.025 \text{ м}, \quad (2.77)$$

3) Страгивающая нагрузка:

$$P_{\text{ст}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{ср}} \cdot B \cdot \sigma_{\Sigma \text{пр1}}}{1 + \frac{\eta \cdot D_{\text{ср}} \cdot \text{ctg} \alpha}{2 \cdot l_0}} = \frac{3.14 \cdot 0.025 \cdot 4.434 \cdot 10^{-3} \cdot 552 \cdot 10^6}{1 + \frac{0.596 \cdot 0.025 \cdot 0.384}{2 \cdot 0.053}} = 1.832 \cdot 10^5 \text{ Н}, \quad (2.78)$$

Г) Максимальная растягивающая нагрузка при подвеске оборудования массой на колонне насосно-компрессорных труб составляет:

$$P_{\text{max}} = L_{\text{подв}} \cdot (q_{\text{мн}} + q_{\text{нкТ}}) \cdot g = 1.59 \cdot 10^3 \cdot (0.4 + 1.8) \cdot 9.81 = 3.44 \cdot 10^4 \text{ Н}; \quad (2.79)$$

$$P_{\text{max}} \leq P_{\text{ст}} \text{ – Условие выполняется.}$$

4) Определение предельной нагрузки для равнопрочных труб:

$$P_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot \sigma_{\Sigma \text{пр1}} \cdot (d_{\text{нкТ}}^2 - d_{\text{нкТВН}}^2)}{4} = \frac{3.14 \cdot 552 \cdot 10^6 \cdot ((26.7 \cdot 10^{-3})^2 - (20.7 \cdot 10^{-3})^2)}{4} = 1.232 \cdot 10^5 \text{ Н}. \quad (2.80)$$

$P_{\max} \leq P_{\text{пр}}$  – Условие выполняется.

Выполняем расчет при избыточном внутреннем давлении.

Расчет предельного давления:

$$P_T = 1.75 \cdot s_{\text{НКТ}} \frac{\sigma_{\Sigma \text{пр1}}}{d_{\text{НКТ}}} = 1.75 \cdot 3 \cdot 10^{-3} \frac{552 \cdot 10^6}{26.7 \cdot 10^{-3}} = 1.085 \cdot 10^8 \text{Па.} \quad (2.81)$$

где  $d_{\text{НКТ}} = 26,7 \cdot 10^{-3} \text{м}$  – Диаметр НКТ.

При освоении:

$$P_{\text{вн}} = P_{\text{ос}} + (\rho_{\text{ос}} + \rho_{\text{ж}}) \cdot L_{\text{подв}} \cdot g = 13,27 \cdot 10^6 + (1300 + 880) \cdot 1,597 \cdot 10^3 \cdot 9,81 = 1,985 \cdot 10^7 \text{Па,} \quad (2.82)$$

$P_{\text{вн}} \leq P_T$  – Условие выполняется.

При эксплуатации:

$$P_{\text{эк}} = P_{\text{заб}} - \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{скваж}} - (\rho_{\text{эк}} + \rho_{\text{ж}}) \cdot L_{\text{подв}} \cdot g = 10 \cdot 10^6 - 880 \cdot 9.81 \cdot 1700 - (1200 + 880) \cdot 1.597 \cdot 10^3 \cdot 9.81 = 5.338 \cdot 10^6 \text{Па.} \quad (2.83)$$

$P_{\text{эк}} \leq P_T$  – Условие выполняется.

При избыточном давлении с учетом собственного веса.

Площадь поперечного сечения:

$$F_0 = \frac{\pi \cdot (d_{\text{НКТ}}^2 - d_{\text{НКТ.вн}}^2)}{4} = \frac{3.14 \cdot ((26.7 \cdot 10^{-3})^2 - (20.7 \cdot 10^{-3})^2)}{4} = 2.233 \cdot 10^{-4} \text{м}^2, \quad (2.84)$$

Определение осевого напряжения:

$$\sigma_z = \frac{P_{\max}}{F_0} = \frac{3.447 \cdot 10^4}{2.233 \cdot 10^{-4}} = 1.544 \cdot 10^8 \text{ Па.} \quad (2.85)$$

Расчет радиального напряжения:

$$\sigma_r = -P_{\text{вн}} = -1.985 \cdot 10^7 \text{ Па.} \quad (2.86)$$

Расчет тангенсального напряжения:

$$\sigma_t = 0.875 \cdot P_{\text{вн}} \cdot \frac{d_{\text{нкт}}}{2 \cdot S_{\text{нкт}}} = 0.875 \cdot 1.985 \cdot 10^7 \cdot \frac{26.7 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3 \cdot 10^{-3}} = 7.729 \cdot 10^7 \text{ Па.} \quad (2.87)$$

Находим эквивалентное напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{экв}} &= \sqrt{\sigma_z^2 + \sigma_r^2 + \sigma_t^2 - \sigma_z \cdot \sigma_t - \sigma_z \cdot \sigma_r - \sigma_r \cdot \sigma_t} = \\ &= \sqrt{(1.544 \cdot 10^8)^2 + (-1.985 \cdot 10^7)^2 + (7.729 \cdot 10^7)^2 - \\ &\quad 1.544 \cdot 10^8 \cdot 7.729 \cdot 10^7 - 1.544 \cdot 10^8 \cdot (-1.985 \cdot 10^7) \\ &\quad + 1.985 \cdot 10^7 \cdot 7.729 \cdot 10^7} = \\ &= 1.512 \cdot 10^8 \text{ Па,} \end{aligned} \quad (2.88)$$

Находим допустимое напряжение:

$$n_3 = 1.3,$$

$$\sigma_p = \frac{\sigma_{\Sigma \text{пр1}}}{n_3} = \frac{552 \cdot 10^7}{1.3} = 4.246 \cdot 10^8 \text{ Па,} \quad (2.89)$$

$$\sigma_{\text{экв}} \leq \sigma_p \text{ — Условие выполняется.}$$

При продольном изгибе:

Определение момента инерции сечения, образованного внешним и внутренним диаметром насосно-компрессорных труб:

$$\begin{aligned} J_0 &= \frac{\pi \cdot (d_{\text{нкт}}^4 - d_{\text{нкт.вн}}^4)}{64} = \frac{3.14 \cdot ((26.7 \cdot 10^{-3})^4 - (20.7 \cdot 10^{-3})^4)}{64} = \\ &= 1.593 \cdot 10^{-8} \text{ Кг} \cdot \text{м}^2, \end{aligned} \quad (2.90)$$

Коэффициент, учитывающий уменьшение веса труб в жидкости:

$$\lambda = 1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{ст}} = 1 - \frac{880}{7800} = 0.887; \quad (2.91)$$

где  $\rho_{ст} = 7800 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  – плотность стали.

Находим критическое давление:

$$P_{кр} = 3,5 \cdot \sqrt{E \cdot J_0 \cdot \lambda^2 \cdot (q_{мн}^2 + q_{нкт}^2)},$$

$$P_{кр} = 3,5 \cdot \sqrt{2 \cdot 10^{11} \cdot 1.593 \cdot 10^{-8} \cdot 0.887^2 \cdot (0.4^2 + 1.8^2)} = 323.139 \text{ Па}, \quad (2.92)$$

где  $E = 2 \cdot 10^{11} \text{ Па}$  – Модуль Юнга;

## 2.8. Выбор арматуры

Так как добываемый флюид не содержит механические примеси, следовательно в дополнительных отводах нет необходимости.

Внутренний диаметр цилиндрической части арматуры:

$$d_{\phi} = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot V_{п} \cdot 3600 \cdot 24}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 120}{3.14 \cdot 4 \cdot 3600 \cdot 24}} = 0.024 \text{ м}, \quad (2.93)$$

где  $V_{п}$  – скорость движения жидкости в тройниках  $= 4 \frac{\text{м}}{\text{с}}$ .

Назначаем условный диаметр прохода  $d_{у\phi} = 40 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ .

Толщина стенок цилиндрических частей элементов арматуры:

$$S_{ст} = \frac{d_{у\phi}}{2} \cdot \left[ \sqrt{\frac{\sigma_a + P_{б\phi}}{\sigma_a - P_{б\phi}}} - 1 \right] + \Delta S,$$

$$S_{ст} = \frac{40 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \left[ \sqrt{\frac{314 \cdot 10^6 + 0,7 \cdot 10^6}{314 \cdot 10^6 - 0,7 \cdot 10^6}} - 1 \right] + 10^{-5} \cdot 5 = 9,464 \cdot 10^{-5} \text{ м}, \quad (2.94)$$

где  $\Delta S = \Delta S_t \cdot t = 10^{-5} \cdot 5 = 5 \cdot 10^{-5}$  – уменьшение толщины стенки в год от действия коррозии, м;

$P_{буф} = 0,7 \cdot 10^6$  - буферное давление;

$\sigma_a$  – допустимое напряжение на растяжение материала арматуры, Па;

Назначаем толщину стенки  $S_{ст} = 3 \cdot 10^{-3}$  м.

## 2.10. Расчет фланцевых соединений арматуры

Таблица - 2 Характеристики металлических прокладок.

Конструкция прокладки	Материал прокладки	Коэффициент $m$	Минимальное удельное давление прокладки $q_{п}$ , МПа
Металлическая овального или восьмигранного сечения	Сталь 08кп ГОСТ 2050-60	5.5	125
	Сталь ОХ13 ГОСТ 5632-61	5.5	125
	Сталь ОХ18Н10Т ГОСТ 5632-61	6.5	180

Выполняем расчет нагрузки на шпильки от их предварительной затяжки:

$$P_{ш1} = \pi \cdot D_{срп} \cdot b \cdot q_{п} = 3.1 \cdot 75 \cdot 10^{-3} \cdot 5.2 \cdot 10^{-3} \cdot 125 \cdot 10^6 = 1.54 \cdot 10^5 \text{ Н}, \quad (2.95)$$

где  $D_{срп} = 75 \cdot 10^{-3}$  м – средний диаметр прокладки фланцевого соединения;

$b = 5,23 \cdot 10^{-3}$  м – расчетная толщина прокладки,;

$q_{п} = 125 \cdot 10^6$  – удельное давление смятия прокладки, зависит от материала прокладки, принимается по таблице 1, Па.

Расчет силы давления на прокладку для обеспечения герметичности соединения, выполним по формуле:

$$P_o = \frac{\pi \cdot D_{срп}^2 \cdot P_{буф}}{4} = \frac{3.14 \cdot (75 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 0.6 \cdot 10^6}{4} = 2.649 \cdot 10^3 \text{ Н}, \quad (2.96)$$

Определение силы давления на прокладку для обеспечения герметичности соединения (остаточное усилие затяжки):



$$P_{\text{ост}} = 2 \cdot \pi \cdot D_{\text{срп}} \cdot P_{\text{буф}} \cdot m \cdot b = 2 \cdot 3.14 \cdot 75 \cdot 10^{-3} \cdot 0.6 \cdot 10^6 \cdot 5.5 \cdot 5.23 \cdot 10^{-3} \\ = 8.129 \cdot 10^3 \text{ Н}, \quad (2.97)$$

где  $m$  – эмпирический прокладочный коэффициент, учитывающий материал уплотнительных элементов и физические свойства рабочей среды, принимается по таблице 1.

Усилие от температурных деформаций возникает из-за того, что при повышенной разницы в температуре перекачиваемой (пластовый флюид и др.) и окружающей среды внутренние и наружные элементы фонтанной арматуры подвержены разным деформациям, что создает дополнительные нагрузки.

$$P_t = \frac{\Delta t \cdot l_{\text{ш}} \cdot \alpha}{\frac{l_{\text{ш}}}{E_{\text{ш}} \cdot F_{\text{ш}}} + \frac{l_{\text{ф}}}{E_{\text{пр}} \cdot F_{\text{пр}}}} = \frac{0.95 \cdot 2.5 \cdot 10^{-3} \cdot 13 \cdot 10^{-6}}{\frac{2.5 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^{11} \cdot 2.801 \cdot 10^{-4}} + \frac{7.018 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^{11} \cdot 1.232 \cdot 10^{-3}}} = \\ = 422.281 \text{ Н}, \quad (2.98)$$

1) Площадь поперечного сечения шпилек на участке без резьбы:

$$F_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot (D_{\text{пр}}^2 - d_{\text{пр}}^2)}{4} = \frac{3.14 \cdot [(80.23 \cdot 10^{-3})^2 - (69.77 \cdot 10^{-3})^2]}{4} = \\ = 1.232 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2, \quad (2.99)$$

где  $D_{\text{пр}} = 80.23 \cdot 10^{-3} \text{ м}$  – внешний диаметр прокладки;

$d_{\text{пр}} = 69.77 \cdot 10^{-3} \text{ м}$  – внутренний диаметр прокладки;

$l_{\text{ш}} = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ м}$  – рабочая высота шпильки (расстояние между серединами высот гаек);

$\alpha = 13 \cdot 10^{-6}$  – коэффициент линейного расширения;

$E_{\text{ш}}$  и  $E_{\text{пр}} = 2 \cdot 10^{11} \text{ Па}$  – модули упругости шпилек и прокладки;

$\Delta t = 0,95$  – температурный коэффициент для шпилек.

2) Площадь поперечного сечения прокладки:

$$F_{ш} = \frac{\pi \cdot d_{шбр}^2}{4} = \frac{3.14 \cdot (18.89 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 2.801 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2, \quad (2.100)$$

где  $d_{шбр} = 18.89 \cdot 10^{-3} \text{ м}$  – диаметр шпильки на участке без резьбы;

3) Рабочая высота прокладки:

$$\begin{aligned} l_{\phi} &= H_{п} - D_1 \cdot \tan \gamma_c = 14.29 \cdot 10^{-3} - 3,087 \cdot 10^{-3} \cdot \tan 67^\circ = \\ &= 7.018 \cdot 10^{-3} \text{ м}, \end{aligned} \quad (2.101)$$

где  $H_{п} = 14.29 \cdot 10^{-3} \text{ м}$  – конструктивная высота прокладки;

$\gamma_c$  – угол наклона стенки канавки под прокладку.

4) Диаметр фаски прокладки:

$$D_1 = 2 \cdot C_{\phi} \cdot \sin \alpha_{\phi} = 2 \cdot 3,95 \cdot 10^{-3} \cdot \sin 23^\circ = 3,087 \cdot 10^{-3} \text{ м}, \quad (2.102)$$

где  $C_{\phi} = 3,95 \cdot 10^{-3}$  – длина фаски прокладки, м;

$\alpha_{\phi}$  – угол фаски.

Определяем эксплуатационную нагрузку:

$$\begin{aligned} P_{ш2} &= P_o + P_t + P_{ост} = 2.649 \cdot 10^3 + 422.284 + 8.129 \cdot 10^3 = \\ &= 1.12 \cdot 10^4 \text{ Н}, \end{aligned} \quad (2.103)$$

В качестве расчетной нагрузки на шпильки принимается наибольшее из двух значений  $P_{ш1}, P_{ш2}$ . В данном случае  $P_{ш1} > P_{ш2}$ .

Расчет количества шпилек фланцевого соединения:

$$Z_{ш} = \frac{P_{ш1}}{q_{ш}} = \frac{1.54 \cdot 10^5}{4.575 \cdot 10^4} = 3.365, \quad (2.104)$$

Принимаем количество шпилек  $Z_{ш} = 4$ .

1) Допускаемая нагрузка на одну шпильку:

$$q_{ш} = \frac{\pi \cdot d_0^2}{4} \cdot \sigma_{доп} = \frac{3.14 \cdot (18.625 \cdot 10^{-3})^2}{4} \cdot 1.68 \cdot 10^8 = 4.575 \cdot 10^4 \text{ Н},$$

(2.105)

где  $d_0$  – внутренний диаметр резьбы шпилек.

2) Допускаемое напряжение:

$$\sigma_{доп} = \frac{\sigma_{тш}}{n_{ш}} = \frac{588 \cdot 10^6}{3.5} = 1.68 \cdot 10^8 \text{ Па},$$

(2.106)

где  $\sigma_{тш}$  – предел текучести материала шпилек, Па;

$n_{ш}$  – коэффициент запаса прочности материала шпилек.

Расчет диаметра фланца осуществляем по формуле:

$$D_{нр} = \frac{4 \cdot D_{ш}^2 - Z_{ш} \cdot D_0^2}{4 \cdot D_{ш}^2 + Z_{ш} \cdot D_0^2} \cdot D_{н} = \frac{4 \cdot 0.114^2 - 4 \cdot (0.022)^2}{4 \cdot 0.114^2 + 4 \cdot (0.022)^2} \cdot 0.155 = 0.144 \text{ м},$$

(2.107)

где  $D_{ш}$  – диаметр делительной окружности центров отверстий под шпильки, м;

$D_0^2$  – диаметр отверстий под шпильки, м;

$D_{н}$  – наружный диаметр фланца, м.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-4Е31	Хайдаров Алишер Суннат угли

<b>Институт</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>		
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	15.03.02 Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- Оклад руководителя проекта – 23264 руб. в месяц; - Оклад студента – 1850 руб. в месяц; - Человеческие ресурсы – 2 человека (руководитель и дипломник).
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- Годовая норма составляет 30 %
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	На основании пункта 425 ст. закона 27.11.2017 № 361-ФЗ. 3 для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность вводится пониженная ставка – 27,1%

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	- Методы коммерциализации результатов инженерных решений; - SWOT-анализ
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	- Определение трудоемкости выполнения работ; - Расчет материальных затрат НИИ; - Основная и дополнительная зарплата исполнителей темы; - Отчисления во внебюджетные фонды; - Накладные расходы; - Проведение анализа безубыточности проекта
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	- Расчет интегрального показателя финансовой эффективности.

**Перечень графического материала :**

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рахимов Т.Р.	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е31	Хайдаров Алишер Сукнат угли		




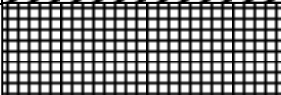
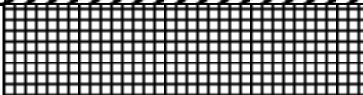
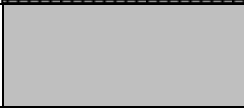
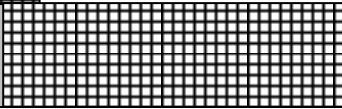
### 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

#### 3.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: установка электроцентробежного поружного насоса (УЭЦН).

Целевой рынок: предприятия нефтеперерабатывающей отрасли промышленности

Таблица 3 – Карта сегментирования рынка

		Вид исследования: установки электроцентробежных насосов(УЭЦН)		
		Расчет и подбор УЭЦН к скважине	модель и анализ работы УЭЦН в скважине	Проектирование и конструирование УЭЦН
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			




 *Фирма А*     *Фирма Б*     *Фирма В*

Рисунок 3 - Карта сегментирования рынка услуг нефтегазовой отрасли

#### 3.2. Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, проводится систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);

- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Таблица - 4 Оценочная карта для конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		проект	Конкурент 1	Конкурент 2	проект	Конкурент 1	Конкурент 2
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0.1	5	4	5	0.5	0.4	0.5
2. Удобный в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.06	5	4	4	0.3	0.24	0.24
3. Помехоустойчивый	0.05	4	4	3	0.2	0.2	0.15
4. Энергосберегающий	0.1	4	5	3	0.4	0.5	0.3
5. Надежный	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
6. Безопасный	0.1	4	4	4	0.4	0.4	0.4
7. Простота эксплуатации	0.06	4	4	5	0.24	0.24	0.3
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0.07	4	4	3	0.28	0.28	0.21
2. Уровень проникновения на рынок	0.06	1	4	4	0.06	0.24	0.24
3. Цена	0.1	4	1	3	0.4	0.1	0.3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0.2	5	4	3	1	0.8	0.6
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>45</b>	<b>42</b>	<b>41</b>	<b>4.28</b>	<b>3.8</b>	<b>3.64</b>

Оценка конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i, \quad (3.1)$$

где  $P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

По результатам оценки можно выделить следующие конкурентные преимущества модернизации КНС: рост производительности труда (за счет ликвидации целодневных простоев при замене масла), повышенная надежность, длительный срок эксплуатации.

### 3.3. SWOT – анализ

Для получения четкой оценки проекта и его перспектив необходимо провести SWOT- анализ. SWOT - анализ - это определение сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз, исходящих из ближайшего окружения (внешней среды).

Сильные стороны (Strengths) - преимущества проекта;

Слабости (Weaknesses) - недостатки проекта;

Возможности (Opportunities) - факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества проекту на рынке;

Угрозы (Threats) - факторы, которые могут потенциально ухудшить положение проекта на рынке.

Применение SWOT-анализа позволит систематизировать всю имеющуюся информацию и, видя ясную картину, принимать взвешенные решения, касающиеся дальнейшего развития проекта.

Таблица 5 - SWOT

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b>          С1. Возможность откачки высоковязкой нефти, высокогазированной нефти и с содержанием механических примесей;          С2. Малое перемешивание перекачиваемой жидкости;          С3. Простота конструкции;          С4. Малые гидравлические потери;          С5. Повышенная надежность</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b>          Сл1. Частая поломка обоймы; Сл2. Нерегулируемость рабочего объема;          Сл3. Отсутствие возможности пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости;</p>
--	---	---



<p><b>Возможности:</b>  В1. Применение в искривленных скважинах;  В2. Сотрудничество с предприятием-изготовителем СВН;  В3. Снижение металлоемкости поверхностного привода;  В4. Ускорение монтажа;  В5. Сокращение затрат на капитальное строительство и обустройство месторождений с малодебитными скважинами.</p>		
<p><b>Угрозы:</b>  У1. Возможность появления новых конкурентов; У2. Снижение бюджета на исследование модернизаций;</p>		

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в табл. 6, табл. 7, табл. 8, табл. 9.

Таблица 6 - Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	<b>B1</b>	+	+	+	+	+
	<b>B2</b>	-	-	-	-	-
	<b>B3</b>	-	-	+	-	0
	<b>B4</b>	-	-	0	-	+
	<b>B5</b>	-	-	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C1C2C3C4C5, B3C3, B4C5.

Результаты SWOT-анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

Таблица 7 - Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	+	+
	B2	-	-	-
	B3	+	-	+
	B4	+	-	+
	B5	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1Сл1Сл2Сл3, B4Сл1Сл3.

Таблица 8 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные сторона проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	+	0	-	-	-
	У2	+	0	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1С5, У2С1.

Таблица 9 - Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	+	-
	У2	0	+	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл2, У2Сл2

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа

Таблица 10 - SWOT анализ

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b>	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b>
--	---	--

	<p>С1. Возможность откачки высоковязкой нефти, высокогазированной нефти и с содержанием механических примесей;</p> <p>С2. Малое перемешивание перекачиваемой жидкости;</p> <p>С3. Простота конструкции;</p> <p>С4. Малые гидравлические потери;</p> <p>С5. Повышенная надежность</p>	<p>Сл1. Частая поломка обоймы; Сл2. Нерегулируемость рабочего объема;</p> <p>Сл3. Отсутствие возможности пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости;</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Применение в искривленных скважинах;</p> <p>В2. Сотрудничество с предприятием-изготовителем СВН;</p> <p>В3. Снижение металлоемкости поверхностного привода;</p> <p>В4. Ускорение монтажа;</p> <p>В5. Сокращение затрат на капитальное строительство и обустройство месторождений с малодебитными скважинами.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»:</p> <p>В1С1С2С3С4С5 – все перечисленные сильные стороны проекта применимы в искривленных скважинах; В3С3 – простота конструкции приводит к снижению металлоемкости поверхностного привода;</p> <p>В4С5 – ускоренный монтаж поврежденных деталей приводит к высокой надежности работы;</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»:</p> <p>В1Сл1Сл2Сл3Сл4 – возможно появление слабых сторон в искривленных скважинах; В4Сл1Сл3 – в случае поломки обоймы производительность насоса не сильно уменьшится, так же как и износ деталей в случае запуска вхолостую.</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Возможность появления новых конкурентов; У2. Снижение бюджета на исследование модернизаций;</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»:</p> <p>У1С5 – возможно развитие конкурентных разработок с более надежными рабочими органами; У2С1 – существует вероятность снижения бюджета на исследование модернизаций на возможность откачки высоковязкой нефти;</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»:</p> <p>У1Сл2 – возможно развитие конкурентных исследований вследствие осуществления регулируемости рабочего объема; У2Сл2 – возможно снижение бюджета на данное исследование вследствие нерегулируемости рабочего объема;</p>

### 3.4.Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-

исследовательский проект.

Таблица 11- Оценочная карта QuaD

<b>Критерии оценки</b>	<b>Вес критерия</b>	<b>Баллы</b>	<b>Максимальный балл</b>	<b>Относительное значение (3/4)</b>	<b>Средневзвешенное Значения (5x2)</b>
1	2	3	4	5	
<b>Показатели оценка качества разработки</b>					
1. Повышение производительности труда пользователя	0.07	65	100	0.65	0.0455
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.13	75	100	0.75	0.0975
3. Помехоустойчивость	0.03	50	100	0.5	0.015
4. Энергоэкономичность	0.1	70	100	0.7	0.07
5. Надежность	0.2	100	100	1	0.2
6. Уровень шума	0.04	40	100	0.4	0.016
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
7. Продукт	0.03	70	100	0.7	0.021
8. Уровень проникновения на рынок	0.04	80	100	0.7	0.032
9. Цена	0.06	45	100	0.45	0.027
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0.1	100	100		0.1
<b>Итого :</b>	<b>1</b>	<b>695</b>	<b>100</b>	<b>6.95</b>	<b>0.624</b>

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i \quad (3.2)$$

где  $P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

Значение  $P_{cp}$  - позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя  $P_{cp}$ - получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

$$P_{cp} = 75,9$$

Данное значение лежит в интервале от 60 до 79, следовательно, перспективность разработки проекта модернизации – выше среднего.

### 3.5. Планирование управления научно- исследовательских проектом Структура работ в рамках научного исследования

При организации научно-исследовательской работы необходимо планировать занятость каждого участника и определить сроки выполнения этапов работ. При реализации проекта рассматриваются два исполнителя: руководитель (Р), студент (С). Выделенные этапы представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель Студент
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Бакалавр

	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и расчетные исследования	5	Поиск необходимых технических решений для повышения эффективности системы ППД	Бакалавр
	6	Проведение расчетов по подбору подшипникового узла	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр
Оформления отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр

### Определение трудоемкости и разработка графика выполнения работ

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни. Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях выполняется по формуле:

$$T_{РД} = \frac{t_{ож}}{K_{ВН}} \cdot K \quad (3.3)$$

где  $t_{ож}$  – трудоемкость работы, чел/дн;

$K_{ВН}$  – коэффициент выполнения работ ( $K_{ВН} = 1$ );

$K_{Д}$  – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ( $K_{Д} = 1,2$ ).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

где  $t_{ож}$  – трудоемкость работы, чел/дн;

$K_{ВН}$  – коэффициент выполнения работ ( $K_{ВН} = 1$ );

$K_{Д}$  – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ( $K_{Д} = 1,2$ ).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot T_{К}, \quad (3.4)$$

где  $T_{РД}$  – продолжительность выполнения этапа в рабочих днях;  
 $T_{КД}$  – продолжительность выполнения этапа в календарных днях;  
 $T_{К}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$T_{К} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вд} - T_{пд}}, \quad (3.5)$$

где  $T_{КАЛ}$  – календарные дни ( $T_{КАЛ} = 365$ );

$T_{ВД}$  – выходные дни ( $T_{ВД} = 104$ );

$T_{ПД}$  – праздничные дни ( $T_{ПД} = 14$ ).

$$T_{К} = \frac{365}{365 - 118} = 1.478, \quad (3.6)$$

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ  $t_{ож}$  применяется две оценки:  $t_{min}$  и  $t_{max}$  (метод двух оценок).

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5}, \quad (3.7)$$

где  $t_{min}$  – минимальная трудоемкость работ, чел/дн;

$t_{max}$  – максимальная трудоемкость работ, чел/дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{Рi}$  учитывая

параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{T_{ожи}}{Ч_i}, \quad (3.8)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн;

$T_{ожи}$  - ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн;

$Ч_i$  - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot T_k, \quad (3.9)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$T_k$  – коэффициент календарности.

Таблица 13 - Временные показатели проведения научного исследования

№ работ	Трудоемкость работ						Исполнители	$T_{pi}$	$T_{ki}$
	$t_{mini}$		$t_{maxi}$		$t_{ожи}$				
	С	Р	С	Р	С	Р		С+Р	С+Р
1	2	1	3	2	2,4	1,4	2	1,9	2,81
2	10	3	17	5	12,8	3,8	2	8,3	12,27
3	5	2	7	3	5,8	2,4	2	4,1	6,06
4	2	0	3	0	2,4	0	2	1,2	1,77
5	3	0	5	0	3,8	0	1	3,8	5,62
6	40	0	60	0	48	0	1	48	70,94
7	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
8	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
9	7	0	10	0	8,2	0	1	8,2	12,12
Итого:	73	10	111	16	88,2	12,4		80,3	118,68

На основании таблицы 12 построим диаграмму Ганта (таблица 14), представляющую из себя ленточный график, на котором работы по теме



представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Таблица 14 – Календарный план – график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , кал, ,дн.	Продолжительность выполнения работ														
			Янв.		Февр.			Март			Апрель			Май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Бакалавр, руководитель	34	■			■											
Расчет и подбор УЭЦН	Бакалавр	17							■								
Обсуждение полученных результатов	Бакалавр, руководитель	12							■								
Оформление выводов	Бакалавр, руководитель	10										■					
Оформление пояснительной записки	Бакалавр, руководитель	21													■		



-научный руководитель



-бакалавр

### 3.6. Бюджет научно-технического исследования

В состав бюджета выполнения работ по научно-технической работе включает вся себя стоимость всех расходов, необходимых для их выполнения. При формировании бюджета используется группировка затрат по следующим статьям:

- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

#### Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i + N_{pac\ xi}, \quad (3.10)$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{pac\ xi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы примем в размере 10% от стоимости материалов.

Для разработки проекта модернизации необходимы следующие материальные ресурсы: мышь, принтер, бумага, канцелярские принадлежности.

Таблица 15 - Материальные затраты

Наименование	Ед. измер.	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), тыс.руб.		
		Исп. 1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
ЭЦН6-250-1400	шт	1	1	1	650000	730000	850000	650000	730000	850000
Компьютер	шт	1	0	0	32000	0	0	32000	0	0
<b>Итого:</b>								682000	730000	850000

### Основная заработная плата исполнителей темы

По данной статье расходов планируется и учитывается основная заработная плата исполнителей, непосредственно участвующих в разработке проекта модернизации:

$$C_{осн\ зп} = \sum t_i \cdot C_{зп_i}, \quad (3.11)$$

где  $t_i$  - затраты труда, необходимые для выполнения  $i$ -го вида работ, в рабочих днях;

$C_{зн_i}$  - среднедневная заработная плата работника, выполняющего  $i$ -ый вид работ, (руб./день).

Среднедневная заработная плата определяется по формуле:

$$C_{зн_i} = \frac{D + D \cdot K}{F}, \quad (3.12)$$

где  $D$  – месячный оклад работника (в соответствии с квалификационным уровнем профессиональной квалификационной группы);

$K$  - районный коэффициент (для Томска – 30%);

$F$  – количество рабочих дней в месяце (в среднем 22 дня).

Расходы на основную заработную плату определяются как произведение трудоемкости работ каждого исполнителя на среднедневную заработную плату.

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент	2	3	2	2,55	5,1	7,65	5,1
2	Выбор темы исследований	Руководитель, студент	13	15	14	2,55	33,15	38,25	35,7
3	Разработка и проектирование модернизации	Студент	16	20	22	1,2	19,2	24	26,4
4	Обобщение и оценка результатов	Руководитель, студент	22	22	22	2,55	56,1	56,1	56,1
5	Составление пояснительной записки	Студент	13	12	13	2,55	33,15	30,6	33,15
<b>Итого:</b>							<b>146,7</b>	<b>156,6</b>	<b>156,45</b>

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{п}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (3.13)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата (12-20 % от  $Z_{\text{осн}}$ ).

Основная заработная плата ( $Z_{\text{осн}}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = T_{\text{р}} \times Z_{\text{дн}} \quad (3.14)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{р}}$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{45364,8 \cdot 10,4}{185} = 2130,59 \text{ руб}, \quad (3.14)$$

где  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 17 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	62	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 23264 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 37900 \text{ руб,} \quad (3.15)$$

где  $Z_{tc}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,2 (т.е. 20% от  $Z_{tc}$ );

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от  $Z_{tc}$ );

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата  $Z_{tc}$  находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда  $T_{ci} = 600$  руб. на тарифный коэффициент  $k_t$  и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 18 - Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	20620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	56	48259,78
<b>Итого:</b>								68880,15

Таблица 19 - Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	12	24744,44
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	60	51706,91
<b>Итого:</b>								76451,35

Таблица 20 - Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	20620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	63	54292,25
<b>Итого:</b>								74912,62

### Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

(3.16)

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

Таблица 21 - Дополнительная заработная плата

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Коэффициент дополнительной заработной платы	Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3		Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3
Руководитель	20620,36	24744,44	20620,36	0,15	3093,05	3711,67	3093,05
Студент	48259,78	51706,91	54292,25		7238,97	7756,04	8143,84
<b>Итого:</b>					10332,02	11467,70	11236,89

### 3.7. Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений по внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}) \quad (3.17)$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В 2018 г. в соответствии с Федеральным законом от 27.11.2017 № 361-ФЗ установлены следующие тарифы страховых взносов:

ПФР – 0,22 (22%), ФСС

РФ – 0,029 (2,9%),

ФФОМС – 0,051 (5,1%),

следовательно,  $k_{внеб} = 0,3$ .

Таблица 22 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.			Отчисления во внебюджетные фонды		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	20620,36	24744,44	20620,36	3093,05	3711,67	3093,05	7114,02	8536,83	7114,02
Студент	48259,78	51706,91	54292,25	7238,97	7756,04	8143,84	16649,63	17838,89	18730,83
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3								
<b>Итого</b>							23763,65	26375,72	25844,85

### Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (3.18)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы 16%.

$$Z_{\text{накл}} (1) = (650000 + 20620,36 + 48259,78 + 10332,05 + 23763,65) \cdot 16 = 120476 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл}} (2) = (730000 + 24744,44 + 51706,91 + 11467,7 + 26375,72) \cdot 16 = 135087 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл}} (3) = (850000 + 20620,36 + 54292,25 + 11236,89 + 25844,85) \cdot 16 = 153919 \text{ руб.}$$

### 3.8. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 23.



Таблица 23 - Бюджет затрат на НИР

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 2)
Материальные затраты	650000	730000	850000
Основная заработная плата	68880	76451	74912
Дополнительная заработная плата	10332	11468	11237
Страховые взносы	23764	26376	25845
Накладные расходы	120476	135087	153919
<b>Итого:</b>	<b>873452</b>	<b>979382</b>	<b>1115913</b>

Бюджет затрат НИИ по первому варианту составил 873452 рублей, что ниже затрат по второму и третьему варианту. Наибольшие затраты приходятся на приобретение оборудования.

### Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (3.19)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп } i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{max}$  - максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{873452}{1115913} = 0.782, \quad (3.20)$$

Для 2-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{979382}{1115913} = 0.877, \quad (3.21)$$

Для 3-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{1115913}{1115913} = 1. \quad (3.22)$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (3.23)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 24 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0.2	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.2	4	3	2
3. Помехоустойчивость	0.1	5	3	3
4. Энергосбережение	0.2	4	3	3
5. Надежность	0.1	4	4	4
6. Материалоемкость	0.2	4	4	4
<b>ИТОГО:</b>	<b>1</b>	<b>26</b>	<b>21</b>	<b>19</b>

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 4,3. \quad (3.24)$$

$$I_{p-исп2} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,5. \quad (3.25)$$

$$I_{p-исп3} = 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 2 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,1. \quad (3.26)$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^{тек.проект} = \frac{I_{тек.проект}}{I_{\phi}^p} = \frac{4,3}{0,782} = 5.49, \quad (3.27)$$

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{3,5}{0.877} = 3.99, \quad (3.28)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{I_{p-\text{исп2}}}{I_{\phi}^{\text{a2}}} = \frac{3.1}{1} = 3.1. \quad (3.29)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{\text{ср}_i}$ ):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{5.49}{3.1} = 1.770, \quad (3.30)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп2}}} = \frac{3.99}{3.1} = 1.287, \quad (3.31)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп3}}} = \frac{3.1}{3.1} = 1. \quad (3.31)$$

Таблица 25 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0.782	0.877	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4.3	3.5	3.1
3	Интегральный показатель эффективности	5.49	3.99	3.1
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1.770	1.287	1

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е31	Хайдаров Алишер Суннат угли

Инженерная школа природных ресурсов		Отделение нефтегазового дела	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.02 Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

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

1. Характеристика объекта исследования и области его применения  
*Объектом исследования является центробежный погружное электродвигатель.  
 Методика – анализ и подбор оборудования для эксплуатации нефтяной скважины .  
 Рабочая зона – кустовая добычи нефти.  
 Область применения нефтяной производств.*

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

**1. Производственная безопасность**

- 1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования*
- повышенный уровень шума на рабочем месте:
    - ГОСТ 12.1.003-14 ССБТ Шум. Общие требования
    - ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Средства и методы защиты от шума. Общие требования.
  - повышенный уровень вибрации:
    - ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 1.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при -  
 проведении исследований:*
- Повышения или понижения температура воздуха рабочей зоны
  - ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
- 1.3. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов:*
- Токсичность нефти и нефтепродуктов
  - ГОСТ Р 26098-84 Нефтепродукты
  - СанПиН 2.1.7.1322-03. "Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления

**2. Экологическая безопасность:**

- 2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду*
- скважины, технологические установки ;
  - ГОСТ Р 53375-2009 Скважины нефтяные и газовые
- 2.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду.*

- обеспечению безопасного ведения работ
- *ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация*
  
- *2.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.*
- Строительства опасного производственного объекта
- *ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования*
- *ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация*

**3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:**

- Разлив:
  - *ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования,*
- пожар:
  - *ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.*

**4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:**

- Трудовой кодекс РФ:
  - *ст. 92 ТК РФ,*
  - *ст. 117 ТК РФ,*
  - *ст. 147 ТК РФ.*
- Правила безопасности в газовом хозяйстве;
  - *ПБ 12-529-83*

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОКД ИШНКБ	Король Ирина Степановна	к-т хим. наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е31	Хайдаров Алишер Суннат угли		

#### **4. Социальная ответственность**

В социальной ответственности рассмотрены рабочие места персонала кустовой площадки, по месту эксплуатации скважины электроцентробежным насосом, устьевая и запорная арматура. А так же слесарная, в которой располагаются инструменты для ремонта оборудования. Балок-комната отдыха.

В нефтяной и газовой промышленности проводятся операции по хранению, отпуску и приему нефтепродуктов, многие из которых токсичны, хорошо испаряются, способны электризоваться, пожаровзрывоопасны.

В данном разделе будут рассмотрены такие темы, как – техногенная безопасность, в которую входят: анализ вредных факторов производственной среды, анализ опасных факторов производственной среды; региональная безопасность; организационные мероприятия обеспечения безопасности; безопасность в чрезвычайных ситуациях.

##### **Техногенная безопасность**

Основные вредные и опасные факторы при выполнении работ по обслуживанию нефтегазового оборудования:

- возникновение пожара и взрыва при разгерметизации технологического оборудования или трубопроводов, а также при нарушении правил их безопасной эксплуатации и ремонта;
- травмирование работников вращающимися и движущимися частями насосов, компрессоров и других механизмов в случае отсутствия или неисправности ограждения;
- поражение электрическим током в случае нарушения изоляции токоведущих частей электрооборудования, неисправности заземления, неприменения средств индивидуальной защиты;
- повышенная или пониженная температура поверхности оборудования или воздуха рабочей зоны; повышенный уровень вибрации;
- недостаточная освещенность рабочей зоны; возможность падения при обслуживании оборудования, расположенного на высоте;

- отравление работников вследствие токсичности многих нефтепродуктов и их паров, особенно этилированных бензинов.

#### **4.1. Анализ вредных факторов производственной среды**

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-15 могут быть выделены следующие опасные и вредные. При анализе вредных факторов производственной среды выделяют:

##### **Вредные факторы:**

##### **Повышенные уровни шума**

Интенсивное шумовое воздействие на организм человека неблагоприятно влияет на протекание нервных процессов, способствует развитию утомления, изменениям в сердечно-сосудистой системе и появлению шумовой патологии, среди многообразных проявлений которой ведущим клиническим признаком является медленно прогрессирующее снижение слуха по типу кохлеарного неврита.

В производственных условиях источниками шума являются работающие станки и механизмы, ручные механизированные инструменты, электрические машины, компрессоры, кузнечнопрессовое, подъемно-транспортное оборудование, специальная техника и т.д.

В качестве характеристик постоянного шума на рабочих местах, а также для определения эффективности мероприятий по ограничению его неблагоприятного влияния, принимаются уровни звукового давления в децибелах (дБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5; 63; 125; 250; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц, [согласно ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ «ШУМ. Общие требования безопасности»].

В качестве общей характеристики шума на рабочих местах применяется оценка уровня звука в дБ(А), представляющая собой среднюю величину частотных характеристик звукового давления.

Характеристикой непостоянного шума на рабочих местах является интегральный параметр - эквивалентный уровень звука в дБ(А).



Основные мероприятия по борьбе с шумом - это технические мероприятия, которые проводятся главным направлениям:

- I. устранение причин возникновения шума или снижение его в источнике; ослабление шума на путях передачи;
- II. использование индивидуальных средств защиты (беруши, наушники, ватные тампоны);
- III. проведение периодических медицинских осмотров с прохождением аудиометрии;
- IV. соблюдение режима труда и отдыха;
- V. проведение профилактических мероприятий, направленных на восстановление здоровья;
- VI. непосредственная защита работающих.

Наиболее эффективным средством снижения шума является замена шумных технологических операций на малошумные или полностью бесшумные, однако этот путь борьбы не всегда возможен, поэтому большое значение имеет снижение его в источнике. Снижение шума в источнике достигается путем совершенствования конструкции или схемы той части оборудования, которая производит шум, использования в конструкции материалов с пониженными акустическими свойствами, оборудования на источнике шума дополнительного звукоизолирующего устройства или ограждения, расположенного по возможности ближе к источнику.

### **Повышенный уровень вибрации**

Воздействие вибрации на организм человека может привести к появлению вибрационной болезни, которая проявляется в нарушении работы сердечно-сосудистой и нервной систем, в поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций опорно-двигательного аппарата.

Воздействие локальной вибрации на организм человека приводит к головным болям, тошноте; оказывает воздействие на процесс кровообращения и нервные окончания. По ГОСТ 26568-85 к коллективным

средствам защиты от вибрации относятся активные средства виброзащиты. К индивидуальным

средствам защиты от вибрации относятся специальные вибродемпфирующие перчатки, рукавицы, нагрудники, специальные костюмы, обувь.

### **Опасные и вредные химические факторы:**

#### **Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны**

Нефть, нефтепродукты и их пары, газы, химические реагенты, метанол, ингибиторы, токсические пыли, агрессивные жидкости (кислоты, щелочи), которые могут причинить химические ожоги кожного покрова при соприкосновении с ними.

-Пространственное и временное разделение сферы деятельности человека и производственной среды. Этот метод реализуется средствами дистанционного управления, автоматизации, роботизации и т.п.

-Нормализация производственной среды путем исключения опасностей. Это совокупность мероприятий, защищающих человека от шума, газа, пыли, опасности травмирования и применение средств коллективной защиты, средства и приемы, направленные на адаптацию человека к соответствующей среде и повышению его защищенности.

Обеспечение безопасности деятельности может быть достигнуто следующими тремя основными путями:

В условиях воздействия низких температур может происходить переохлаждение организма за счет увеличения теплоотдачи. При низкой температуре окружающего воздуха резко увеличиваются потери тепла путем конвекции, излучения.

Особенно опасно сочетание низкой температуры с высокой влажностью и высокой скоростью движения воздуха, так как при этом значительно возрастают потери тепла конвекцией и испарением.

При воздействии холода, изменения возникают не только непосредственно в области воздействия, но также и на отдаленных участках тела. Это обусловлено местными и общими рефлекторными реакциями на

охлаждение. Например, при охлаждении ног, наблюдается снижение температуры слизистой оболочки носа, глотки, что приводит к снижению местного иммунитета и возникновению насморка, кашля и т.д. Другим примером рефлекторной реакции является спазм сосудов почек при охлаждении организма. Длительное охлаждение ведет к расстройствам кровообращения, снижению иммунитета. При сильном воздействии холода может происходить общее переохлаждение организма.

Отклонение показателей климата рабочей зоны, возникает по причине проведения работ на открытом воздухе в холодное время года. При воздействии на организм человека отрицательных температур наблюдается сужение сосудов пальцев рук и ног, кожи лица, изменяется обмен веществ. Низкие температуры воздействуют также и на внутренние органы, и длительное воздействие этих температур приводит к их устойчивым заболеваниям. Такие изменения плохо сказываются на самочувствии сотрудников, особенно страдают люди с сердечно-сосудистыми заболеваниями. Именно им в холодную погоду необходимо постоянно иметь под рукой, приписанные врачами препараты. Поэтому работники должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, а работы приостановлены при температуре  $-40^{\circ}\text{C}$  и ниже и скорости ветра 6 м/с и более.

### **Токсичность нефти и нефтепродуктов**

Нефть и нефтепродукты являются вредными токсичными веществами, характеризующиеся высокой испаряемостью при обычной температуре. Пары нефти и продуктов ее переработки представляют собой смесь углеводородов, имеющих запах бензина. Пары проникают в организм человека через дыхательные пути и кожу. Следует отметить, что вышеуказанные факторы наиболее сильное влияние оказывают на центральную нервную систему.

При отравлении парами нефти и нефтепродуктов возникает головная боль, головокружение, слабость, иногда возникает состояние опьянения, беспричинная веселость, а затем происходит потеря сознания. При содержании паров углеводородов свыше 40 000 мг/м<sup>3</sup> может наступить летальный исход.

При попадании на кожу нефтепродуктов могут развиваться кожные заболевания - экземы, дерматиты и т.п.

Меры защиты от воздействия паров нефти и нефтепродуктов – спецодежда, спец- обувь, фильтрующий противогаз марки А, КД, рукавицы, крем. ( ГОСТ Р 26098-84 Нефтепродукты. СанПиН 2.1.7.1322-03. "Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления )

### **Краткое описание веществ, влияющих на здоровье человека:**

#### **Сероводород**

Сероводород – бесцветный газ с резким запахом тухлых яиц, который ощущается даже при небольших концентрациях. Сероводород тяжелее воздуха, поэтому скапливается в низких и заглубленных местах.

При вдыхании вызывает угнетенное состояние, воздействует на слизистые оболочки глаз, вызывая слезотечение, жжение глаз, светобоязнь. При больших концентрациях не ощущается его запах, т.к. происходит паралич обонятельного нерва, появляется головокружение, тошнота. При концентрации 1000 мг/м<sup>3</sup> и выше, наступает паралич дыхания и сердца, и мгновенная смерть. [«Газы горючие природные. Методы определения сероводорода и маркаптановой серы» ГОСТ 22387.2-97]

Средства защиты применяем для предотвращения попадания в организм – фильтрующий противогаз с коробкой марки «КД», шланговый противогаз.

#### **Метанол**

Метанол - (метиловый спирт) является очень ядовитой жидкостью. По цвету, вкусу и запаху напоминает этиловый (винный) спирт.

Метанол может поступать в организм человека через кожу, дыхательные пути и пищевой тракт.

Действие паров метанола выражается в раздражении слизистых оболочек глаз и головной болью.

Особенно опасно поступление в организм через пищевой тракт. Прием внутрь 10 г метанола вызывает тяжелое отравление, нередко сопровождающееся потерей зрения и полной слепотой, а доза в 30 – 100 г (ГОСТ 2222-95 Метанол технический. Технические условия) .

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

Подвижными частями оборудования являются:

- подвижные столы и стойки станков;
- вращающиеся шпиндели с закрепленными в них заготовкой или инструментом;
- ходовые винты;
- передачи (ременные, цепные и др.) расположенные вне корпусов станков.

Источниками движущихся частей также являются транспортные устройства. Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 «Система стандартов безопасности труда», опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с. Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

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

Для этого проводят следующие мероприятия:

1. Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и др.).
2. Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом  $45^\circ$  полосами желтого и черного цветов.
3. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по [ГОСТ Р 12.4.026-2001 ССБТ «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний »]. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание шпинделей, головок, бабок, поперечен и др. частей.
5. Устанавливают тормозные устройства обеспечивающие остановку шпинделя в течение не более 5 с. Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.
6. При установке заготовок и снятии деталей применяются автоматические устройства (механические руки, револьверные приспособления и др.) для исключения соприкосновения рук станочников с движущимися приспособлениями и инструментом.
7. Контроль на станках различных размеров обрабатываемых заготовок и снятие деталей для контроля проводится лишь при отключенных механизмах вращения или перемещения заготовок, инструмента и приспособлений.

### **Опасность поражения током**

Источником электроопасности могут быть электрические сети, электрифицированное оборудование (электродвигатель, трансформатор) и

инструмент, вычислительная и организационная техника, работающая на электричестве.

Поражение человека электрическим током может произойти при:

- прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- прикосновении к отключенным токоведущим частям, на которых остался заряд;
- при нахождении человека в зоне растекания тока на землю (попадание под «шаговое напряжение»);
- приближении к частям, находящимся под напряжением, на недопустимо малое расстояние.

Средства защиты от поражения электротоком:

- исправная и надежная изоляция токоведущих частей;
- ограждение токоведущих частей;
- блокировка при приближении к токоведущим частям;
- предупредительная сигнализация;
- электрозащитные (диэлектрические) средства;
- предупреждающие и запрещающие плакаты.

Заземление металлических нетоковедущих элементов установки является одним из основных мероприятий, направленных на защиту людей от поражения током в случае замыкания токоведущих частей на нетоковедущие, нормально не находящиеся под напряжением.[ ГОСТ Р 54799-2011 (МЭК 61991:2000) Железнодорожный подвижной состав. Требования к защите от поражения электрическим током]

## **4.2. Экологический безопасность**

### **Нефтяная и газовая промышленность**

Нефтяная и газовая промышленность остаются потенциально опасными по загрязнению окружающей среды и ее отдельных участков.

Возможное воздействие их на основные компоненты окружающей среды (воздух, воду, почву, растительный, животный мир и человека) обусловлено

токсичностью природных углеводородов, их спутников, большим разнообразием химических веществ, используемых в технологических процессах, а также все возрастающим объемом добычи нефти и газа.

Индивидуальные и кустовые месторождения относятся к числу одних из основных загрязнителей окружающей среды, поэтому данной проблеме уделяется большое внимание. Наибольшую опасность представляет загрязнение гидросферы и атмосферы. Нефть, сточные воды, различные по своему составу отходы, нефтепродукции загрязняют почвогрунты, поверхностные и грунтовые воды. Нефть, попадая в грунт, под действием гравитационных сил протекает в него, а за счет сил поверхностного натяжения нефтяное пятно увеличивается. При попадании нефти на землю кислородный слой почвы не восстанавливается в течение длительного периода.

При добыче нефти с помощью УЭЦН на поверхность вместе с ней извлекается большое количество пластовой, высоко минерализованной воды, сброс которых без тщательной предварительной очистки в открытые водоемы приводит к полному уничтожению в них флоры и фауны. Охрану недр, профилактику флюидопроявлений из ликвидированных скважин обеспечивают недропользователи. Охрана природных ресурсов осуществляется с помощью контроля за изменением химического состава пресных вод (открытых водоемов, скважин), контроля технического состояния скважины. [ГОСТ Р 56352-2015 Нефтяная и газовая промышленность.]

На скважинах оборудованных погружными центробежными электронасосами охрана окружающей среды производится следующим образом:

- 1) не допускается утечки добываемой жидкости через фланцевые соединения устьевой арматуры;
- 2) не допускается утечки жидкости в системе трубопроводных линий;
- 3) не допускается утечки попутного газа из затрубного пространства;



4) во избежании аварийных остановок установки не допускается использование в работе физически устаревшее оборудование без замены по износившимся узлам и деталям. Экологические проблемы при добычи нефти установками погружных центробежных электронасосов решаются или намечаются к решению по возможности комплексно, по различным направлениям с охватом разных этапов и видов основной деятельности. [ Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005-76.]

### **Экологический мероприятия для обеспечения безопасности обеспечению безопасного ведения работ**

Промышленная безопасность и безопасность жизнедеятельности обеспечивается соблюдением техники безопасности и техники пожарной безопасности.

Основными требованиями по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с использованием являются:

- применение машин, оборудования и материалов, соответствующих требованиям правил безопасности и санитарным нормам;
- проведение комплекса геологических, маркшейдерских и иных наблюдений, достаточных для обеспечения нормального технологического цикла работ;
- систематический контроль за состоянием атмосферы в районах ведения работ;
- запрещение ведения работ, если содержание вредных и опасных для здоровья людей веществ не соответствует требованиям норм и правил безопасности, санитарных норм;
- осуществление специальных мероприятий по прогнозированию и предупреждению аварийных ситуаций, охрану работников предприятий и населения в зоне ведения работ от их вредного воздействия.

- обеспечение лиц, занятых на горных и буровых работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты.

## **Особенности законодательного регулирования проектных решений**

### **Строительства опасного производственного объекта**

Для обеспечения строительства опасного производственного объекта заказчик передает подрядчику утвержденную проектную документацию, назначает технический надзор за проведением строительно-монтажных работ, проверяет наличие необходимых разрешительных документов у исполнителей работ, поставщиков оборудования и материалов. Проектная организация осуществляет авторский надзор за соблюдением проекта в процессе строительства.

Приёмка сдача выполненных работ производится приёмочной комиссией в установленном законом порядке. Принятые объекты подлежат регистрации в качестве опасных производственных объектов.

Для обеспечения требований промышленной безопасности при добыче нефти и газа органами государственного горного надзора были разработаны и утверждены правила безопасности при проведении отдельных видов работ эксплуатации промышленного оборудования (ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.)

Проведение геофизических работ обеспечивается специализированными организациями. В процессе производственной деятельности работодатель обязан обеспечить выполнение установленных законодательством условий безопасности, в том числе:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- приобретение и выдачу специальной одежды, специальной обуви, других средств индивидуальной защиты;

- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ;
- недопущение работников моложе 18 лет к работам на опасных производственных объектах, а также работников, не прошедших обязательные медицинские обследования или имеющих медицинские противопоказания.

Работники, занятые на работах с опасными и вредными условиями труда, должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в возрасте до 21 года – ежегодные) медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы. При наличии медицинских рекомендаций, работники обязаны пройти внеочередной медицинский осмотр.

К работам на объектах допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ. Срок стажировки устанавливается работодателем самостоятельно, но не менее двух недель. За нарушение установленных законом требований промышленной безопасности виновные лица несут дисциплинарную, материальную, административную или уголовную и имущественную ответственность.

Порядок привлечения к юридической ответственности установлен с нормами трудового, административного, уголовного и гражданского законодательства Российской Федерации. [ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация].

### **4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Аварийные разливы нефти и их средства локализации и методы ликвидации:

Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов, имеющие место на объектах нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности,

при транспорте этих продуктов наносят ощутимый вред экосистемам, приводят к негативным экономическим и социальным последствиям.

В связи с увеличением количества чрезвычайных ситуаций, которое обусловлено ростом добычи нефти, износом основных производственных фондов (в частности, трубопроводного транспорта), негативное воздействие разливов нефти на окружающую среду становится все более существенным.

Несмотря на проводимую в последнее время государством политику в области предупреждения и ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, данная проблема остается актуальной и в целях снижения возможных негативных последствий требует особого внимания к изучению способов локализации, ликвидации и к разработке комплекса необходимых мероприятий.

При малых аварийных разливах нефти, ее распространение предотвращают путем оконтуривания участка плугами агрегируемых с трактором. Оконтуривание производят вспашкой с глубиной погружения лемеха в почву на 20-25 см. если плуг создает односторонний отвал, то отвал ведут навстречу потоку поступления нефти.

Средние разливы нефти локализуют с помощью траншей, которые отрывают на пути потока нефти экскаваторами и аккумулируют разлитую нефть в траншее с последующей ее быстрой откачкой. Выемку грунта производят в сторону, противоположную от направления поступления нефти, на расстоянии от края траншеи не менее 1 метра. Через каждые 200-300 метров отвала создаются технологические разрывы шириной не менее 5 метров для подъезда к траншее техники, предназначенной для сбора нефти из траншеи.

Локализация больших объемов разлива нефти производится также с помощью траншей. Технологический процесс локализации нефти аналогичен локализации нефти при средних разливах.

Сбор нефти производится либо в линии близлежащих нефтепроводов, либо в случае их удаленности в отдельные резервуары, с

периодической откачкой нефти из них автоцистернами. Для бесперебойной работы насосного агрегата разлитая нефть периодически подтягивается к насосу при помощи бон.

Технологический процесс сбора нефти с поверхности земли и загрязненного грунта включает в себя следующие операции:

- срезание верхней части грунта совместно с загрязнениями и создание продольных валов по ходу техники;
- погрузку загрязненного грунта в транспортные средства и его транспортировку в отведенные для этого места;
- срезание грунта и оформление валов рекомендуется выполнять при помощи автогрейдеров, скреперов, бульдозеров. (ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения )

### **Пожаровзрывоопасность**

Пожаровзрывоопасность на объектах добычи нефти обусловлена наличием горючих легковоспламеняющихся жидкостей и газов, участвующих в этих процессах.

Повышенная пожарная опасность объектов нефтяной отрасли определена и такими факторами, как:

- высокое давление нефти, нефтепродуктов и газа в трубопроводах и аппаратах;
- наличие нефтяных паров и газов в воздушной среде производственных помещений и технологических площадок;
- наличие электроэнергии в электрооборудовании и электроприборах;
- проведение сварочных и других огневых работ на производственных объектах.

Ответственность за состояние пожарной безопасности на объекте, за обеспеченность первичными средствами пожаротушения, за соблюдение действующих противопожарных норм и правил, а также устранение замечаний и предписаний Госпожнадзора, несут руководители объектов, на

которых данная обязанность возлагается приказом по предприятию.

Все лица, поступающие на работу, а также работники сервисных предприятий, выполняющие работы на пожароопасном объекте, должны пройти инструктаж по пожарной безопасности. Без прохождения указанного инструктажа, эти лица до работы не допускаются ( ГОСТ 12.1.044 – 89 ССБТ Пожаровзрывоопасность )

#### **4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Кустовая добыча нефти является объектом повышенной опасности для всего персонала. Она также является объектом, на котором установлено дорогостоящее оборудование, эксплуатировать которое должны специалисты предприятия, прошедшие обучение и имеющие допуск к работе оборудования, транспорта. Такие специалисты должны знать, как действовать в нештатных ситуациях и в случаях аварий. Правила безопасного ведения работ регламентируются ПБ 12-368-00 "Правила безопасности в газовом хозяйстве", который разработан в соответствии с "Положением о Федеральном горном и промышленном надзоре России" и учитывают требования Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97 N 116-ФЗ, а также других действующих нормативных документов.

Допуск к работе имеют лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приемам работы, применению средств индивидуальной защиты, правилам и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний в установленном порядке. Лица женского пола могут привлекаться к проведению отдельных газоопасных работ, предусмотренных технологическими регламентами и инструкциями и допускаемых законодательством о труде женщин. К выполнению работ допускаются руководители, специалисты и рабочие, обученные и сдавшие

экзамены на знание правил безопасности и техники безопасности, умеющие пользоваться средствами индивидуальной защиты и знающие способы оказания первой (доврачебной) помощи.

Первичное обучение рабочих безопасным методам и приемам труда; руководителей и специалистов, лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию газового хозяйства и ведение технического надзора, а также лиц, допускаемых к выполнению газоопасных работ, должно проводиться в организациях (учебных центрах), имеющих соответствующую лицензию. Действующая с 1 января 2014 г. редакция ТК РФ определяет, что работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, положены следующие гарантии и компенсации:

1) сокращенная продолжительность рабочего времени с возможностью выплаты денежной компенсации за работу в пределах общеустановленной 40-часовой рабочей недели (ст. 92 ТК РФ);

2) ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам с возможностью выплаты компенсации за часть такого отпуска, превышающую минимальную продолжительность (ст. 117 ТК РФ);

3) повышенная оплата труда работников (ст. 147 ТК РФ).

Основным органом государственного надзора и контроля за состоянием охраны труда является Федеральная служба по труду и занятости. В ее структуру входят Управление надзора и контроля за соблюдением законодательства о труде, территориальные органы по государственному надзору и контролю за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, государственные инспекции труда субъектов Российской Федерации.

## Заключения

В ходе выполнения выпускное квалификационной работы был проведен анализ области применения установка электроцентробежных насосов, схем установок электроцентробежных насосов, основные узлы установок и их назначение. Условия, в которых проходится эксплуатировать установки погружных электронасосов на месторождении, своеобразны и сложны, как в геологическом, так и технологическом плане. Поэтому оборудованию, находящемуся в работе, приходится испытывать колоссальные нагрузки различных факторов, которые являются причиной многих отказов.

Большой процент установка электроцентробежного насоса на месторождении работает в режиме ниже оптимального, как следовало бы, что тоже приводит к преждевременным отказом и снижении эффективности эксплуатации.

В расчетной части проекта осуществлен подбор установка электроцентробежного насоса к скважине посредством расчетов при вводе из бурения, переводе на механизированную добычу, оптимизации и интенсификации по принятой в нефтегазодобывающем управлении (НГДУ) методике, не противоречащей ТУ по эксплуатации установка электроцентробежного насоса .

При подборе установка электроцентробежного насоса к скважине учтено уменьшение мощности погружного электродвигателя от увеличения температуры окружающей пластовой жидкости, согласно действующим техническом условиям (ТУ) заводов – изготовителей.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрено: Техногенная безопасность, региональный безопасность, анализ вредных и опасных факторов производственной среды, экологическая безопасность, экологическая мероприятие обеспечения безопасности, безопасность в чрезвычайных ситуациях, пожаровзрывоопасность, обеспечению безопасного ведения работ, повышенный уровень шума на рабочем месте



повышенный уровень вибрации, повышения или понижения температура воздуха рабочей зоны.

Раздел «Финансовый менеджмент» содержит : Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, SWOOT – анализ, планирование управления научно – техническим проектам, определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой , бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

## Список использованных источников

1. Абдурашитов С.А., Тупиченков А.А. и др. Насосы и компрессоры. М., Недра, 2004, - 296 с.
2. Балеев А.В., Плошенко И.Г., Роменец И.В. и др. Торцевое уплотнение. А.С. №850958 F16J 15/34. – Б.И. №3, 2009, 2 с.
3. Башта Т.М. Гидравлика, гидромашины и гидроприводы. М., Машиностроение, 2002, - 422 с.
4. Беззубов А.В. Насосы для добычи нефти. Справочник рабочего. - М: Недра, 2006.
5. Безус А.А. Конструкции центробежных насосов. Методические указания к лабораторным работам по курсу «Гидромашины и компрессоры» для студентов очной и заочной форм обучения специальности 1702 «Бурение нефтяных и газовых скважин». Уфа, УГНТУ, 2008, - 37 с.
6. Бухаленко А.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. – М: Недра, 2005. – 391с.
7. Вахрамов Н.А., Шишкин В.С., Шмыров Е.А. Торцевое уплотнение. Патент Российской Федерации №2078269 F16J 15/3. – Б.И. №30, 2003, 4 с.
8. Величкович С.В., Шацкий И.П., Попадюк И.И., и др. Торцевое уплотнение. Патент Российской Федерации №2043558 F16J 15/3. – Б.И. №30, 2010, 3 с.
9. Грижов Р.И. Краткий справочник конструктора. Ленинград, Машиностроение, 2003, - 463 с.
10. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: учеб. пособие для вузов / П. А. Долин. – 3-е изд. – М.: Знак, 2014. – 440 с.  
Дунаев П.Ф., Леликов О.П. Детали машин. - М.; Высшая школа, 2004. – 336 с.
11. Дурнов П.И. Насосы и компрессоры. - М: Машгиз, 2000. - 938 с.
12. Елин В.М. и др. Насосы и компрессоры /Елин В.И., Солдатов К.Н., Соколовский С.М. - 2-е изд., перераб. и доп. - М: Гостоптехиздат, 2010. - 398 с.

13. Ломакин А.А. Центробежные и осевые насосы. 2-е изд., перераб. и доп. – М.–Л.: Машиностроение, 2006. – 364 с.

14. Касаткин А.П. Опорно-уплотнительный узел центробежных насосов. А.С. №22149 F16J 15/00. – Б.И. №15, 2010, 4 с.