

Министерство науки и высшего образования 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 оборудование»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Расчёт и подбор установки погружных электроцентробежных насосов для малодебитовых скважин в Томской области

УДК 622.276.054.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-4Е41	Глумов Евгений Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Д.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор, ОСГН ШБИП ТПУ	Трубникова Н.В.	Доктор исторических наук, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К.К.	Кандидат физико- математических наук		

Планируемые результаты обучения ООП

Код Результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Общекультурные компетенции		
P1	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>
P2	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>
P3	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>
P4	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>
P5	Демонстрировать знание правовых, социальных, экологических и культурных	Требования ФГОС (ОК-2; ОК-3; ОК-5; ПК-5),

	аспектов комплексной инженерной деятельности, осведомленность в вопросах охраны здоровья, безопасности жизнедеятельности и труда на нефтегазовых производствах.	Критерий 5 АИОР (п. 5.2.12; п. 5.2.14), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P6	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 деятельности на предприятиях машиностроительного, нефтегазового комплекса и в отраслевых научных организациях.	Требования ФГОС (ОК-14; ОК-15; ОК-16), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.13), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Профессиональные компетенции		
P7	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>
P8	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>
P9	Способность осваивать вводимое новое оборудование, проверять техническое состояние и остаточный ресурс действующего технологического	Требования ФГОС (ПК-2; ПК-4; ПК-16), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.7, п. 5.2.8),

	оборудования, в случае необходимости обеспечивать ремонтно-восстановительные работы на производственных участках предприятия.	согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	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>
P11	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>
P12	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 автоматизированного проектирования.	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>
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	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>

	качества на предприятии.	
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 EUR-ACE и FEANI
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 EUR-ACE и FEANI

Министерство науки и высшего образования 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 оборудование»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е41	Глумову Евгению Владимировичу

Тема работы:

Расчёт и подбор установки погружных электроцентробежных насосов для малодебитовых скважин в Томской области	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1007/с от 08.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является применение УЭЦН на скважинах с малым дебитом. Подача, Q – 80 м ³ /сут. Напор, Н – 1650 м. Частота вращения вала, n – 3000 об/мин.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Аналитический обзор литературы по УЭЦН; • Исследование особенности эксплуатации малодебитных скважин; • Исследование причин отказа оборудования на малодебитном фонде и особенности работы оборудования; • Проектирование УЭЦН; • Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность;

	<ul style="list-style-type: none"> Социальная ответственность на нефтегазовом предприятии.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	ЭЦН модуль секция, рабочее колесо, направляющий аппарат, УЭЦН
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность	Трубникова Н.В.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Д.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е41	Глумов Евгений Владимирович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 82 с., 13 рис., 24 табл., 4 приложения, 40 источников.

Ключевые слова: установка электроприводного центробежного насоса, малый дебит, скважина, колонна НКТ.

Объектом исследования является применение УЭЦН на скважинах с малым дебитом.

Цель работы – расчет УЭЦН для малодебитовой скважины.

В процессе исследования проводился анализ особенностей эксплуатации УЭЦН на фонде скважин с малым дебитом и причины их отказов.

В результате исследования был произведен расчет и проектирование УЭЦН.

Область применения: нефтегазовое производство.

Определения, обозначения, сокращения

КПЭС – кратковременная периодическая эксплуатация скважин

УЭЦН – установка электрического центробежного насоса

МРП – межремонтный период

СУ – станция управления

ПЭД – погружной электрический двигатель

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ПЗП – призабойная зона пласта

ППД – поддержание пластового давления

КРС – капитальный ремонт скважины

ОПР – опытно-промысловые работы

ГНО – глубинно-насосное оборудование

ГРП – гидравлический разрыв пласта

УШГН – установка штангового глубинного насоса

АГЗУ – автоматическая замерная установка

НКТ – насосно-компрессорные трубы

СНО – средняя наработка на отказ

ГРУ – газопесочное регулируемое устройство

Оглавление

Введение	11
1. Обзор литературы	12
2. Установка электроприводного центробежного насоса (УЭЦН) для скважин с малым дебитом	17
2.1 Особенности эксплуатации малодебитных скважин	17
2.2 Установка для малодебитных скважин	17
2.3 Отказы малодебитных скважин и особенности работы оборудования	20
3. Расчет УЭЦН	28
3.1 Расчет рабочего колеса	28
3.2 Расчет направляющего аппарата	32
3.3 Расчет вала	33
3.4 Расчет шлицевого соединения	36
3.5 Расчет шпоночного соединения	38
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	42
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования	42
4.2 Анализ конкурентных технических решений	42
4.3 SWOT-анализ	44
4.4 Технология QuaD	48
4.5 Планирование управления научно-исследовательских проектом	49
4.6 Бюджет научно-технического исследования	53
5 Социальная ответственность	65
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	65
5.2 Производственная безопасность	67
5.3 Экологическая безопасность	74
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
Заключение	77
Список использованных источников	78

Введение

В российской федерации УЭЦН применяются повсеместно. На территории Западной Сибири до 70% нефти добывается с использованием УЭЦН [2].

Значительная часть нефтяных месторождений России сегодня находится на поздних и завершающих стадиях эксплуатации. Для этого этапа характерны малые темпы добычи, высокая обводненность, большие объемы закачки жидкости в систему ППД. По этой причине в отечественной нефтяной отрасли наблюдается тенденция к росту скважин на малодебитном фонде. По разным подсчетам, фонд действующих нефтяных скважин с дебитом менее 30 м³/сут составляет порядка 30% от всего фонда скважин. Сложные условия эксплуатации требуют новых, инновационных конструкторских решений в части оборудования для нефтедобычи. В дипломной работе описывается УЭЦН нового поколения для эксплуатации малодебитных скважин с высоким содержанием свободного газа и механических примесей.

Целью данной работы является расчет УЭЦН для малодебитовой скважине.

Для этого необходимо решить следующие задачи:

1. Провести анализ литературных источников;
2. Проанализировать особенности конструкции скважин с малым дебитом и причины их отказа;
3. Рассчитать УЭЦН.

1. Обзор литературы

Сегодня в России насчитывается около 155 тыс. нефтяных скважин. Исходя из годовой добычи нефти 480 млн. т., средний дебит российской скважины составляет 8,4 т/сутки. Для сравнения: в США этот показатель равен 1,4 т./сутки, в Саудовской Аравии – около 380 т./сутки, – то есть, актуальность проблемы эксплуатации малодебитного фонда в названных странах различна.

Различные источники устанавливают различные критерии определения малодебитовой скважины. Так, например, у А.М. Пирвердяна и Б.Б. Крумана малый дебит, как скважину дающую менее 10 м^3 /сутки, у А.Н. Адонин – скважина дающая менее 5 т. нефти в сутки. В одном из номеров журнала World Oil встречается такая фраза: «...много малодебитных скважин с добычей нефти до 1 т/сутки». В трудах Ш.К. Гиматутдинова скважиной с малым дебитом считается скважина с дебитом менее 80 м^3 /сут. В области дебита 20-80 м^3 /сутки могут применяться все виды оборудования, которые сегодня используются в нефтедобыче. В течение последних десятилетий в нашей стране наблюдается постоянный рост количества скважин, которые эксплуатируются посредством УЭЦН.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) на российских нефтепромыслах стали использовать еще более полувека назад. На сегодняшний момент УЭЦН является самым распространённым оборудованием. УЭЦН применяется для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин. Конструкции погружных насосов имеют обычное и коррозионное исполнение [1-6].

В состав УЭЦН входит погружной электродвигатель (ПЭД), гидрозащита, многоступенчатый насос и кабельные линии, а также наземное оборудование, станция управления и трансформатор. Для коммуникации электроцепи используют станции управления. Добывая нефть по средствам УЭЦН, необходимо чтобы установка находилась в режиме, когда динамический уровень в скважине стабилизирован, а количество откачиваемой насосом

жидкости равно количеству жидкости, вытекающей из пласта. Чтобы выполнить это условие, необходимо находиться в точке стабильной совместной работы «скважина-пласт».

В литературе, одной из главных проблем к управлению УЭЦН относят слишком разнообразные разработки станций управления. Например, системы управления погружным электроцентробежным насосом представлены в патентах В.В. Живаевой, А.В. Старикова, В.А. Старикова, а схема станции управления представлена в патентах Ю.В. Жовнир.

На данный момент, в источниках литературы можно найти массу различных примеров станций управления. Каждый производитель делает свою станцию уникальной по исполнению, хотя все они выполняют одни и те же функции.

В патенте № 2338091 Б.Х. Перельштейна дана конструкция погружного насоса и описан способ его работы. Анализ работы ступеней погружных насосов ЭЦН посвящены работы таких ученых как: П. Д. Ляпков, В. П. Максимов, И. М. Муравьев, И. Т. Мищенко, В. И. Игревский, А. Н. Дроздов и др. Есть много факторов, которые оказывают влияние на работу УЭЦН, например, такие как устройства скважины и процессы, протекающие в скважине [7]. Осложнения ведут к снижению эффективности работы УЭЦН [8,9]. Исследованию повышения эффективности работы оборудования УЭЦН посвящены работы: Бажайкина С.Г., Богданова А.А., Бочарникова В.Ф., Гафурова О.Г., Гиматудинова Ш.К., Дроздова А.Н., Ибрагимова Г.З., Ивановского В.Н., Ишемгужина Е.И., Ишмурзина А.А., Казака А.С., Каплана Л.С., Ляпкина П.Д., Максимова В.П., Чичерова Л.Г., Мищенко И.Т., Молчанова А.Г., Репина Н.Н., Уразакова К.Р., Ямалиева В.У. и др.

В научных источниках факторы, влияющие на работу УЭЦН, делят на геологические и конструктивные:

1. Геологические. К ним относятся: газ, вода, соли и парафины и механические примеси.

2. Конструктивные (обусловленные конструкцией скважины). Такие как: диаметр эксплуатационной колонны, кривизна скважины, глубина подвески и др.

В зависимости от влияния на технико-экономические параметры, факторы могут быть положительными или отрицательными. На работу УЭЦН во время его эксплуатации влияет вода, ее наличие в нефти несет за собой осложнения в работе УЭЦН. Из-за химического состава нефти в ней образуется эмульсии, так же ее образованию способствует наличие глины и песка. Максимов В.П. и Мищенко И.Т. в своих работах говорят о том, что увеличение вязкости эмульсии негативно отражается на рабочих характеристиках УЭЦН. Л.С. Капланом было предложено взять коэффициент подачи насоса и межремонтный период работы за критерии оценки изменений параметров работы насоса.

Так же, одной из форм осложнений является наличие высокоминерализованной пластовой воды. Наличие высокоминерализованной пластовой воды несет за собой большую коррозию и сильное солеотложение в рабочих органах насоса, исследование в данной области проводил П.Д. Ляпиков. Наряду с работой П.Д. Ляпикова, в работах О.Г. Гафурова экспериментально выявлено воздействие структуры газожидкостной смеси на характеристику насоса.

Исследование совместной работы ступеней в многоступенчатом погружном насосе проводились Н.Н. Репиным.

Технико-экономические показатели УЭЦН отличаются друг от друга и зависят от расположения месторождения. Основной характеристикой работы погружных электроцентробежных насосов является величина межремонтного периода, она определяется по величине отказов.

Из литературных источников можно выделить следующие причины отказов [8,10]:

- снижение сопротивления погружного электродвигателя (ПЭД);
- выход из строя гидрозащиты;

- сквозная коррозия корпуса;
- снижение сопротивления кабеля;
- износ рабочих органов ЭЦН.

Так же можно выделить различные эксплуатационные причины:

- негерметичность НКТ;
- засорение насосов;
- отложение солей;
- неправильный подбор;
- срыв подачи;
- механическое повреждение кабеля;
- нестабильное электроснабжение;
- невывод на режим;
- запарафинивание;
- неисправность обратного сливного клапана.

Условия эксплуатации оборудования УЭЦН и качество самого оборудования являются причиной этих отказов [11].

Оценке технического состояния установок электроцентробежных насосов с применением современных информационно-измерительных систем посвящены работы: Ишемгужина Е.И., Байкова И.Р., Пашали А.А., Мирзаджанзаде А.Х., Бахтизина Р.Н., Уразакова К.Р., Матаева Н.Н., Китабова А.Н., Ефанова В.Н., Атнагулова А.Р., Маркелова Д.В., Перельмана М.О., Пещеренко С.Н., Слепченко С.Д., Кучумова Р.Я., Ражетдинова У.З., Черникова В.С., Хасанова М.М., Коровина Я.С., Кутдусова А.Т., Смирнова Н.И., Горланова С.Ф., Фролова С.В., Ханжина В.Г., Алиева Т.М. и другие.

В литературных источниках, определение технического состояния погружных электроустановок делят на два этапа: приёмо-сдаточное испытания после поступления нового оборудования и оценка параметров технического состояния в процессе эксплуатации. В условиях ремонтного предприятия, при проведении приёмо-сдаточных испытаний УЭЦН применяют стенды и экспериментальные скважины. На установке осуществляется контроль

параметров путём установки граничных значений. ОАО «Алнас», ЗАО «Электон», Shlumberger, ООО «Борец» используют такой подход в своих компаниях.

Так же большую роль в совершенствовании технического обслуживания и ремонта, а так же оценки состояния УЭЦ оказали И.Р.Байков, А.А.Гирфанов, А.Н.Гордиенко, Б.Г.Меньшов, Д.Н.Нурбосынов, А.А.Пухальский, Е.А.Смородов, В.Я.Чаронов, О.А.Чукчеев и др.

На основе исследуемых источников, можно сделать вывод о популярности применения УЭЦН, а вопросы эксплуатации установок такого типа постоянно поднимаются в научной литературе.

2. Установка электроприводного центробежного насоса (УЭЦН) для скважин с малым дебитом

2.1 Особенности эксплуатации малодебитных скважин

Среди особенностей малодебитных скважин в первую очередь надо отметить низкую скорость движения жидкости внутри колонны НКТ и эксплуатационной колонны, что вызывает в скважине ряд негативных явлений. Так, сила трения между жидкостью и парафинами, смолами и солями становится ниже силы сцепления с колоннами НКТ или обсадными колоннами, что приводит к образованию АСПО. Кроме того, при малых скоростях жидкости скорость осаждения мехпримесей начинает превышать скорость восходящего потока, что, соответственно, вызывает осаждение АСПО. Именно поэтому для насосных установок малодебитного фонда рекомендуется использовать шламовые трубы. Низкая скорость движения жидкости порождает еще одну проблему – недостаточную скорость охлаждения ПЭД, что требует использования кожухов и установки дополнительных теплообменников.

Следующая особенность эксплуатации малодебитного фонда заключается в повышенной возможности сепарации для газа и песка. Это опять же обусловлено относительно низкой скоростью потока жидкости, из-за чего улучшается сепарирование газа и механических примесей.

Наконец, неотъемлемой характеристикой малодебитной скважины выступает ее низкая рентабельность. Это значительно снижает возможности применения высокотехнологичных разработок на этом фонде.

2.2 Установка для малодебитных скважин

В нефтяной отрасли России очень высокий темп добычи нефти, что приводит к росту фонда малодебитных скважин, связанных с истощением действующих месторождений. По разным оценкам фонд действующих нефтяных скважин с дебитом менее 30 м³/сут. составляет порядка 50% от всего

фонда скважин. На сегодняшний день основными способами механизированной добычи малодебитного фонда скважин являются:

- Применение установок штанговых глубинных насосов (УШГН);
- Применение низкодебитных УЭЦН (подача до 30 м³/сут.);
- Применение установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) в периодическом режиме;
- Применение винтовых насосов.

На рисунке – 1 показано распределение малодебитного фонда скважин по способам добычи.

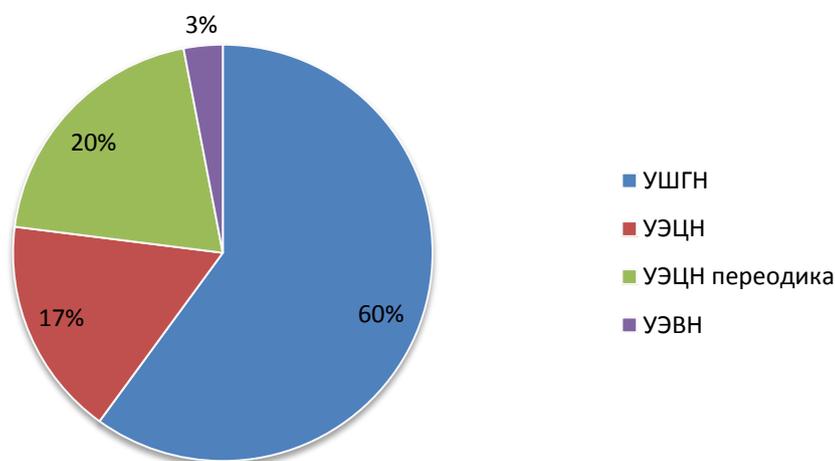


Рисунок 1 – Распределение малодебитного фонда скважин по способам добычи

Как видно из диаграммы, преобладающим способом добычи нефти является применение установок штанговых глубинных насосов. Связано это с тем, что 80% из всех УШГН в основном применяется на месторождениях центральной части России, которые были открыты еще в начале 20-го века. Наблюдается тенденция к сокращению доли УШГН в структуре добычи на малодебитном фонде и росту доли низкодебитных УЭЦН и УЭЦН, работающих в периодическом режиме. Тенденция к такой динамике объясняется тем, что растет фонд малодебитных скважин в Западной Сибири, где УЭЦН является основным механизированным способом добычи. В условиях постоянного роста стоимости нефтедобычи и снижения стоимости нефти на мировых рынках, нефтяные компании России ставят перед собой задачи по удержанию текущего

уровня добычи и повышению операционной эффективности сектора. Существующие способы добычи при всех своих плюсах имеют ряд минусов, в частности более сложные конструкции, которые не позволяют нефтяным компаниям достигнуть поставленных целей.

На данный момент схем УЭЦН огромное множество, на рисунке 2 представлена типовая схема УЭЦН.

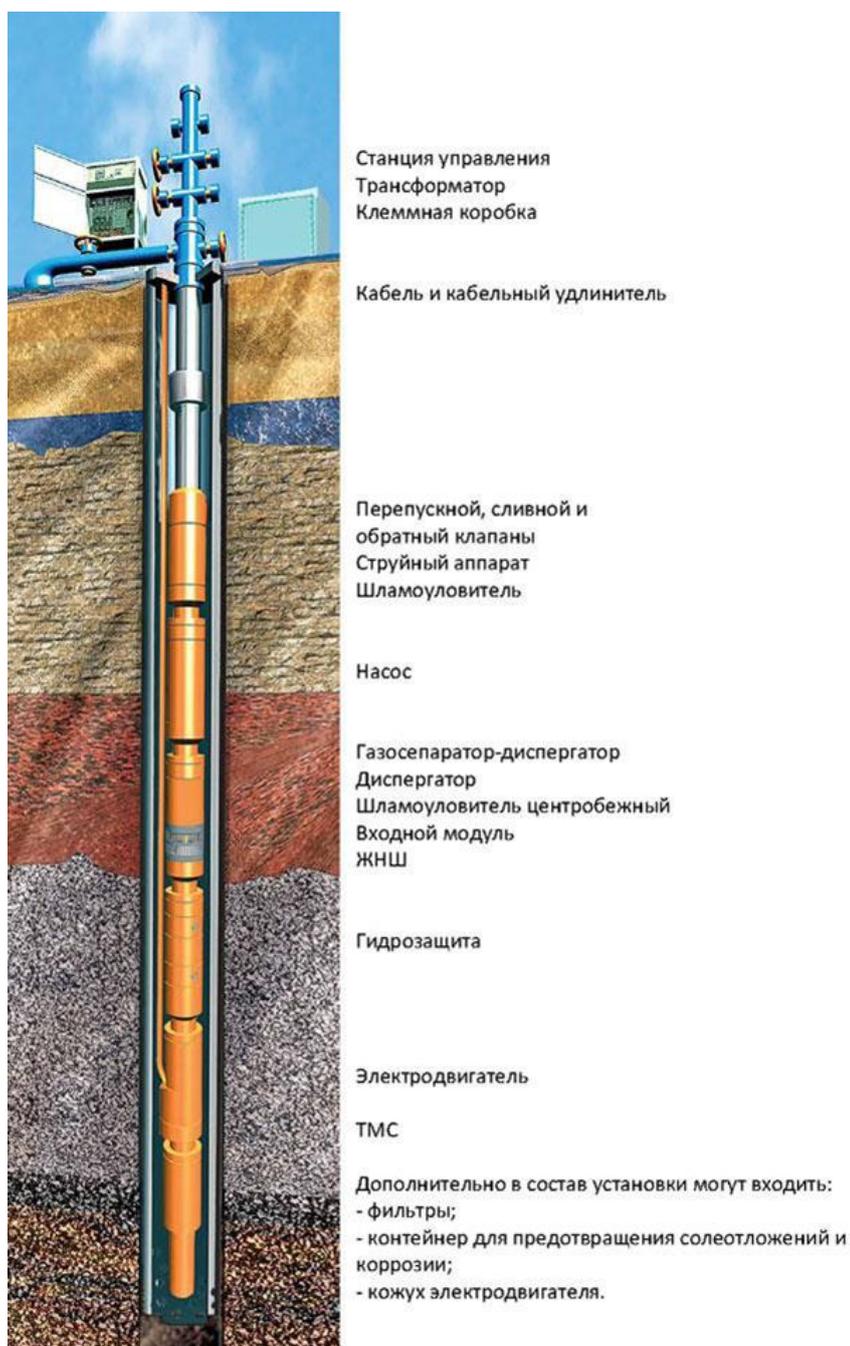


Рисунок 2 – Схема УЭЦН

2.3 Отказы малодебитных скважин и особенности работы оборудования

Наиболее распространенные причины отказов УЭЦН на малодебитных скважинах – солеотложение и засорение ступени ЭЦН мехпримесями (Рисунок 3).

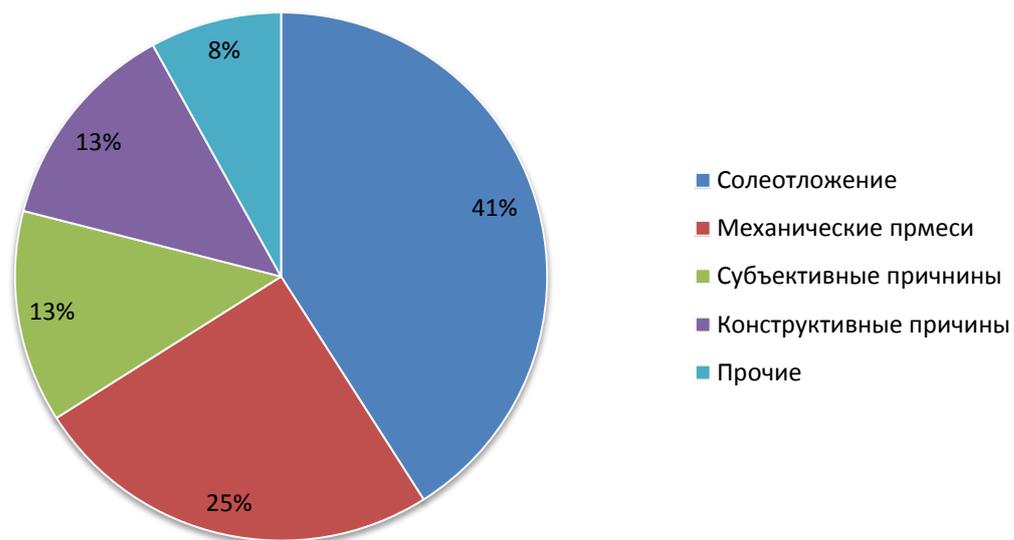


Рисунок 3 – Причины отказов ЭЦН на одном из месторождений Западной Сибири

Данную ситуацию, можно объяснить тем, что рабочие каналы колес и направляющий аппарат являются самым проблемным элементом ступеней при обслуживании скважин малодебитового фонда. Предотвратить их засорение и снизить процент отказов можно путем увеличения размера каналов для малодебитных скважин. В качестве побочного эффекта при этом будет наблюдаться снижение напора ступеней и КПД оборудования. Однако, если не увеличивать размер каналов, то удельный вес засорений отложениями солей и мехпримесями среди причин отказов может, в скором времени, вырасти с нынешних 66% до 75-80%. В зависимости от абразивности мехпримеси можно разделить на среднезернистые и крупнозернистые.



Рисунок 4 – Солеотложение

В малодебитных скважинах с высоким содержанием мехпримесей целесообразно использовать открытые рабочие колеса. Так, при содержании 5% песка КПД открытых и закрытых колес при работе на воде равны.



Рисунок 5 – Засорение мехпримесями

Уже при содержании песка в 15-25% закрытые рабочие колеса забиваются и заклинивают, тогда, как открытые работают без забивания и клина при содержании песка до 75%. Наличие свободного газа влияет на энергоэффективность откачки жидкости из малодебитных скважин. При этом, чем выше расход жидкости через газосепаратор, тем меньше коэффициент сепарации. При очень больших расходах жидкости, когда газ не успевает отсепарироваться и уйти в затрубное пространство, возможно сведение этого коэффициента на нет. Поэтому оптимальные значения коэффициента сепарации (0,6-0,7) для таких видов оборудования наблюдаются при низких дебитах, что способствует улучшению работы оборудования в низкодебитных скважинах. Следует подчеркнуть, что количество свободного газа на приеме

тех или иных ступеней ЭЦН оказывает гораздо более ощутимое влияние на энергоэффективность, напор и КПД малodeбитных скважин, чем на таковые параметры высокодебитных скважин. Теоретически это дает возможность при малых циклах времени откачки и, соответственно, достаточно больших периодах накопления жидкости в скважинах использовать высокодебитные установки на малodeбитном фонде в краткосрочном режиме. Хотя, если такая схема будет реализована на практике, коэффициент сепарации будет несколько ниже расчетного.

Стоит задача поиска эффективной технологии эксплуатации малodeбитных скважин со средней наработкой не менее 600 суток. Для борьбы с осложнениями на малodeбитном фонде разрабатывают насосы с расширенными проточными каналами.

Согласно стандарту надежности и безопасности API 610 для насосов с торцевыми уплотнениями рекомендованная зона работы насоса лежит в пределах от 0,7 до 1,1 от оптимальной подачи. Допускается лишь кратковременная работа на подаче 0,5-0,7 от оптимальной, так как при работе за пределами рекомендуемой зоны возникают обратные токи, которые приводят к пульсациям давления и вибрации, увеличению осевой и радиальной силы, которая действует на рабочее колесо каждой ступени.

Кроме того, при работе на подаче менее 0,5 от оптимальной деградирует напорная характеристика, возникает вероятность помпажа, образования газовой пробки и срыва подачи даже при наличии небольшого количества свободного газа на входе в насос. Ступени для новой установки разрабатывают с учетом этих требований: оптимальная подача на 20 м³/сут реализована в заданном рабочем диапазоне (рисунок 6).

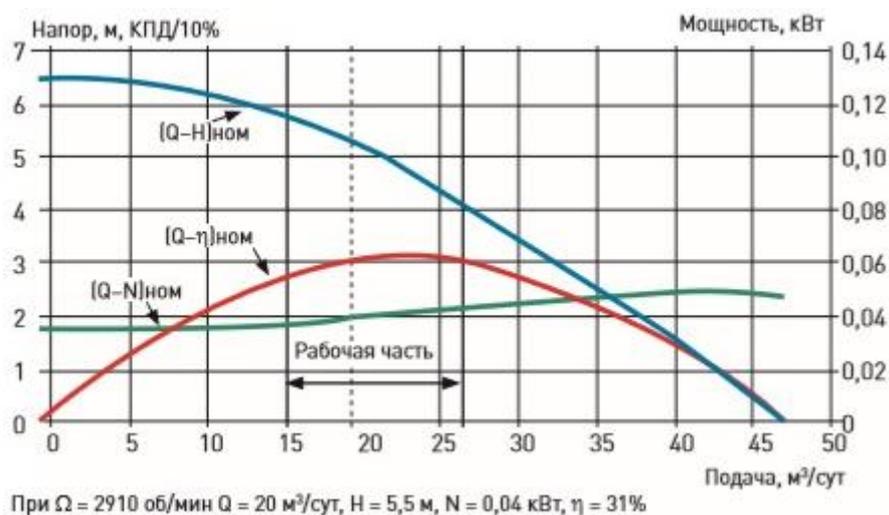


Рисунок 6 – Характеристика ступени с расширенным каналом проточной части

Ширина каналов проточной части – как у ступени на $125 \text{ м}^3/\text{сут}$, при этом удается сохранить высокие энергетические параметры, как у серийных ступеней с узкими каналами проточной части. Насосы с широкими каналами, например на 80, тем более на $125 \text{ м}^3/\text{сут}$, эффективно работают с высоким содержанием свободного газа, механических примесей, лучше работают в условиях отложения солей, поэтому и применяют ступень с широкими каналами. Новые установки могут практически полностью решить проблему отказов ЭЦН в скважине с высоким содержанием механических примесей и отложением солей. Это достигается за счет следующих преимуществ с расширенными проточными каналами (рисунок 7):

- увеличением проточного канала у аппарата на 30% (4,5 мм), у рабочего колеса – на 45% (5 мм);
- оптимально подобранный режим работы при максимальном КПД с наименьшими энергозатратами;
- меньшая вероятность засорений проходных сечений рабочих колес песком и солями;
- повышенная износостойкость за счет применения цельнолитых металлических рабочих ступеней двухопорной конструкции импеллерного типа.



Рисунок 7 – Рабочая ступень с расширенным проточным клапаном

Радиально стабилизированные насосы с компрессионной схемой сборки относятся к самому высокому классу оборудования по износоустойчивости [6]. Это самое надежное оборудование среди погружных УЭЦН. Традиционно их применяют на высокие подачи (от 200 м³/сут), так как при меньшей подаче заметно снижаются энергетические параметры насоса. Разработчикам удалось усовершенствовать конструкцию – адаптировать характеристики нового насоса на весь диапазон подач.

Анализ опыта эксплуатации показал, что малорасходные насосы следует делать в компрессионном исполнении. Компрессионные насосы надежно работают в левой зоне, с высоким содержанием свободного газа, так как осевая нагрузка воспринимается осевой опорой в гидрозащите. В правой зоне всплытие не наблюдается. Поэтому можно расширить рабочую зону насоса.

Недостатком компрессионного насоса является сложная сборка: необходимо при монтаже обеспечить точную стыковку валов, иначе все преимущества такого типа насоса будут утеряны. Поэтому в новой конструкции предельно упрощена сборка компрессионного насоса, устранена сложная операция шимсования.

Для точного выставления валов используется приспособление, которое исключает необходимость использования мерительного инструмента и, следовательно, возможность субъективной ошибки персонала. Способность компрессионных насосов отработать непрерывно от 3 до 5 лет без извлечения из скважины позволяет значительно снизить затраты на ремонт и монтаж насосных установок.

После приработки опорных шайб вся осевая сила воспринимается осевой опорой в гидрозашите. В результате КПД у компрессионных насосов может быть на 10–15% выше, чем у погружных ЭЦН в традиционном исполнении.

Увеличение проточных каналов по сравнению с серийными аналогами способствует уменьшению влияния отложения солей и механических примесей на характеристики насоса и увеличению межремонтного периода установки. В конструкции насоса применены цельнолитые рабочие ступени двухопорной конструкции импеллерного типа, позволяющие увеличить ресурс работы установки и снизить затраты на единицу добываемой нефти.

Насос нового типоразмера производительностью 20 м³/сут с расширенными проточными каналами позволяет решать проблему с засорениями рабочих органов насосов механическими примесями и солями на малодобитном фонде, а также позволяет нефтяникам отказаться от неэффективной технологии добычи – кратковременной эксплуатации скважин и перейти на эксплуатацию малодобитного фонда установками электроцентробежных насосов в постоянном режиме.

Газосепараторы для защиты электроцентробежных насосов от вредного влияния газа широко используются на месторождениях. Однако существенным их недостатком является относительно низкая надежность в условиях добычи жидкости, содержащей абразивные частицы. Газосепаратор считается ненадежным элементом насосной установки из-за частого гидроабразивного перерезания корпуса. Причина – обратные токи, возникающие на входе в осевое колесо, шнек, если подача насоса меньше расчетной подачи газосепаратора более чем в два раза.

Для примера: если газосепаратор, рассчитанный на подачу 250 м³/сут, используется с насосом на подачу до 30 м³/сут, возникают обратные токи, которые являются ловушкой для механических примесей, концентрация которых быстро возрастает, и вращающееся абразивное кольцо начинает перерезать корпус и другие элементы проточной части газосепаратора, поэтому следует применять газосепараторы со сменными шнеками на входе.

Следует отметить, что традиционное решение – уменьшение угла лопастей на входе в шнек нецелесообразно, так как излишне увеличивает диффузорность проточной части и снижает эффективность работы шнека. Новые технические решения позволяют избежать этого недостатка. Необходимо отметить, что новые газосепараторы для малорасходных насосов имеют меньшую мощность. Учитывая значительное количество малорасходных установок, можно говорить о заметной экономии затрат на электроэнергию. Новая концепция работы компрессорных диспергирующих ступеней (КДС) для малорасходных насосов – циркуляция жидкости в рабочем колесе. При работе в каждой ступени происходит диспергирование газожидкостной смеси (ГЖС) на входе в рабочее колесо, сжатие ГЖС в проточной части, частичная сепарация газа на выходе из колеса.

Газ с основным потоком направляется на вход в следующую ступень, а часть жидкости направляется на вход в это же рабочее колесо. Это позволяет снизить содержание свободного газа в проточной части рабочего колеса, устранить газовые пробки на нерасчетных режимах работы. КДС измельчают, диспергируют пузырьки ГЖС, осуществляют подготовку однородной, мелкодисперсной газожидкостной среды, предварительное ее сжатие и подачу к основным ступеням насоса. При совместной работе насоса с КДС максимальное объемное содержание свободного газа на входе допускается на 15% выше по сравнению с применением насоса без КДС.

КДС устанавливаются в отдельном модуле на входе в насос или непосредственно на входе в нижнюю секцию. Оптимальная подача компрессорных ступеней должна быть близка к оптимальной подаче основного насоса. При этом энергетические параметры секции – напор и КПД практически не снижаются.

Следует отметить разработку нового поколения гидрозащиты поршневого и диафрагменного типа с динамическим лабиринтом (рисунок 8).

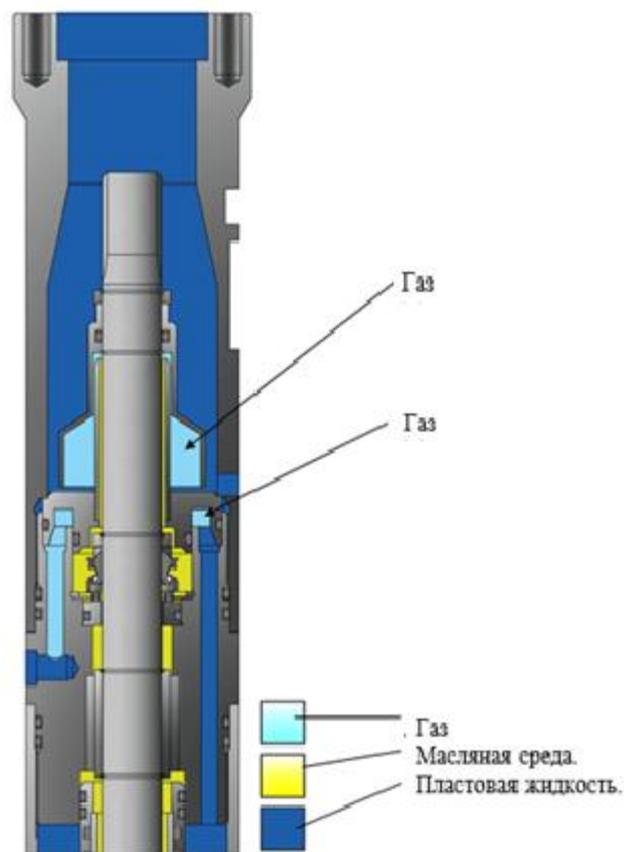


Рисунок 8 – Эскиз верхней части гидрозащиты с динамическим лабиринтом

Такая гидрозащита имеет следующие преимущества по сравнению с известными аналогами:

1) Замена гравитационного лабиринта на динамический лабиринт позволяет уменьшить монтажную высоту по сравнению с серийными аналогами гидрозащиты российских и зарубежных производителей на 30-40% и, соответственно, снизить себестоимость изготовления и ремонта за счет меньшего числа деталей. При этом расчетная эффективность сепарации механических примесей увеличилась в 300 раз. Более эффективная защита позволит увеличить ресурс работы погружных электродвигателей.

2) Впервые разработано насосное устройство, которое обеспечивает положительный перепад давления между маслом и пластовой жидкостью в районе торцевого уплотнения, что является необходимым требованием для защиты погружного двигателя от проникновения в масло пластовой жидкости.

3. Расчет УЭЦН

3.1 Расчет рабочего колеса

Расчет рабочего колеса выполняется в соответствии с методикой представленной в литературе [3].

Исходные данные:

Подача, $Q - 80 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Напор, $H - 1650 \text{ м.}$

Частота вращения вала, $n - 3000 \text{ об/мин.}$

Внутренний диаметр корпуса насоса, $d_k - 80 \text{ мм.}$

Внутренний диаметр корпуса ступени, $d_c - 73,5 \text{ мм.}$

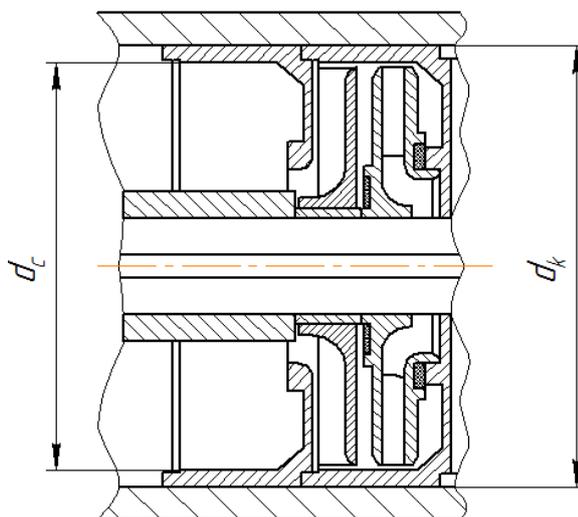


Рисунок 9 – Ступень насоса

Проведем расчет проточной части рабочего колеса и других размеров:

Для этого рассчитаем наибольший внешний диаметр рабочего колеса по формуле 1:

$$D_{\max} = d_c - 2 \cdot s, \quad (1)$$

где d_c – внутренний диаметр корпуса ступени, мм;

s – радиальный зазор между внутренней стеной корпуса ступени ($s = 2 \div 3$), мм.

$$D_{\max} = 73,5 - 2 \cdot 2 = 69,5 \text{ мм}$$

Определяем приведенную подачу рассчитываемой ступени:

$$Q_{прив.} = \frac{2800}{n} \cdot \left(\frac{90}{D_{max}}\right)^3 \cdot Q, \quad (2)$$

где 2800 – приведенная скорость вращения единичного насоса, об/мин;
90 – наибольший внешний диаметр рабочего колеса единичного насоса, мм;

n – число оборотов вала, об/мин;

Q – подача, л/с.

$$Q_{прив.} = \frac{2800}{3000} \cdot \left(\frac{90}{69,5}\right)^3 \cdot 0,925 = 1,874 \text{ л/с}$$

Определяем диаметр втулки при входе в рабочее колесо:

$$D_{эм} = K_{эм} \cdot D_{max}, [3, \text{с.101}] \quad (3)$$

где $K_{эм}$ – коэффициент, соответствующий полученному значению $Q_{прив.}$,

$$K_{эм} = 0,31.$$

$$D_{эм} = 0,31 \cdot 69,5 = 21,5 \text{ мм.}$$

После определения диаметра втулки необходимо проверить возможность размещения вала насоса. При этом должно быть соблюдено условие:

$$D_{эм} = d_э + 2 \cdot \delta_{эм}, [3, \text{с.101}] \quad (4)$$

где $D_{эм}$ – диаметр втулки, мм;

$d_э$ – диаметр вала насоса, мм;

$\delta_{эм}$ – толщина ступени втулки (для погружных центробежных насосов с диаметром корпуса 92-150, можно принять $\delta_{эм} = 2 \div 4$ мм);

$$D_{эм} = 17 + 2 \cdot 2 = 21 \text{ мм.}$$

Определяем наибольший диаметр входных кромок лопастей D_{1max} по уравнению:

$$D_{1max} = \frac{D_{max}}{K_{D1max}}, [3, \text{с.101}] \quad (5)$$

где $K_{D_{1\max}}$ – коэффициент, определенный для $Q_{\text{прив.}}$, $K_{D_{1\max}} = 2,3$

$$D_{1\max} = \frac{69,5}{2,3} = 30,2 \text{ мм.}$$

Определяем диаметр входа D_0 в рабочее колесо:

$$D_0 = K_{D_0} \cdot D_{1\max}, [3, \text{с.101}] \quad (6)$$

где K_{D_0} – коэффициент диаметра входа в рабочее колесо для данного $Q_{\text{прив.}}$,
 $K_{D_0} = 0,96$.

$$D_0 = 0,96 \cdot 30,2 = 28,9 \text{ мм.}$$

Определяем наименьший диаметр входных кромок лопастей рабочего колеса $D_{2\min}$:

$$D_{2\min} = \sqrt{d_c^2 - \frac{1}{0,78590} \cdot \left(\frac{D_{\max}}{90}\right)^2 \cdot F_{\text{прив.}}}, [3, \text{с.102}] \quad (7)$$

где $F_{\text{прив.}}$ – приведенная площадь без лопаточного кольца между стенкой корпуса ступени d_c и ободом верхнего диска рабочего колеса $D_{2\min}$. Находят для $Q_{\text{прив.}} = 1600 \text{ мм}^2$.

$$D_{2\min} = \sqrt{73,5^2 - \frac{1}{0,78590} \cdot \left(\frac{69,5}{90}\right)^2 \cdot 1600} = 64,7 \text{ мм.}$$

Определяем наименьший диаметр входных кромок лопастей

$$D_{1\min} = \frac{D_{\max}}{K_{D_{1\min}}}, [3, \text{с.102}] \quad (8)$$

где $K_{D_{1\min}}$ – коэффициент определяемый для $Q_{\text{прив.}}$, $K_{D_{1\min}} = 2,2$.

$$D_{1\min} = \frac{69,5}{2,2} = 31,5 \text{ мм.}$$

Определяем высоту канала b на выходе из рабочего колеса:

$$b = K_b \cdot D_{\max}, [3, \text{с.103}] \quad (9)$$

где K_b – коэффициент, определяемый для Q , $K_b = 0,036$.

$$b = 0,036 \cdot 69,5 = 2,5 \text{ мм.}$$

Напор ступени определяют по коэффициенту окружной скорости $K_{\text{окр}}$, пользуясь уравнением:

$$K_{\text{окр}} = \frac{g_{\text{окр}}}{60 \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H}}, [3, \text{с.103}] \quad (10)$$

где $g_{\text{окр}}$ – окружная скорость на диаметре D_{max} рабочего колеса, м/с;

$$K_{\text{окр}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{max}} \cdot n}{60 \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H}}, [3, \text{с.104}] \quad (11)$$

где $K_{\text{окр}}$ – коэффициент окружной скорости, $K_{\text{окр}} = 1,33$;

D_{max} – внешний диаметр рабочего колеса, м;

n – число оборотов вала, об/мин;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$$H = \left(\frac{\pi \cdot D_{\text{max}} \cdot n}{60 \cdot K_{\text{окр}}} \right)^2 \cdot \frac{1}{2 \cdot g} [3, \text{с.104}] \quad (12)$$

$$H = \left(\frac{3,14 \cdot 0,0695 \cdot 3000}{60 \cdot 1,33} \right)^2 \cdot \frac{1}{2 \cdot 9,81} = 3,43 \text{ м.}$$

Определяем коэффициент быстроходности ступени:

$$n_s = 3,65 \cdot \frac{n \cdot \sqrt{Q}}{H^{3/4}}, [3, \text{с.106}] \quad (13)$$

где n – число оборотов вала, сек⁻¹;

$$n_s = 3,65 \cdot \frac{50 \cdot \sqrt{0,925}}{3,43^{3/4}} = 70$$

Определяем конструктивные углы β_1 и β_2 от быстроходности ступени:

$$\beta_1 = 32^\circ, \beta_2 = 22^\circ.$$

3.2 Расчет направляющего аппарата

Расчет направляющего аппарата выполняется в соответствии с методикой представленной в литературе [3].

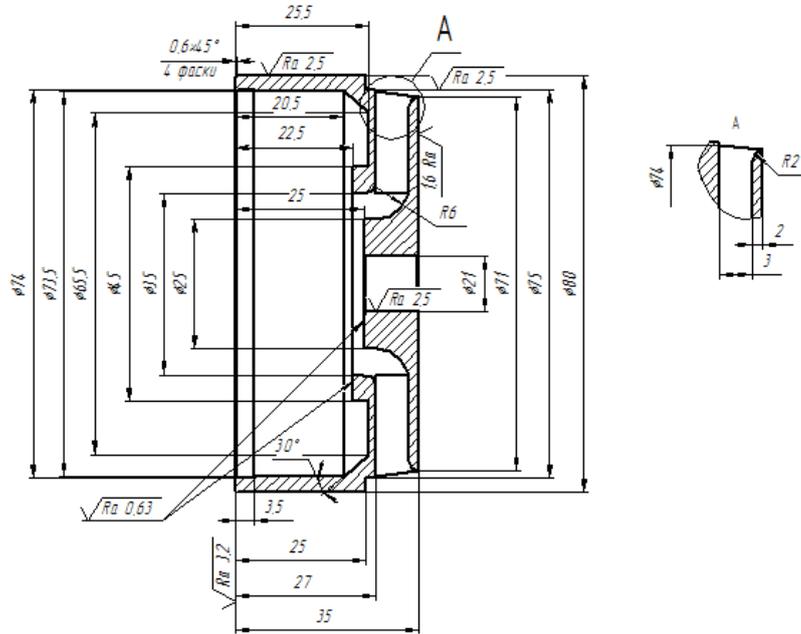


Рисунок 10 – Направляющий аппарат

Действительная высота рассчитываемой ступени:

$$l = \frac{l_{\text{прив.}} \cdot D_{\text{max}}}{90}, [3, \text{с.107}] \quad (14)$$

$$l = \frac{25 \cdot 69,5}{90} = 19,3 \text{ мм}$$

Определяем высоту междулопаточных каналов:

$$b = \frac{b_{\text{прив.}} \cdot D_{\text{max}}}{90}, [3, \text{с.107}] \quad (15)$$

где $b_{\text{прив.}}$ – приведенная высота от приведенной подачи, $b_{\text{прив.}} = 3,3 \text{ мм}$.

$$b = \frac{3,3 \cdot 69,5}{90} = 2,54 \text{ мм}.$$

Находим диаметр диафрагмы D направляющего аппарата:

$$D = \sqrt{d_c^2 - \frac{F_{\text{прив.}}}{0,785} \cdot \left(\frac{D_{\text{max}}}{90}\right)^2}, [3, \text{с.108}] \quad (16)$$

где $F_{прив.}$ – приведенная площадь кольца внутренней стенкой корпуса ступени и диаметром ступени, 800 мм².

$$D = \sqrt{73,5^2 - \frac{800}{0,785} \cdot \left(\frac{69,5}{90}\right)^2} = 69,2 \text{ мм.}$$

3.3 Расчет вала

Расчет вала выполняется в соответствии с методикой представленной в литературе [1].

Во время работы вал насоса подвергается воздействию крутящего момента, осевой сжимающей нагрузки на верхний торец вала и радиальной нагрузки. Радиальная нагрузка на вал вызывается насосным расположением валов секций насоса и протектора и возможность неточного изготовления шлицевого соединения.

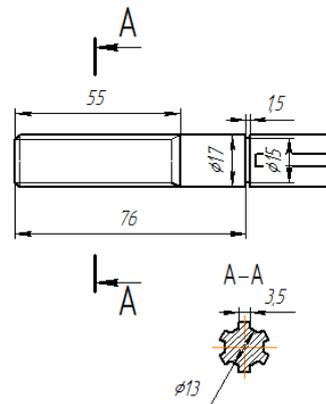


Рисунок 11 – Вал насоса

Момент инерции вала:

$$J = \frac{\pi \cdot d_{вн}^4 \cdot b \cdot (D - d_{вн}) \cdot (D + d_{вн})^2 \cdot z}{64}, [1, \text{с.131}] \quad (17)$$

где b – ширина шлица, $b = 0,0035$ м;

D – наружный диаметр шлицев, $D = 0,017$ м;

$d_{вн}$ – внутренний диаметр шлицев, $d_{вн} = 0,013$ м;

z – число шлицев, $z = 6$.

$$J = \frac{3,14 \cdot 0,013^4 \cdot 0,0035 \cdot (0,017 - 0,013) \cdot (0,017 + 0,013)^2 \cdot 6}{64} = 2,5 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4.$$

Максимальный крутящий момент:

$$M_{крmax} = \frac{N_{max}}{W}, [1, с.131] \quad (18)$$

где N_{max} – приводная мощность двигателя, $N_{max} = 32$ кВт;

W – угловая скорость, $сек^{-1}$;

$$W = \frac{\pi \cdot n}{30}, [1, с.131] \quad (19)$$

где n – частота вращения электродвигателя, об/мин.

$$W = \frac{3,14 \cdot 3000}{30} = 314 \text{ сек}^{-1}.$$

$$M_{крmax} = \frac{32000}{293,06} = 101,9 \text{ Н·м.}$$

Радиальная нагрузка P , находится по формуле:

$$P_1 = \frac{K \cdot 3 \cdot E \cdot J \cdot \Delta y}{C^3}, [1, с.132] \quad (20)$$

где K – коэффициент, учитывающий компенсирующее влияние зазоров и равный 0,45-0,85;

E – модуль упругости материала вала, Па;

J – момент инерции вала $м^4$;

Δy – стрела прогиба шлицевого конца вала, вызванная неспособностью в сочленении насоса и протектора, принимается равным $1 \cdot 10^{-5}$ м;

C – расстояние от центра подшипника до середины сочленения муфты и вала, $C = 0,1$ м.

$$P_1 = \frac{0,6 \cdot 3 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 2,5 \cdot 10^{-9} \cdot 10^{-5}}{0,1^3} = 94,5 \text{ Н}$$

Вторая радиальная нагрузка возникает вследствие неточности изготовления шлицев. Число шлицев, включенных в работу равно 0,8 от общего числа. Пять работающих дают нагрузку, равную $0,2P_{\text{окр}}$.

$$P_2 = \frac{0,2 \cdot M_{\text{кр.мах}}}{d_{\text{сп}}}, [1, \text{с.132}] \quad (21)$$

где $d_{\text{сп}}$ – средний диаметр шлицев, $d_{\text{сп}} = 0,015$ м.

$$P_2 = \frac{0,2 \cdot 101,9}{0,015} = 1358,6 \text{ Н.}$$

Максимальный изгибающий момент в месте проточки под стопорное кольцо:

$$M_{\text{изг}} = (P_1 + P_2) \cdot l, [1, \text{с.133}] \quad (22)$$

где l – расстояние от середины муфты или от точки приложения силы P до проточки под стопорное кольцо, $l = 0,076$ м.

$$M_{\text{изг}} = (94,5 + 1358,6) \cdot 0,076 = 50,8 \text{ Нм.}$$

Определим напряжение изгиба в опасном сечении :

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{M_{\text{изг}}}{W_u}, [1, \text{с.134}] \quad (23)$$

где W_u – момент сопротивления в месте проточки под стопорное кольцо, м^4 .

$$W_u = \frac{\pi \cdot d_{\text{кр.}}^4}{32 \cdot D}, [1, \text{с.134}] \quad (24)$$

где $d_{\text{кр.}}$ – диаметр вала в месте проточки под стопорное кольцо, м.

$$W_u = \frac{3,14 \cdot 0,015^4}{32 \cdot 0,017} = 2,9 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3.$$

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{50,8}{2,9 \cdot 10^{-7}} = 175,1 \text{ МПа.}$$

Напряжение кручения:

$$\tau_{кр} = \frac{M_{кр.мах}}{W_p}, [1, с.135] \quad (25)$$

где W_p – полярный момент сопротивления вала в месте проточки под стопорное кольцо;

$$W_p = 2 \cdot W_u$$

$$W_p = 2 \cdot 2,9 \cdot 10^{-7} = 5,8 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3.$$

$$\tau_{кр} = \frac{101,9}{5,8 \cdot 10^{-7}} = 175,6 \text{ МПа.}$$

Эквивалентное напряжение:

$$\sigma_{экв} = \sqrt{\sigma_{изг}^2 + 3\tau^2} = \sqrt{175,1^2 + 3 \cdot 175,6^2} = 350,95 \text{ МПа.}$$

Коэффициент запаса прочности:

$$n_k = \frac{\sigma_m}{\sigma_{экв}}, [1, с.135] \quad (26)$$

где σ_m – предел текучести стали 40Х, $\sigma_m = 950$ МПа.

$$n_k = \frac{\sigma_m}{\sigma_{экв}} = \frac{950 \text{ МПа}}{350,95 \text{ МПа}} = 2,7 > 1,5,$$

Запас прочности превышает минимально допустимое значение.

3.4 Расчет шлицевого соединения

Расчет шлицевого соединения выполняется в соответствии с методикой представленной в литературе [1].

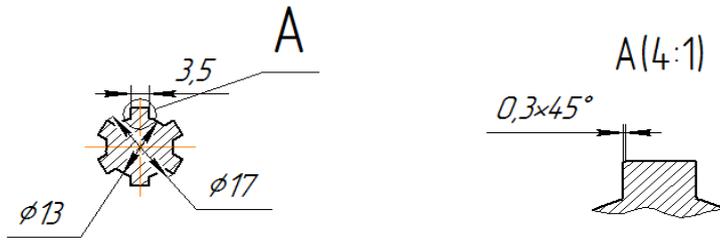


Рисунок 12 – Шлицы вала

Шлицевое соединение проверяется на смятие по формуле:

$$\sigma_{см.} = \frac{T}{0,75 \cdot z \cdot A_{см.} \cdot R_{ср.}}, \quad [1, с.93] \quad (27)$$

где T – передаваемый вращаемый момент, Н·м;

z – число шлицев;

$A_{см.}$ - расчетная поверхность смятия, м²;

$R_{ср.}$ - средний радиус шлицевого соединения, м.

Средний радиус шлицевого соединения определяется как:

$$R_{ср.} = 0,25 \cdot (D + d), \quad [1, с.93] \quad (28)$$

где D – максимальный диаметр шлицев, $D = 0,017$ м;

d – диаметр впадин шлицев, $d = 0,013$ м;

$$R_{ср.} = 0,25 \cdot (0,017 + 0,013) = 0,0075 \text{ м.}$$

$$A_{см.} = \left(\frac{D - d}{2} - 2 \cdot f \right) \cdot l, \quad [1, с.93] \quad (29)$$

где f – фаска на шлицах, $f = 0,0003$ м;

l – длина контактирующей поверхности шлицевого соединения (рисунок 8), $l = 0,055$ м.

$$A_{см.} = \left(\frac{0,017 - 0,013}{2} - 2 \cdot 0,0003 \right) \cdot 0,055 = 0,000077 \text{ м}^2.$$

$$T = \frac{N_{дв.}}{n},$$

где $N_{дв.}$ – мощность двигателя, $N_{дв.} = 32000$ Вт;

n – число оборотов вала, $n = 50$ об/сек;

$$T = \frac{32000}{50} = 640 \text{ Н·м.}$$

$$\sigma_{с.м.} = \frac{640}{0,75 \cdot 6 \cdot 0,000077 \cdot 0,0075} = 230,8 \text{ МПа.}$$

Вал насоса изготовлен из стали 40Х, $[\sigma_{с.м.}] = 500$ МПа.

$$\sigma_{с.м.} < [\sigma_{с.м.}],$$

Следовательно, шлицевое соединение, рассчитанное нами и проверенное на смятие, удовлетворяет нашему насосу.

3.5 Расчет шпоночного соединения

Расчет шпоночного соединения выполняется в соответствии с методикой представленной в литературе [1].

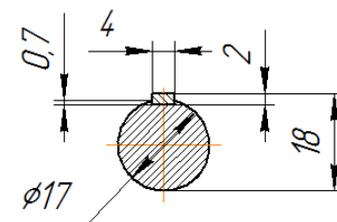


Рисунок 13 – Шпоночное соединение

Шпоночное соединение проверяется по боковым граням шпонки под действием окружного усилия, передаваемого рабочему колесу:

$$\sigma_{с.м.} = \frac{2 \cdot M_{п.к.}}{D \cdot (h - t) \cdot l}, [1, с.89] \quad (30)$$

где $M_{п.к.}$ – момент передаваемый рабочему колесу, Н·м;

D – диаметр вала, $D = 0,017$ м;

t – глубина паза по валу, $t = 0,0007$ м;

l – длина посадочной части рабочего колеса, $l = 0,015$ м;

h – высота шпонки, $h = 0,002$ м.

Момент, передаваемый на рабочее колесо:

$$M_{p.k.} = \frac{N_{дв.}}{Z_{см.} \cdot n}, [1, с.89] \quad (31)$$

где $N_{дв.}$ — мощность двигателя, $N_{дв.} = 32000$ Вт;

$Z_{см.}$ — число рабочих колес, установленных в насосе, $Z_{см.} = 364$;

n — число оборотов вала насоса, $n = 50$ об/сек;

$$M_{p.k.} = \frac{32000}{364 \cdot 50} = 1,75 \text{ Вт.}$$

$$\sigma_{см.} = \frac{2 \cdot 1,75}{0,017 \cdot (0,002 - 0,0007) \cdot 0,015} = 10,5 \text{ МПа.}$$

Шпонка представляет собой кружок твердый, вытянутый, изготовленный из латуни марки П63. Сопротивление латуни этой марки разрыву:

$$\sigma_B = 75-95 \text{ кгс/мм}^2$$

$$\sigma_B = 750-950 \text{ МПа}$$

Сопротивление смятию находится в пределах $\frac{1}{2} \sigma_B$, запас прочности на смятие нас удовлетворяет.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-4E41	Глумову Евгению Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение школы(НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Оклад руководителя проекта – 24264руб. в месяц. - Оклад студента – 1850 руб. в месяц; - Человеческие ресурсы – 2 человека (руководитель и дипломник). Электроэнергия – 3,42 руб. за 1 кВт.ч Информационный – интернет – 650руб/месяц . Материально-технический – оборудование отделения ОНД.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<ul style="list-style-type: none"> Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам. 30 % премии к заработной плате; 20 % надбавки за профессиональное мастерство; 1,3 – районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<ul style="list-style-type: none"> На основании пункта 425 ст. закона 27.11.2017 № 361-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность вводится пониженная ставка – 27,1%. Страховые взносы и выплаты, производимые в пользу физических лиц за счет средств гранта (пункт 1 статьи 420 Налогового кодекса Российской Федерации). Ставка НДС 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Методы коммерциализации результатов инженерных решений; - SWOT-анализ.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<ul style="list-style-type: none"> - 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. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	- 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
Профессор, ОСГН ШБИП ТПУ	Трубникова Н.В.	Доктор исторических наук, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4E41	Глумов Евгений Владимирович		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: установка электроцентробежного погружного насоса (УЭЦН) для малодебитовых скважин.

Целевой рынок: предприятия нефтеперерабатывающей отрасли промышленности.

Таблица 1 – 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

4.2 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 2 – Оценочная карта для конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкуренто-способность		
		проект	Кон-т 1	Кон-т 2	проект	Кон-т 1	Кон-т 2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
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
Экономические критерии оценки эффективности							
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
Итого	1	45	42	41	4,28	3,8	3,64

Оценка конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i, \quad (32)$$

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.

4.3 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 3 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <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>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Частая поломка обоймы;</p> <p>Сл2. Нерегулируемость рабочего объема;</p> <p>Сл3. Отсутствие возможности пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости;</p>
<p>Возможности:</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>Угрозы:</p> <p>У1. Возможность появления новых конкурентов;</p> <p>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. 4, табл. 5, табл. 6, табл. 7.

Таблица 4 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

		Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	-	-	-	-	-
	B3	-	-	+	-	0
	B4	-	-	0	-	+
	B5	-	-	-	-	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 5 – 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 6 – 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 7 – 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 8 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <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>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Частая поломка обоймы;</p> <p>Сл2. Нерегулируемость рабочего объема;</p> <p>Сл3. Отсутствие возможности пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости;</p>
<p>Возможности:</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 малодобитными 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;</p> <p>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;</p> <p>В4Сл1Сл3 – в случае поломки обоймы производительность насоса не сильно уменьшится, так же как и износ деталей в случае запуска вхолостую.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Возможность появления новых конкурентов;</p> <p>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;</p> <p>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;</p> <p>У2Сл2 – возможно снижение бюджета на данное исследование вследствие нерегулируемости рабочего объема;</p>

4.4 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 9 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное Значения (5x2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценка качества разработки					
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
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
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
Итого:	1	695	100	6,95	0,624

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i \quad (33)$$

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.

4.5 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 №10.

Таблица 10 – 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:

$$T_{РД} = \frac{t_{ож}}{K_{вн}} \cdot K \quad (34)$$

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 ($K_D = 1,2$).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_{KD} = T_{RD} \cdot T_K, \quad (35)$$

где T_{RD} – продолжительность выполнения этапа в рабочих днях;

T_{KD} – продолжительность выполнения этапа в календарных днях;

T_K – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$T_K = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вд} - T_{пд}}, \quad (36)$$

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

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

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

$$T_K = \frac{365}{365 - 118} = 1.478,$$

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

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5}, \quad (37)$$

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_{pi} учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{T_{ожi}}{Ч_i}, \quad (38)$$

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

$T_{ожi}$ - 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:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot T_k, \quad (39)$$

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 11 – Временные показатели проведения научного исследования

№ работ	Трудоемкость работ						Исполнители	T_{pi}	T_{ki}
	t_{mini}		t_{maxi}		$t_{ожи}$			C+P	C+P
	C	P	C	P	C	P			
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 №11 построим диаграмму Ганта (таблица №12), представляющую из себя ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Таблица 12 – Календарный план – график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , 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

4.6 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:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i + N_{рас\ xi}, \quad (40)$$

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

$N_{рас\ xi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² 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 13 – Материальные затраты

Наименование	Ед. измер.	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З _м), 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
Итого:								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:

$$C_{осн\ зп} = \sum t_i \cdot C_{зн_i}, \quad (41)$$

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:

$$C_{зн_i} = \frac{D+D \cdot K}{F}, \quad (42)$$

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 14 – 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
Итого:							146,7	156,6	156,45

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

$$Z_n = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (43)$$

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

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

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

$$Z_{осн} = T_p \times Z_{дн} \quad (44)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (45)$$

$$Z_{дн} = \frac{45364,8 \cdot 10,4}{185} = 2130,59 \text{ руб,}$$

где Z_m – 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_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 15 – Баланс рабочего времени

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

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p \quad (46)$$

$$Z_m = 24264 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 47314 \text{ руб,}$$

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

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

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 $Z_{тс}$);

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

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ 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) – 24264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	21620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	56	48259,78
Итого:								68880,15

Таблица 17 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	12	22744,44
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	60	51706,91
Итого:								76451,35

Таблица 18 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	21620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	63	54292,25
Итого:								74912,62

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (47)$$

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

Таблица 19 – 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
Итого:					10332,02	11467,70	11236,89

Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений по внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (48)$$

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 20 – 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								
Итого							23763,65	26375,72	25844,85

Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (49)$$

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

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

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

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

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 №21.

Таблица 21 – 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
Итого:	873452	979382	1115913

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:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (50)$$

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

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{873452}{1115913} = 0,782,$$

Для 2-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{979382}{1115913} = 0,877,$$

Для 3-ого варианта исполнения имеем:

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

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (51)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 22 – 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
ИТОГО:	1	26	21	19

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

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

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

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

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

$$I_{финр}^{тек.проект} = \frac{I_{тек.проект}}{I_{\phi}^p} = \frac{4,3}{0,782} = 5,49, \quad (52)$$

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{3,5}{0,877} = 3,99, \quad (53)$$

$$I_{финр}^{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,1}{1} = 3,1. \quad (54)$$

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

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^{тек.проект}}{I_{финр}^{исп1}} = \frac{5,49}{3,1} = 1,770, \quad (55)$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^{тек.проект}}{I_{финр}^{исп2}} = \frac{3,99}{3,1} = 1,287, \quad (56)$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^{тек.проект}}{I_{финр}^{исп3}} = \frac{3,1}{3,1} = 1. \quad (57)$$

Таблица 23 – 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

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НИИ.

Данный раздел выполнялся на основе рекомендаций [7].

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е41	Глумову Евгению Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: установки электроцентробежных насосов.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности -специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования) правовые нормы трудового законодательства; -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	-специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда и трудового кодекса РФ); -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных факторов на работающего	Вредные факторы: -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; -повреждения в результате контакта с насекомыми. Опасные факторы: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -повышенное значение напряжения в электрической цепи; - пожаро-взрывоопасность.
3. Экологическая безопасность	-анализ воздействия объекта на атмосферу; -анализ воздействия объекта на гидросферу; -анализ воздействия объекта на литосферу.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Возможные ЧС при добыче нефти и газа: наводнения, ураганы, лесные пожары, возгорания ГСМ, нефтегазоводопроявления на скважине. Наиболее типичной ЧС: нефтегазоводопроявление.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е41	Глумов Евгений Владимирович		

5. Социальная ответственность

Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и данными им обещаниями со стороны организации. Необходимо уделять внимание производственной и экологической безопасности, позволяющей минимизировать вредное воздействие на персонал и окружающую среду.

В разделе «Социальная ответственность» производится анализ опасных и вредных факторов, которым подвержены рабочие при добыче нефти и газа с помощью УЭЦН, разработка способов защиты от них, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К самостоятельному выполнению работ по добыче нефти и газа допускаются лица старше 18 лет, получившие допуск медицинской комиссии к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку на рабочем месте под руководством специально назначенного лица.

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда в следующем порядке:

- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы минимум один раз в 6 месяцев – повторный;
- внеплановый, в случае перерыва в работе более 60 календарных дней, при изменении правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, а также при нарушении требований безопасности труда.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II [16].

Для защиты от вредных и опасных факторов рабочему выдаются СИЗ согласно приказу Минздрав соцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) для зимнего и летнего времени года [11].

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца, в случае необходимости увеличения продолжительности, вахта может быть увеличена до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ.

Режимы труда и отдыха регламентируются графиком работы на вахте, утвержденным работодателем с учетом мнения профсоюзной организации. Дни нахождения в пути к месту работы в рабочее время не включаются.

Работникам положены надбавки за вахтовый метод работы, при работе в районах Крайнего Севера или приравненных к ним местностям устанавливаются районные коэффициенты и выплачиваются процентные надбавки. Ежегодный отпуск для лиц работающих в районах Крайнего Севера составляет 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера 16 календарных дней [17].

Организация рабочего места рабочих в службе добычи нефти и газа должна обеспечивать безопасность выполнения работ.

Площадка для добычи нефти и газа должна быть тщательно спланирована, очищена от посторонних предметов.

Рабочие места должны быть достаточно освещены.

Средства аварийной сигнализации и контроля состояния воздушной среды должны находиться в исправном состоянии.

Оборудование, которое может оказаться под напряжением должны быть заземлено. Во взрывоопасных зонах должно быть установлено оборудование во взрывозащищенном исполнении [16].

5.2 Производственная безопасность

Проанализируем вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть в процессе добычи нефти. Перечень опасных и вредных факторов при добыче нефти и газа представлен в Таблице 24.

Таблица 24 – Опасные и вредные факторы при добыче нефти и газа

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
<p>1.Пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны.</p> <p>2.Повышенный уровень шума.</p> <p>3.Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>4.Повышенная запыленность и загазованность.</p> <p>5.Повреждения в результате контакта с насекомыми.</p>	<p>6.Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.</p> <p>7.Повышенное значение напряжения в электрической цепи.</p> <p>8.Пожаро-взрывоопасность.</p>	<p>Требования к температуре воздуха рабочей зоны устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [3].</p> <p>Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливаются в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности [6].</p> <p>Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [8].</p> <p>Требования к запыленности и загазованности приведены в ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [9].</p> <p>Требования к защите от повреждения в результате контакта с насекомыми представлены в ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов. Общие технические требования. Методы испытания [10].</p> <p>Требования к движущимся машинам и механизмам устанавливаются в ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности [1].</p> <p>Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [14].</p> <p>Требования к пожаробезопасности представлены в ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [15].</p>

Анализ опасных и вредных производственных факторов

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$, при продолжительности излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [2].

Средствами защиты от перегрева головы солнечными лучами могут выступать различные головные уборы.

В зимнее время происходит значительное снижение температуры окружающего воздуха, что может повлечь обморожение незащищенных частей тела при проведении работ. Результатом переохлаждения организма являются различные заболевания (ангина, пневмония и т.д.), снижающие иммунологическую сопротивляемость организма.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время работников обеспечивают тёплой спецодеждой [4].

В комплект средств индивидуальной защиты от холода включены: все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал спецодежды обладает защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, характеризуется стойкостью к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям и легко очищается от них [5].

Повышенный уровень шума

В процессе добычи нефти и газа используются различные приводы и механизмы, издающие различные шумы различной частоты и интенсивности. Производственный шум вызывает у работающих неприятные ощущения.

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» [6]. Для уменьшения шума на объектах необходимо использовать различные средства защиты.

Индивидуальные: наушники, закрывающие ушную раковину снаружи; противозумные вкладыши, противозумные шлемы и каски. К коллективным средствам защиты относятся: демпфирование, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [7].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение – получение, распределение и использование световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда, поскольку недостаточное освещение может исказить информацию и вызывать утомление.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [8]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. При добыче нефти используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

Производственные помещения должны обладать освещенностью проходов и лестниц не менее 100лк. Для рабочей зоны объекта добычи нефти норма средней горизонтальной освещенности составляет не менее 50 лк.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

В процессе добычи нефти могут происходить выбросы нефти или газа, что может привести к отравлению рабочих. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Запрещается проверка загазованность с помощью огня.

При обнаружении газа, необходимо принять меры по его устранению. Нужно соблюдать все требования по охране труда для газоопасных работ. При невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [9]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м^3 ;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности - 10 мг/м^3 ;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов ($\text{C}_1\text{-C}_5$) – 3 мг/м^3 (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO_2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м^3 (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH_3OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м^3 .

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования могут привести к механическим травмам.

Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы. В процессе добычи нефти возможно использование движущихся машин таких как ППУ, АДПМ и тд., в следствии неисправности оборудования возможны его срывы и падения. Общие требования безопасности представлены в ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное [1].

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте.

В качестве средств индивидуальной защиты от движущихся машин работники обеспечиваются[16]:

- 1) рукавицы брезентовые;
- 2) сапоги резиновые и кожаные;
- 3) каска защитная;
- 4) подшлемник под каску;
- 5) очки защитные.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок. Опасность прикосновения человека к источнику тока оценивается значением силы тока, проходящего через тело человека. При эксплуатации скважин с УЭЦН, подача энергии к погружному электродвигателя осуществляется через силовую кабель, проходящий по поверхности.

Коллективные средства защиты:

- применения защитного заземления станции управления и трансформатора;

- применение блокировочных устройств;
- изолирующие устройства и покрытия.

Индивидуальные средства защиты:

- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, резиновые сапоги, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок [14].

Пожаровзрывоопасность

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.). К возникновению пожара может привести нарушение порядка хранения пожароопасных материалов, нарушение правил эксплуатации электрического оборудования, применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание, курение в неустановленных местах.

Пожарная профилактика. Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием должна быть создана пожарная дружина. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности» [1].

Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Для снижения влияния воздействия температуры рабочей зоны возможно сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых не обогреваемых помещениях, необходимо предоставить перерывы для обогрева в специальных помещениях, которые обязан обеспечить работодатель. Перерывы включаются в рабочее время. В жаркое время года вводят перерывы для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом [4].

Для снижения воздействия шума на работающего необходимо поглощать его источник. Снижению шума способствует смазка трущихся деталей

механизма, балансировка вращающихся частей, ремонт и обслуживание оборудования [7].

Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника [8].

Для снижения вероятности травматизма при работе движущихся машин и механизмов необходимо [1]:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается с помощью следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [12], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года)» [13].

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

Территория должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара запрещается располагать электропроводку в местах ее возможного повреждения подвижными механизмами;

Объекты нефтедобычи должны быть обеспечены средствами пожаротушения.

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

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

Для курения и разведения огня отводятся специальные места [15].

5.3 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Атмосфера

Загрязнение атмосферы при добыче нефти и газа происходит при выбросах углеводородов. Главным источником выбросов являются дыхательные клапаны резервуаров, отсутствие герметичности фланцевых соединений, сальниковых уплотнений, а также автотранспорт.

Для защиты атмосферы следует не допускать выбросы флюида, а в случае их возникновения в ближайшее время ликвидировать. Для предотвращения выбросов необходимо проводить своевременный контроль сварных швов, герметичности элементов системы сбора нефти, использовать компрессоры с электроприводом [18].

Гидросфера и литосфера

В процессе добычи нефти и газа происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами, бытовыми стоками.

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;

- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;

- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреакентами и другими веществами;

- засорение почвы производственными отходами и мусором.

Защитные мероприятия гидросферы и литосферы:

- устья скважин и при скважинные участки должны обеспечивать требуемую герметичность;

- хранение запасов ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);

- транспортировку жидких веществ (нефть, химреакенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;

- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой [19].

Рекультивация нарушенных земель в процессе добычи скважины подразумевает следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;

- произвести восстановление плодородного слоя земли [20].

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [21].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Возможные чрезвычайные ситуации при добыче нефти и газа:

- наводнения;
- снежные бури;
- ураганы;
- лесные пожары;
- ГНВП;
- возгорание ГСМ.

Наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при добыче нефти и газа с помощью УЭЦН являются нефтегазоводопроявления на скважине.

Основными причинами возникновения данной ЧС являются:

- нарушение требований безопасности при проведении работ;
- отклонения от технологического регламента;
- недостаточная обученность персонала;
- неисправность технологического оборудования.

При возникновении ЧС принимаются меры согласно плану ликвидации аварий, по ограничению развития аварийной ситуации и ее ликвидации. Повышение устойчивости предприятия к ЧС при эксплуатации УЭЦН осуществляется за счет выполнения следующих мероприятий:

-оборудование, специальные приспособления и материалы, необходимые для ликвидации аварийных ситуаций, всегда должны находиться на складах аварийного запаса;

-покрытие огнезащитной краской конструкций, оснащение средствами пожаротушения рабочего места оператора;

-обучение работников действиям по безопасной остановке оборудования, а также регулярный инструктаж по пожарной безопасности [16].

Заключение

На данный момент существует устойчивая тенденция к ухудшению условий эксплуатации скважин в нефтегазовом секторе России, увеличивая количество малодебитовых скважин. Ведутся активные исследования по увеличению притока из призабойной зоны. Треть скважин в России работает на малом дебите. Работа с малодебитовыми скважинами связана с рядом осложнений, таких как большой объем свободного газа, наличие механических примесей, коррозия оборудования, солеотложения. Серийные УЭЦН зачастую не способны работать в таких условиях. Чтобы работа насоса была рациональной, необходимо правильно провести его подбор к используемой скважине.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был выполнен анализ литературных источников. Изучены особенности эксплуатации малодебитовых скважин, отказы на малодебитном фонде и особенности работы оборудования. Рассмотрены особенности конструкции УЭЦН.

В расчетной части работы были проведены расчеты рабочего колеса, направляющего аппарата, вала и соединений.

Так же в работе был выполнен раздел «Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность», в данном разделе был проведен анализ конкурентов и SWOT-анализ.

Были изучены вопросы «Социальной ответственности», рассмотрены вредные и опасные факторы, вопросы экологической безопасности.

Список использованных источников

1. Биргер И.А. Расчет на прочность деталей машин. – М: Машиностроение, 1979 – 702 с.
2. Богарнилов В.Ф. Погружные скважинные центробежные насосы с электроприводом. Учебное пособие. – Тюмень: «Вектор Бук», 2003 – 376 с.
3. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти.-М.: Недра, 1968 – 272 с.
4. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. – М.: «Недра», 1985 – 390 с.
5. Думлер Е.Б., Бикбулатова Г.И. Электропогружные центробежные насосные установки. Учебное пособие. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2009 – 60 с.
6. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. Нефтегазопромысловое оборудование. Учебник для вузов. – М.: «ЦентрЛитНефтьГаз», 2006 – 720 с.
7. Двигатели асинхронные погружные унифицированной серии ПЭД модернизации М Алнас [Текст] / Техническое описание ПЭД ТО ЕЮТИ.Д.375.ОООТО. – Альметьевск: ОАО «Алнас», 1999 г. – 19с.
8. Двигатели асинхронные погружные унифицированной серии ПЭД модернизации М Алнас [Текст] / Технические условия ТУ 3381-026-21945400-97. – Альметьевск: ОАО «Алнас», 1998 г. – 42с.
9. Ивановский, В. Н. Оборудование для добычи нефти и газа. Часть 1. [Текст] / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров, В.С. Каштанов, С.С. Пекин. - М.: ГУП: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 770с.
10. Казак, А.С. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти [Текст] / А.С. Казак, И.И. Росин, Л.Г. Чичеров. – М.: Недра, 1973. – 231с.
11. Каплан, Л.С., Семенов А.В., Разгоняев Н.Ф. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами [Текст] / Л.С. Каплан, А.В. Семенов, Н.Ф. Разгоняев. – М: Недра, 1994.-190с.

12. Каплан, Л.С. Совершенствование ремонта и эксплуатации установок электроцентробежных насосов [Текст] / Л.С. Каплан // Сер. Машины и нефтяное оборудование – 1983. - Вып.2.
13. Уразаков, К.Р. РД 03-00147275-065-2001. Глубиннонасосное оборудование. Методика подбора [Текст] / К.Р. Уразаков, Т.Н. Валуйскова, Ю.В. Алексеев, Р.Р. Хакимов, Р.И. Вахитова и др. – Уфа: БашНИПИнефть, 2001 – 82с.
14. Вахитова, Р.И. Повышение эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов в наклонных и обводненных скважинах [Текст]: Автореферат канд. дис. наук. – Уфа: «Мастер-Копи», 2006г. – 25стр
15. Вахитова, Р.И. Внутрискважинный перепуск затрубного газа в НКТ [Текст] / Р.И. Вахитова, К.Р. Уразаков // Материалы научно-практической конференции с международным участием «Науки о земле: современное состояние и приоритеты развития». – Академический журнал Западной Сибири ТГНУ. – г. Дубаи, 2013. – Т.9. №6. – С.29.
16. Зейгман, Ю.В. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений [Текст] / Ю.В. Зейгман, А.В. Колонских // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2005. №2. URL: http://ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman_1.pdf.
17. Нефтепромышленное оборудование: Справочник [Текст] / Под ред. Е.И. Бухаленко.-2-е изд., перераб. и доп.- М.: Недра,1990.-559с
18. Копылов, И. П. Расчет переходных процессов электрических машин при автоматизированном проектировании [Текст] / И. П. Копылов, Ю. З. Ковалев. – Изв. АН СССР : Энергетика и транспорт, 1980, № 3.
19. Гамазин, С. И. Переходные процессы в системах промышленного электроснабжения, обусловленные электродвигательной нагрузкой [Текст] / С. И. Гамазин, В. А. Ставцев, С. А. Цырук. – М. : Издательство МЭИ, 1997. – 424 с. : ил.

20. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).
21. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).
22. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).
23. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).
24. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).
25. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).
26. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).
27. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).
28. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).
29. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов

(насекомых и паукообразных). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

30. Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

31. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

32. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

33. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

34. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

35. Инструкция по охране труда для оператора по добыче нефти и газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vunivere.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

36. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

37. ГОСТ Р 14.13-2007 Экологический менеджмент. Оценка интегрального воздействия объектов хозяйственной деятельности на окружающую среду в процессе производственного экологического контроля.

[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

38. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru> (дата обращения 04.05.2017 г.).

39. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин

40. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. Основные положения (с Изменениями N 1, 2). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 07.05.2017 г.).