

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки : 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

Кафедра теоретической и прикладной механики

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Расчет установок электроприводных центробежных насосов (УЭЦН) для добычи нефти

УДК 621.67:62-83:622.676.53

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е21	Прокопышин Руслан Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зиякав Г.Р.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Петухов О.Н.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Король И.С.	К.Х.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заведующий кафедрой ТПМ	Пашков Е.Н.	К.Т.Н.		

Томск – 2017 г.

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 качества	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>

	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 образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт	Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность)	<u>15.03.02 «Технологические машины и оборудование»</u>
Уровень образования	Бакалавриат
Кафедра	Теоретической и прикладной механики
Период выполнения	весенний семестр 2017 учебного года

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2017г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.05.17	<i>Описание теоретической части проекта</i>	50
01.06.17	<i>Выполнение расчетной части проекта</i>	40
04.06.17	<i>Устранение недостатков проекта</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зиякаев Г.Р.	к.т.н.		06.02.2017г.

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заведующий кафедрой ТПМ	Пашков Е.Н.	к.т.н.		06.02.2017г.

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки **151000 «Технологические машины и оборудование»**

Кафедра теоретической и прикладной механики

УТВЕРЖДАЮ:
Заведующий кафедрой
Е.Н. Пашков

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е21	Прокопышину Руслану Сергеевичу

Тема работы:

«Расчет установок электроприводных центробежных насосов (УЭЦН) для добычи нефти»	
Утверждена приказом «дата», «номер»	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	«Расчет установок электроприводных центробежных насосов (УЭЦН) для добычи нефти»
--------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Аналитическое обоснование выбора метода добычи, подбор и расчет оборудования для эксплуатации скважины. 2. Социальная ответственность. 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 4. Заключение по работе.
Перечень графического материала	Чертежи, презентации

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Петухов О.Н. Доцент, к.э.н.
Социальная ответственность	Король И.С. Доцент, к.х.н.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	25.05.2017г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е21	Прокопышин Руслан Сергеевич		

Реферат

Объем бакалаврской работы составляет 105 страниц, 8 рисунков, 21 таблица, 15 источников литературы, графический материал оформлен в виде презентации Microsoft PowerPoint.

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

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

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft® Word 2013, а также в графическом редакторе Paint. Расчет выполнен в Mathcad 15.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.004-90 «Система стандартов безопасности труда.

Организация обучения безопасности труда. Общие положения»

ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»

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

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

ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждения защитные»

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

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

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

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

Содержание

Введение.....	13
1. Обзор литературы.....	14
1.1. Историческая справка о развитии способа добычи.....	14
1.2. Краткая характеристика скважин.....	16
1.3. Область применения установок электропогружных центробежных насосов	17
1.4. Схема установки ЭЦН	19
1.5. Основные узлы установки ЭЦН, их назначение и характеристик...21	
2. Расчетная часть.....	31
2.1. Подбор УЭЦН.....	32
2.2. Выбор погружного электродвигателя.....	41
2.3. Выбор кабеля, трансформатора и определение эксплуатационных параметров УЭЦН.....	42
2.4. Выбор насосно-компрессорных труб.....	44
2.5. Освоение скважины методом свабирования.....	45
2.6. Проверочный расчет насосно-компрессорных труб.....	48
2.7. Выбор арматуры.....	53
2.8. Расчет фланцевых соединений арматуры.....	54
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	60
3.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	60
3.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	60
3.3. Технология QuaD.....	63
3.4. SWOT-анализ.....	65
3.5. Планирование управления научно-техническим проектом.....	67
3.6. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	72
4. Социальная ответственность.....	83

4.1. Техногенная безопасность.....	83
4.2. Региональная безопасность.....	93
4.3. Организационные мероприятия обеспечения безопасности.....	95
4.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	98
Заключение.....	101
Список литературы.....	103
Приложение А.....	105
Приложение Б.....	106

Введение

Для надежной работы насоса требуется его правильный подбор к используемой скважине. При работе скважины постоянно меняются параметры пласта, призабойной зоны пласта, свойства отбираемой жидкости (содержание воды, количество попутного газа, количество механических примесей) и как следствие, отсюда идет не доотбор жидкости или работа насоса вхолостую, что сокращает межремонтный период работы насоса. В настоящее время для увеличения межремонтного периода делается упор на более надежное оборудование и как следствие-снижение затрат на подъем жидкости. Этого добиться, применяя установки электроцентробежных насосов(УЭЦН) вместо штанговых скважинных насосов (ШСН), так как центробежные насосы имеют большой межремонтный период.

При написании работы рассмотрены и проанализированы источники литературы в которые входят: историческая справка о развитии способа добычи, область применения, основные узлы УЭЦН, их назначение и характеристики; расчет и подбор установок электроцентробежного насоса,

В разделе «Социальная ответственность»планируется рассмотреть: техногенную безопасность, анализ вредных и опасных факторов производственной среды, региональную безопасность, организационные мероприятия обеспечения безопасности и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

В разделе, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение акцентируемся на анализе конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, SWOT-анализе, планировании управления научно-техническим проектом.

1.Обзор литературы

1.1. Историческая справка о развитии способа добычи

До начала XVIII в. нефть в основном добывали из копанок, которые обсаживали плетнем. По мере накопления нефть вычерпывали и в кожаных мешках вывозили потребителям. Колодцы крепились деревянным срубом, окончательный диаметр обсаженного колодца составлял обычно от 0,6 до 0,9м с некоторым увеличением книзу для улучшения притока нефти к его забойной части. Подъем нефти из колодца производился при помощи ручного ворота (позднее конного привода) и веревки, к которой привязывался бурдюк (ведро из кожи).

К 70-м годам XIX в. основная часть нефти в России и в мире добывалось из нефтяных скважин. Так, в 1878 г. в Баку их насчитывается 301, дебит которых во много раз превосходит дебит из колодцев. Нефть из скважин добывали желонкой – металлическим сосудом (труба) высотой до 6 м, в дно которого вмонтирован обратный клапан, открывающийся при погружении желонки в жидкость и закрывающийся при ее движении вверх. Подъем желонки (тартание) велся вручную, затем на конной тяге (начало 70-х годов XIX в.) и с помощью паровой машины (80-е годы).

Первые глубинные насосы были применены в Баку в 1876 г., а первый глубинный штанговый насос – в Грозном в 1895 г. Однако тартальный способ длительное время оставался главным. Например, в 1913 г. в России 95 % нефти добыто желонированием.

Вытеснение нефти из скважины сжатым воздухом или газом предложено в конце XVIII в., но несовершенство компрессорной техники более чем на столетие задержало развитие этого способа, гораздо менее трудоемкого по сравнению с тартальным.

Не сформировался к началу нашего века и фонтанный способ добычи. Из многочисленных фонтанов бакинского района нефть разливалась в овраги, реки, создавала целые озера, сгорала, безвозвратно терялась, загрязняла почву, водоносные пласты, море.[1]

В настоящее время основной способ добычи нефти – насосный при помощи установок электроцентробежного насоса (УЭЦН) и штанговых скважинных насосов (ШСН)

Разработка бесштанговых насосов в нашей стране началась еще в XX в. А.С. Артюнов вместе с В.К. Домовым разработали скважинный агрегат, в котором центробежный насос приводился в действие погружным электродвигателем. В дальнейшем, начиная с 20-х годов, конструктора предлагали разработку поршневых насосов с поршневым пневматическим двигателем. Одним из первых такие насосы разработал М.И. Марцишевский.

Разработка скважинного насоса с пневмодвигателем была продолжена в Азинмаше В.И. Документовым. Скважинные центробежные насосы с электроприводом разрабатывались в предвоенный период А.А. Богдановым, А.В. Крыловым, Л.И. Штурман.

Нефтегазодобывающая промышленность с открытием новых месторождений нуждалась в насосах для отбора из скважины большого количества жидкости. Естественно, что наиболее рационален лопастной насос, приспособленный для больших подач. Из лопастных насосов получили распространение насосы с рабочими колесами центробежного типа, поскольку они давали большой напор при заданных подачах жидкости и габаритах насоса. Широкое применение скважинных центробежных насосов с электроприводом обусловлено многими факторами. При больших отборах жидкости из скважины установки ЭЦН наиболее экономичные и наименее трудоемки при обслуживании, по сравнению с компрессорной добычей и подъемом жидкости насосами других типов. При больших

подачах энергетические затраты на установку относительно невелики. Обслуживание установок ЭЦН просто, так как на поверхности размещаются только станция управления и трансформатор, не требующие постоянного ухода.

1.2. Краткая характеристика скважин

В зависимости от геологических условий нефтяного месторождения бурят различные типы скважин. Нефтяная скважина может быть пробурена как:

- вертикальная;
- наклонно-направленная;
- горизонтальная;
- многоствольная или многозабойная.

Вертикальная скважина – это скважина, у которой угол отклонения ствола от вертикали не превышает 5° .

Если угол отклонения от вертикали больше 5° , то это уже наклонно-направленная скважина, для которых проектом предусматривается определенное отклонение забоя от вертикали, а ствол проводится по заранее заданной траектории. Наклонные скважины бурят, когда продуктивные пласты залегают под акваториями морей, озер, рек, под территориями населенных пунктов, промышленных объектов, в заболоченной местности, а также для удешевления строительства буровых сооружений.

Горизонтальной скважиной (или горизонтальным стволом скважины) называют скважину, у которой угол отклонения ствола от вертикали составляет $80-90^\circ$. Но здесь есть один нюанс. Так как «в природе нет прямых линий» и продуктивные нефтенасыщенные пласты залегают в недрах земли, как правило, с некоторым наклоном, а часто с довольно крутым наклоном, то на практике получается, что нет никакого смысла бурить горизонтальную скважину под углом приблизительно равным 90° . Логичнее пробурить ствол

скважины вдоль пласта по наиболее оптимальной траектории. Поэтому в более широком смысле, под горизонтальной скважиной понимают скважину, имеющую протяженную фильтровую зону - ствол, пробуренный преимущественно вдоль напластования целевого пласта в определенном азимутальном направлении.

Скважины с двумя и более стволами называют многоствольными (многозабойными).

1.3. Область применения установок электропогружных центробежных насосов

Эксплуатация нефтяных скважинных установок электропогружных центробежных насосов (УЭЦН) широко распространена на нефтяных промыслах Российской Федерации, и, особенно, в Западной Сибири. В этом регионе более 90 % всей добываемой нефти поднимается на поверхность земли с помощью УЭЦН. Особенно широко используются центробежные насосы при интенсификации добычи нефти. Установки ЭЦН выпускают для эксплуатации высокодебитных, обводненных, глубоких и наклонных скважин с дебитом 20-1000 м³/сут и высотой подъема жидкости 500-2000 м.

В области больших подач (свыше 80 м³/сут) УЭЦН имеют самый высокий КПД среди всех механизированных способов добычи нефти. В интервале подач от 50 до 300 м³/сут КПД УЭЦН превышает 40 %, но в области небольших подач КПД УЭЦН резко падает. Также установки ЭЦН меньше подвержены влиянию кривизны ствола скважины. Влияние кривизны ствола скважины у ЭЦН сказывается в основном при спускоподъемных операциях из-за опасности повреждения кабеля и не связано (до определенной величины угла наклона скважины и темпа набора кривизны), как у Штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ), с самим процессом эксплуатации. Однако ЭЦН плохо работают в условиях

коррозионно-агрессивной среды, при выносе песка, в условиях высокой температуры и высокого газового фактора.

При использовании установок ЭЦН возможно применение эффективных средств уменьшения отложений парафина в подъемных трубах. Применяются защитные покрытия насосно-компрессорных труб (НКТ), системы автоматической подачи специальных химических реагентов в скважину и автоматизированные установки со скребками, спускаемыми на проволоке. Монтаж наземного оборудования УЭЦН прост, так как станция управления и трансформатор не нуждаются в устройстве фундаментов. Эти два узла установки ЭЦН размещают обычно в легких будках или в шкафах. Межремонтный срок работы установок ЭЦН составляет по Западной Сибири в среднем около года. Применение новых конструктивных разработок, а также усовершенствование способов диагностики, обслуживания и ремонта позволит в ближайшие годы увеличить межремонтные сроки в 1,5-2 раза. Установки электропогружных центробежных насосов содержат скважинный насос и скважинный привод насоса, непосредственно соединенные между собой. Энергия к приводу насоса подводится по кабелю. Благодаря отсутствию длинной механической связи между приводом и насосом, УЭЦН имеют значительно большую мощность, чем штанговые. Это дает возможность поддерживать большие отборы жидкости. В Российской Федерации установками ЭЦН оснащено более 35 % всех нефтяных скважин и добывается более 65 % всей нефти.

Промышленные образцы центробежных насосов с электроприводом были разработаны в Советском Союзе особым конструкторским бюро по бесштанговым насосам (ОКБ БН). В настоящее время многие российские фирмы продолжают работы по созданию бесштанговых насосов новых типов и типоразмеров и следят за рациональным применением разработанных конструкций.

В последние годы нефтяная промышленность получает большое количество новых видов УЭЦН, для изготовления которых чаще применяются высококачественные материалы и высокие технологии, которые ранее использовались лишь в аэрокосмических отраслях.

1.4. Схема установки ЭЦН

Установка ЭЦН является сложной технической системой и, несмотря на широко известный принцип действия центробежного насоса, представляет собой совокупность оригинальных по конструкции элементов. Принципиальная схема УЭЦН показана на рисунке 1.

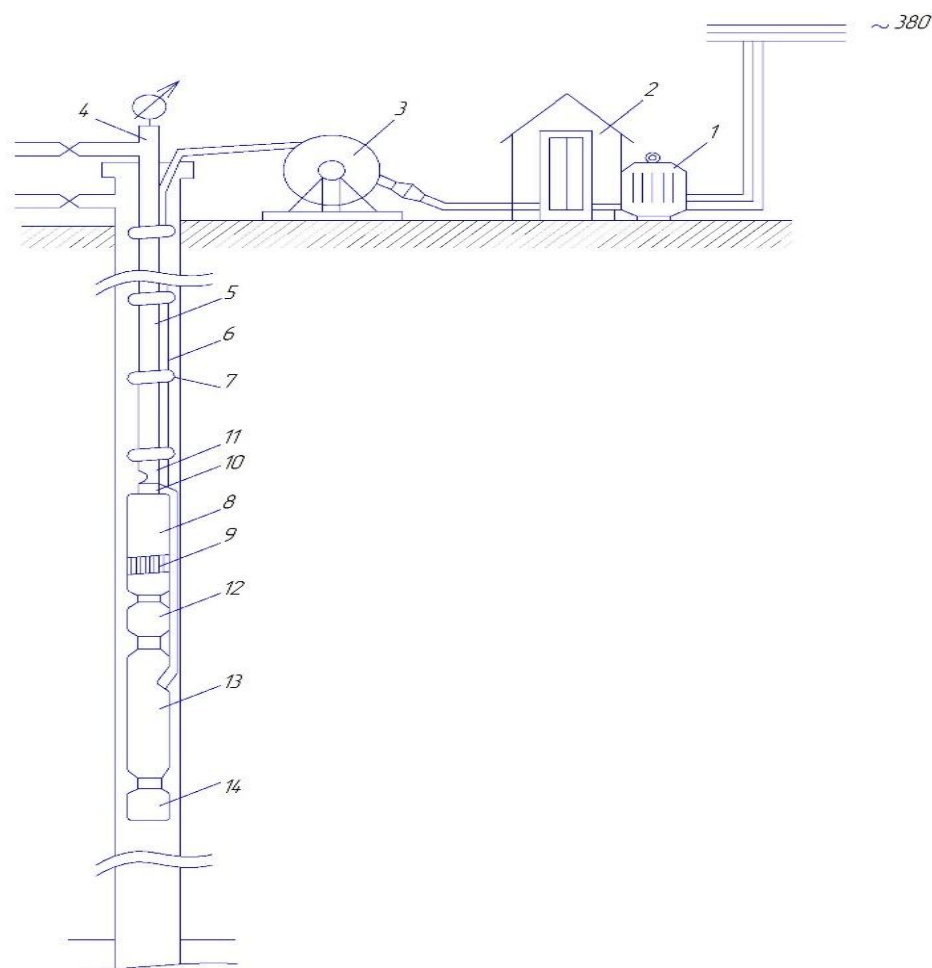


Рисунок 1- Принципиальная схема УЭЦН:

1-автотрансформатор, 2-станция управления, 3-кабельный барабан, 4-оборудование устья скважины, 5-колонна НКТ, 6-кабель, 7-специальные зажимы, 8-ЭЦН,

9-приемная сетка, 10-обратный клапан, 11-сливной клапан, 12-протектор, 13-погружной электродвигатель, 14-компенсатор.

Установка состоит из двух частей: наземной и погружной. Наземная часть включает автотрансформатор 1; станцию управления 2; иногда кабельный барабан 3 и оборудование устья скважины 4. Погружная часть включает колонну НКТ 5, на которой погружной агрегат спускается в скважину; бронированный трехжильный электрический кабель 6, по которому подается питающее напряжение погружному электродвигателю и который крепится к колонне НКТ специальными зажимами 7. Погружной агрегат состоит из многоступенчатого центробежного насоса 8, оборудованного приемной сеткой 9 и обратным клапаном 10. В комплект погружной установки входит сливной клапан 11, через который сливается жидкость из НКТ при подъеме установки. В нижней части насос сочленен с узлом гидрозащиты (протектором) 12, который, в свою очередь, сочленен с погружным электродвигателем 13. В нижней части электродвигатель 13 имеет компенсатор 14.

Жидкость поступает в насос через сетку, расположенную в его нижней части. Сетка обеспечивает фильтрацию пластовой жидкости. Насос подает жидкость из скважины в НКТ.[2]

Установки ЭЦН в России разработаны для скважин с обсадными колоннами диаметром 127, 140, 146 и 168 мм. Для обсадных колонн размера 146 и 168 мм имеются погружные агрегаты двух габаритов. Предназначенных для скважин с наименьшим внутренним диаметром (по ГОСТу) обсадной колонны. В этом случае и агрегат ЭЦН имеет меньший диаметр, а, следовательно, и меньшие предельные величины рабочей характеристики (напор, подача, КПД). [3]

1.5. Основные узлы установки ЭЦН, их назначение и характеристика

Скважинные центробежные насосы

Скважинные центробежные насосы являются многоступенчатыми машинами (Рис. 2). Это обусловлено в первую очередь малыми значениями напора, создаваемым одной ступенью (рабочим колесом и направляющим аппаратом). В свою очередь небольшие значения напора одной ступени (от 3 до 6-7 м водяного столба) определяются малыми величинами внешнего диаметра рабочего колеса, ограниченного внутренним диаметром обсадной колонны и размерами применяемого скважинного оборудования - кабеля, погружного двигателя и т.д. Ступени размещаются в расточке цилиндрического корпуса каждой секции. В одной сек-

ции насоса может размещаться от 39 до 200 ступеней в зависимости от их монтажной высоты. Максимальное количество ступеней в насосах достигает 550 штук.

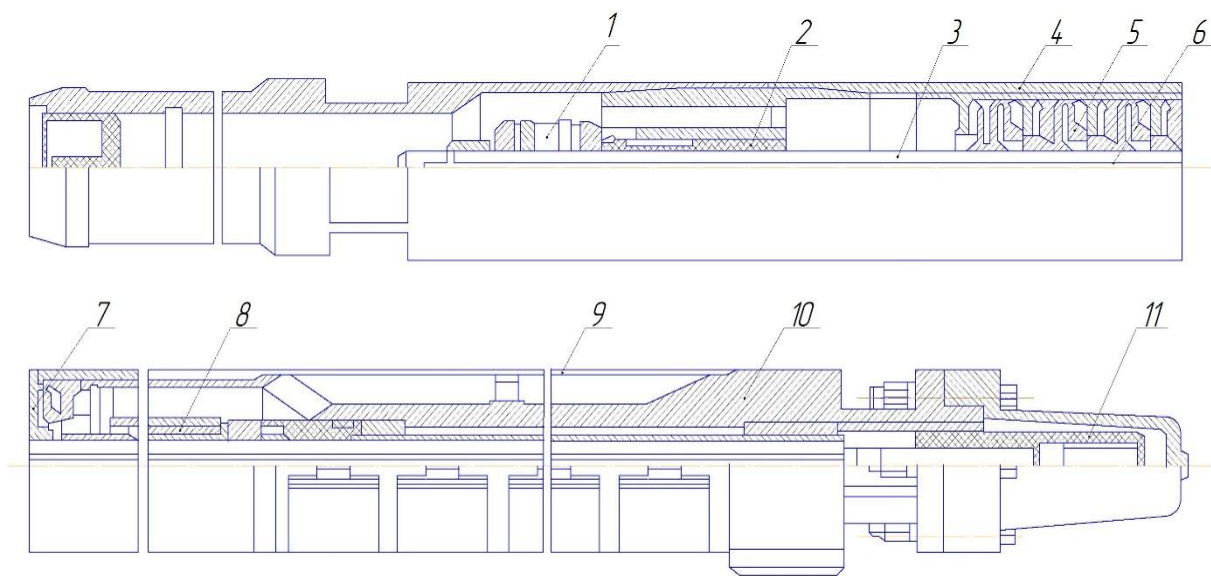


Рисунок 2- Схема скважинного центробежного насоса.

1 - кольцо с сегментами; 2, 3- гладкие шайбы; 4, 5- шайбы амортизаторы; 6 - верхняя опора; 7 - нижняя опора; 8 - пружинное кольцо опоры вала; 9 - дистанционная втулка; 10 - основание; 11 - шлицевая муфта

Конструкция скважинного центробежного насоса может быть обычной и износостойкой, а также повышенной коррозионной стойкости. Диаметры и состав узлов насоса в основном одинаковы для всех исполнений насоса. Скважинный центробежный насос обычного исполнения предназначен для отбора из скважины жидкости с содержанием воды до 99%. Механических примесей в откачиваемой жидкости должно быть не более 0,01 массовых % (или 0,1 г/л), при этом твердость механических примесей не должна превышать 5 баллов по Моосу; сероводорода — не более 0,001%.

По требованиям технических условий заводов-изготовителей, содержание свободного газа на приеме насоса не должно превышать 25%. Центробежный насос коррозионностойкого исполнения предназначен для работы при содержании в откачиваемой пластовой жидкости сероводорода до 0,125% (до 1,25 г/л). Износостойкое исполнение позволяет откачивать жидкость с содержанием механических примесей до 0,5 г/л. [2]

Диаметры эксплуатационных колонн в обозначении группы ЭЦН соответствуют:

- 4 – обсадная колонна диаметром 127 мм с внутренним диаметром 112 мм;
- 5 – обсадная колонна диаметром 140 мм с внутренним диаметром 121,7 мм;
- 5А – обсадная колонна диаметром 146 мм с внутренним диаметром 130 мм;
- 6 и 6А – обсадная колонна диаметром 144,3 мм и 148,3 мм соответственно.

В соответствии с группами ЭЦН диаметры корпусов насосов составляют 86 мм, 92 мм, 103 мм, 114 мм и 137 мм. Внутренний диаметр корпусов насосов соответственно равен 74 мм, 80 мм, 90 мм, 100 мм и 120 мм.

Пример: ЭЦН-6-160-850 – электроцентробежный насос для обсадной колонны 6 дюймов (диаметром 143,3 мм), подачи – 160 м³/сут, напором – 850 м вод. ст. ($Q = 1000 \text{ кг/м}^3$). [4]

Модульные ЭЦН

Для создания высоконапорных скважинных центробежных насосов в насосе приходится устанавливать множество ступеней (до 550). При этом они не могут разместиться в одном корпусе, поскольку длина такого насоса (15-20 м) затрудняет транспортировку, монтаж на скважине и изготовление корпуса.

Высоконапорные насосы состояются из нескольких секций. Длина корпуса в каждой секции не более 6 м. Корпусные детали отдельных секций соединяются фланцами с болтами или шпильками, а валы шлицевыми муфтами. Каждая секция насоса имеет верхнюю осевую опору вала, вал, радиальные опоры вала, ступени. Приемную сетку имеет только нижняя секция. Ловильную головку — только верхняя секция насоса. Секции высоконапорных насосов могут иметь длину меньшую, чем 6 м (обычно длина корпуса насоса составляет 3,4 и 5 м), в зависимости от числа ступеней, которые надо в них разместить.

Насос состоит из входного модуля (рисунок 3) модуля секции (модулей-секций) (рисунок 4), модуля головки (рисунок 5), обратного и спускного клапанов.[5]

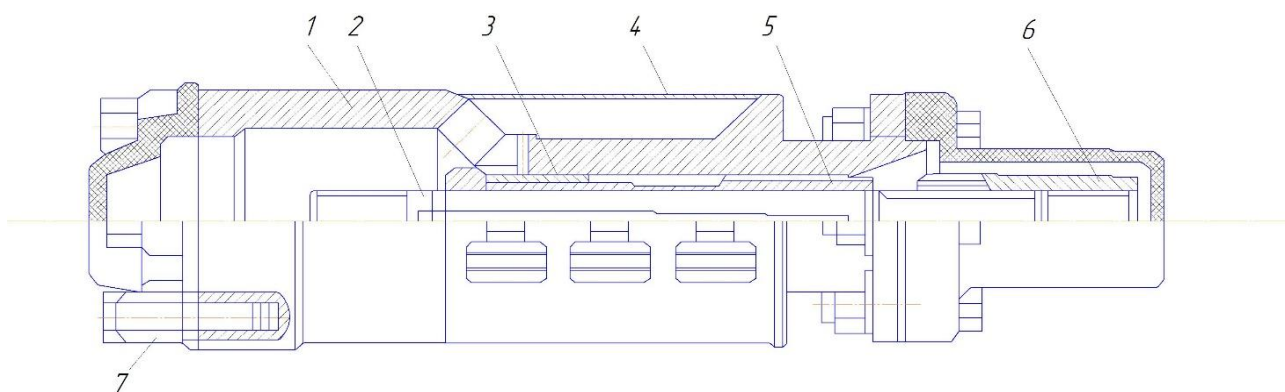


Рисунок 3 - Входной модуль насоса:

1-основание; 2-вал; 3-втулка подшипника; 4-сетка; 5-защитная втулка; 6-шлицевая муфта; 7-шпилька

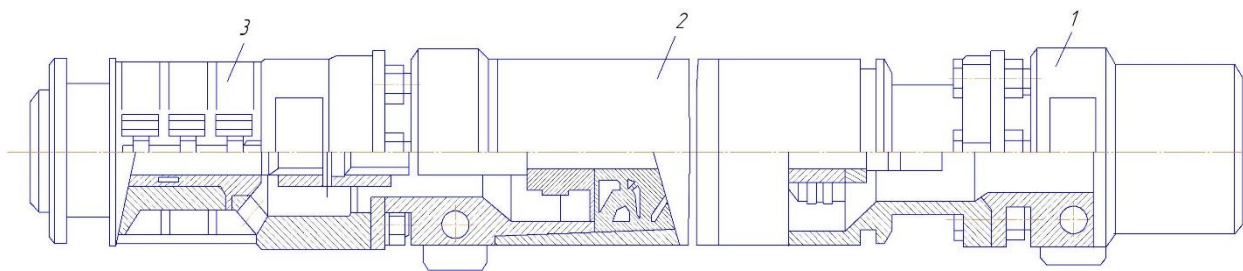


Рисунок - 4 Модули - секции насоса ЭЦН:

1-модуль-головка; 2-модуль-секция; 3-входной модуль

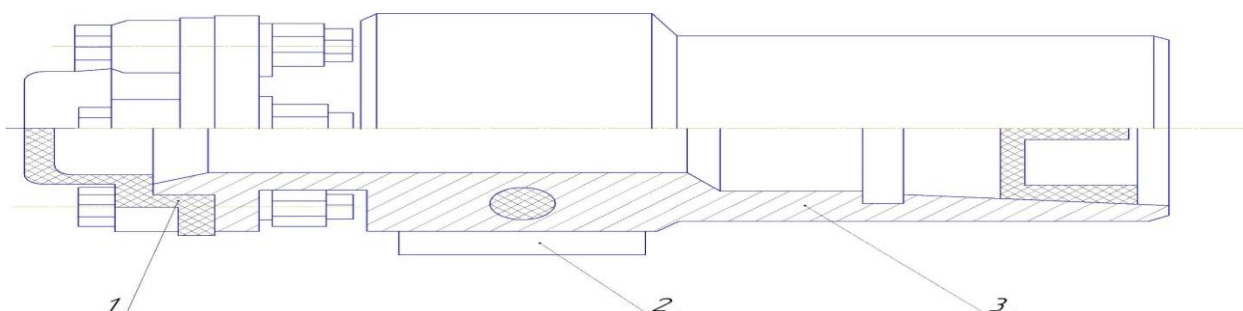


Рисунок - 5 Модуль-головка насоса:

1-Кольцо уплотнительное; 2-ребро; 3-корпус.

Элементы электрооборудования установки

Погружной электродвигатель (ПЭД) питается электроэнергией по трехжильному кабелю, спускаемому в скважину параллельно с НКТ. Кабель крепится к внешней поверхности НКТ металлическими поясками по два на каждую трубу. Кабель работает в тяжелых условиях. Верхняя его часть находится в газовой среде, иногда под значительным давлением, нижняя - в нефти и подвергается еще большему давлению. При спуске и подъеме насоса, особенно в искривленных скважинах, кабель подвергается сильным механическим воздействиям (прижимы, трение, заклинивание между колонной и НКТ и т. д.). По кабелю передается электроэнергия при высоких напряжениях. Использование высоковольтных двигателей позволяет уменьшить ток и, следовательно, диаметр кабеля. Однако кабель для питания высоковольтного ПЭДа должен обладать и более надежной, а иногда

и более толстой изоляцией. Все кабели, применяемые для УПЦЭН, сверху покрыты эластичной стальной оцинкованной лентой для защиты от механических повреждений.

Необходимость размещения кабеля по наружной поверхности ПЦЭН уменьшает габариты последнего. Поэтому вдоль насоса укладывается плоский кабель, имеющий толщину примерно в 2 раза меньше, чем диаметр круглого, при одинаковых сечениях токопроводящих жил.

Все кабели, применяемые для УПЦЭН, делятся на круглые и плоские. Круглые кабели имеют резиновую (нефтестойкая резина) или полиэтиленовую изоляцию, что отображено в шифре: КРБК означает кабель резиновый бронированный круглый или КРБП - кабель резиновый бронированный плоский.

При использовании полиэтиленовой изоляции в шифре вместо буквы Р пишется П: КПБК - для круглого кабеля и КПБП - для плоского. Круглый кабель крепится к НКТ, а плоский - только к нижним трубам колонны НКТ и к насосу.

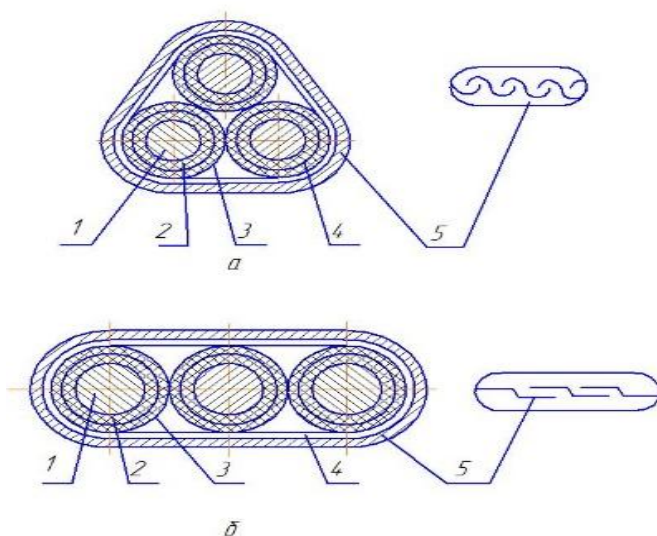


Рисунок - 6 Кабель

а — круглый; б — плоский; 1 — жила; 2 — изоляция; 3 — оболочка; 4 — подушка;
5 — броня.

Переход от круглого кабеля к плоскому сращивается методом горячей вулканизации в специальных пресс-формах и при недоброкачественном выполнении такой сродки может служить источником нарушения изоляции и отказов.

В последнее время переходят только к плоским кабелям, идущим от ПЭДа вдоль колонны НКТ до станции управления. Кабели с полиэтиленовой изоляцией на 26 - 35 % легче кабелей с резиновой изоляцией. Кабели с резиновой изоляцией предназначены для использования при номинальном напряжении электрического тока не более 1100 В, при температурах окружающей среды до 90 °С и давлении до 1 МПа. Кабели с полиэтиленовой изоляцией могут работать при напряжении до 2300 В, температуре до 120 °С и давлении до 2 МПа. Эти кабели обладают большей устойчивостью против воздействия газа и высокого давления. Все кабели имеют броню из волнистой оцинкованной стальной ленты, что придает им нужную прочность.[6]

Характеристика кабелей, применяемых для УЭЦН

Кабели обладают активным и реактивным сопротивлением. Активное сопротивление зависит от сечения кабеля и частично от температуры. Для сечения 16; 25; 35 мм активное сопротивление: 1,32; 0,84; 0,6 Ом/км. Реактивное сопротивление зависит от $\cos \varphi$ и при его значении 0,86 - 0,9 (как это имеет место у ПЭДов) составляет примерно 0,1 Ом/км.

В кабеле происходит потеря электрической мощности, обычно от 3 до 15 % общих потерь в установке. Потеря мощности связана с потерей напряжения в кабеле. Эти потери напряжения, зависящие от тока, температуры кабеля, его сечения и пр., вычисляются по обычным формулам электротехники. Они составляют примерно от 25 до 125 В/км. Поэтому на

устье скважины напряжение, подаваемое к кабелю, всегда должно быть выше на величину потерь по сравнению с номинальным напряжением ПЭДа.

Возможности такого повышения напряжения предусмотрены в автотрансформаторах или трансформаторах, имеющих для этой цели в обмотках несколько дополнительных отводов. Первичные обмотки трехфазных трансформаторов и автотрансформаторов всегда рассчитаны на напряжение промышленной электросети, т. е. на 380 В, к которой они и подсоединяются через станции управления. Вторичные обмотки рассчитаны на рабочее напряжение соответствующего двигателя, с которым они связаны кабелем. Эти рабочие напряжения в различных ПЭДах изменяются от 350В (ПЭД10-103) до 2000 В (ПЭД65-117; ПЭД125-138).

Для компенсации падения напряжения в кабеле от вторичной обмотки делается 6 отводов (в одном типе трансформатора 8 отводов), позволяющих регулировать напряжение на концах вторичной обмотки с помощью перестановки перемычек. Перестановка перемычки на одну ступень повышает напряжение на 30 - 60 В в зависимости от типа трансформатора.

Все трансформаторы и автотрансформаторы немаслозаполненные с воздушным охлаждением, закрыты металлическим кожухом и предназначены для установки в укрытом месте. Они комплектуются с подземной установкой, поэтому их параметры соответствуют данному ПЭДу. В последнее время трансформаторы находят более широкое распространение, так как это позволяет непрерывно контролировать сопротивление вторичной обмотки трансформатора, кабеля и статорной обмотки ПЭДа.

При уменьшении сопротивления изоляции до установленной величины (30 кОм) установка автоматически отключается.

При автотрансформаторах, имеющих прямую электрическую связь между первичной и вторичной обмотками, такого контроля изоляции

осуществлять нельзя. Трансформаторы и автотрансформаторы имеют КПД около 98 - 98,5 %. Масса их в зависимости от мощности колеблется от 280 до 1240 кг, габариты от 1060 x 420 x 800 до 1550 x 690 x 1200 мм.

Работа УПЦЭН управляется станцией управления ПГХ5071 или ПГХ5072. Причем станция управления ПГХ5071 применяется при автотрансформаторном питании ПЭДа, а ПГХ5072 - при трансформаторном. Станции ПГХ5071 обеспечивают мгновенное отключение установки при замыкании токоведущих элементов на землю. Обе станции управления обеспечивают следующие возможности контроля и управления работой УПЦЭН:

1. Ручное и автоматическое (дистанционное) включение и отключение установки.
2. Автоматическое включение установки в режиме самозапуска после восстановления подачи напряжения в промышленной сети.
3. Автоматическую работу установки на периодическом режиме (откачка, накопление) по установленной программе с суммарным временем 24 ч.
4. Автоматическое включение и отключение установки в зависимости от давления в выкидном коллекторе при автоматизированных системах группового сбора нефти и газа.
5. Мгновенное отключение установки при коротких замыканиях и при перегрузках по силе тока на 40%, превышающих нормальный рабочий ток.
6. Кратковременное отключение на время до 20 секунд при перегрузках ПЭДа на 20 % от номинала.
7. Кратковременное 20 секунд отключение при срыве подачи жидкости в насос.

Двери шкафа станции управления имеют механическую блокировку с блоком рубильников. Имеется тенденция к переходу на бесконтактные, герметически закрытые станции управления с полупроводниковыми элементами, которые, как показал опыт их эксплуатации, более надежны, не подвержены воздействию пыли, влаги и осадков. Станции управления предназначены для установки в помещениях сарайного типа или под навесом (в южных районах) при температуре окружающей среды от - 35 до +40 °С. Масса станции около 160 кг. Габариты 1300 х 850 х 400 мм. В комплект поставки УПЦЭН входит барабан с кабелем, длина которого определяется заказчиком.

Во время эксплуатации скважины по технологическим причинам глубину подвески насоса приходится изменять. Чтобы не рубить и не наращивать кабель при таких изменениях подвески, длина кабеля берется по максимальной глубине подвески данного насоса и при меньших глубинах его излишек оставляется на барабане. Этот же барабан используется для намотки кабеля при подъеме ПЦЭН из скважин. При постоянстве глубины подвески и стабильных условиях работы насоса конец кабеля заправляется в соединительную коробку, и необходимость в барабане отпадает. В таких случаях при ремонтах используют специальный барабан на транспортной тележке или на металлических санях с механическим приводом для постоянного и равномерного подтягивания извлекаемого из скважины кабеля и намотки его на барабан. При спуске насоса с такого барабана равномерно подается кабель. Барабан приводится в движение электроприводом с реверсом и фрикционом для предупреждения опасных натяжений. На нефтедобывающих предприятиях с большим числом УЭЦН используют специальный транспортировочный агрегат АТЭ-6 на базе грузового вездехода КаАЗ-255Б для перевозки кабельного барабана и другого электрооборудования, в том числе трансформатора, насоса, двигателя и узла гидрозащиты.

Для погрузки и разгрузки барабана агрегат снабжен откидными направлениями для накатывания барабана на платформу и лебедкой с тяговым усилием на канате 70 кН. На платформе имеется также гидрокран грузоподъемностью 7,5 кН при вылете стрелы 2,5 м. Кабель спущенного насосного агрегата пропускают через сальниковые уплотнения устья и герметизируют в нем с помощью специального разъемного герметизирующего фланца в устьевой крестовине. [6]

2. Расчетная часть

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

Для проведения подбора УЭЦН необходимы следующие исходные данные:

- 1) Длина скважины L , м – 2200;
- 2) Глубина залегания пласта H , м – 1700;
- 3) Внешний диаметр обсадной колонны D_k , мм – 144,3;
- 4) Требуемый дебит скважины $Q_{пл}$, м³/сут. – 270;
- 5) Плотность газожидкостной смеси $\rho_{см}$, кг/м³ – 880;
- 6) Кинематическая вязкость нефти ν , м²/с – $2,2 \cdot 10^{-6}$;
- 7) Пластовое давление, $P_{пл}$, МПа – 15;
- 8) Давление насыщения, $P_{нас}$, МПа – 9;
- 9) Буферное давление, $P_б$, МПа – 0,7;
- 10) Затрубное давление, $P_з$, МПа – 1,2;
- 11) Коэффициент продуктивности скважины $K_{прод}$, м³/МПа·сут. – 48
- 12) Объемный коэффициент нефти B – 1,15;
- 13) Обводенность продукции скважины n – 0,35;
- 14) Газовый фактор G , 70 м³/м³;
- 15) Предельно-допустимое газосодержание на приеме насоса, Γ – 0,1;
- 16) Температура газожидкостной смеси в пласте $T_{пл}$, °С – 70;

- 17) Температурный градиент G_T , °C/м – 0,02;
- 18) Содержание механических примесей, г/л – нет;
- 19) Содержание сероводорода и углекислого газа, г/л – до 0,01;
- 20) Состояние скважины – запуск.

2.1. Подбор УЭЦН

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

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} - \frac{Q}{K_{\text{прод}}} = 15 \cdot 10^6 - \frac{270}{48 \cdot 10^{-6}} = 9,375 \cdot 10^7 \text{ Па}, \quad (1)$$

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

Q - заданный дебит скважины;

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

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

$$H_{\text{дин.верт}} = H_{\text{скв}} - \frac{P_{\text{заб}} - P_{\text{затр}}}{\rho \cdot g} = 1700 - \frac{9,375 \cdot 10^7 - 1,2 \cdot 10^6}{880 \cdot 9,81} = 753,03 \text{ м}. \quad (2)$$

где $H_{\text{дин.верт}} = 9,375 \cdot 10^7$ – динамический уровень по вертикали, м;

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

$P_{\text{заб}} = 9,375 \cdot 10^7$ – оптимальное забойное давление, Па;

$\rho = 880$ – удельный вес газожидкостной смеси, кг/м³.

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

$$\cos \alpha = \frac{H_{\text{скв}}}{L_{\text{скв}}} = \frac{1700}{2200} = 0,773, \quad (3)$$

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

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

Б) Определяем динамический уровень в стволе скважины:

$$H_{\text{дин}} = \frac{H_{\text{дин.верт}}}{\cos \alpha} = \frac{753,03}{0,773} = 974,51 \text{ м}, \quad (4)$$

где $H_{\text{дин.верт}} = 9,375 \cdot 10^7$ – динамический уровень по вертикали, м;

$\cos \alpha = 0,773$ – угол отклонения ствола скважины от вертикали.

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

$$P_{\text{пр}} = (1 - \Gamma) \cdot P_{\text{нас}} = (1 - 0,1) \cdot 10 \cdot 10^6 = 9 \cdot 10^6 \text{ Па}, \quad (5)$$

где Γ – предельно-допустимое газосодержание на приеме насоса,

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

4. Определение глубины подвески насоса осуществляем по формуле:

$$L_{\text{подв}} = H_{\text{дин}} + \frac{P_{\text{пр}}}{\rho \cdot g} = 974,51 - \frac{9 \cdot 10^6}{880 \cdot 9,81} = 2017 \text{ м}, \quad (6)$$

1. Температура пластовой жидкости на приеме насоса определяется как:

$$T = T_{\text{пл}} - (L_{\text{скв}} - L_{\text{подв}}) \cdot G_T = 70 - (1700 - 2017) \cdot 0,02 = 66,341 \text{ }^\circ\text{C}, \quad (7)$$

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

G_T – температурный градиент.

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

$$B_{об} = n + (1 - n) \cdot \left[1 + (B - 1) \cdot \sqrt{\frac{P_{пр}}{P_{нас}}} \right] = 0,35 +$$

$$+ (1 - 0,35) \cdot \left[1 + (1,15 - 1) \cdot \sqrt{\frac{9 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^6}} \right] = 1,092, \quad (8)$$

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

b - объемнаяобводненность продукции;

$P_{пр}$ - давление на входе в насос;

$P_{нас}$ - давление насыщения.

3. Вычисляем дебит жидкости на входе в насос:

$$Q_{пр} = Q \cdot B_{об} = 270 \cdot 1,092 = 294,974 \frac{\text{м}^3}{\text{сут.}}, \quad (9)$$

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

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

где G - газовый фактор.

5. Расчет газосодержания на входе насоса осуществляется по формуле:

$$\beta_{вх} = \frac{1}{\frac{(1 + P_{пр}) \cdot B_{об}}{G_{пр}} + 1} = \frac{1}{\frac{(1 + 9) \cdot 1,092}{7} + 1} = 0,391; \quad (11)$$

6. Определение расхода газа на входе насоса:

$$Q_{г.пр} = \frac{Q_{пр} \cdot \beta_{вх}}{1 - \beta_{вх}} = \frac{294,974 \cdot 0,391}{1 - 0,391} = 189 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}; \quad (12)$$

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

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

$$f_{\text{СКВ}} = \frac{\pi}{4} \cdot [(D_{\text{вн}} \cdot 10^{-3})^2 - (d_{\text{нас}} \cdot 10^{-3})^2] =$$

$$= \frac{\pi}{4} \cdot [(144,3 \cdot 10^{-3})^2 - (114 \cdot 10^{-3})^2] = 6,147 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2; \quad (13)$$

$$C_{\Gamma} = \frac{Q_{\Gamma.\text{пр}}}{f_{\text{СКВ}}} = \frac{1,686 \cdot 10^{-3}}{6,147 \cdot 10^{-3}} = 0,274 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (14)$$

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

8. Определение истинного газосодержания на входе в насос:

$$\varphi = \frac{\beta_{\text{вх}}}{1 + \frac{C_{\text{п}}}{C_{\Gamma}} \cdot \beta_{\text{вх}}} = \frac{0,391}{1 + \frac{0,02}{0,274} \cdot 0,391} = 0,38, \quad (15)$$

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

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

$$P_{\Gamma 1} = P_{\text{нас}} \cdot \left(\frac{1}{1 - 0,4 \cdot \varphi} - 1 \right) = 10 \cdot 10^6 \cdot \left(\frac{1}{1 - 0,4 \cdot 0,38} - 1 \right) =$$

$$= 1,791$$

$$\cdot 10^6 \text{ Па}; \quad (16)$$

10. Определяем работу газа на участке "нагнетание насоса - устье скважины":

Для расчета работы газа необходимо знать: объемное количество свободного газа на устье, объемный коэффициент жидкости, а также газосодержание и истинное газосодержание у устья скважины.

А) Определение объемного количества газа на устье:

$$G_{\text{пр}} = G \cdot \left(1 - \frac{P_6}{P_{\text{нас}}}\right) = 70 \cdot \left(1 - \frac{0,7 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^6}\right) = 65,1; \quad (17)$$

Б) Объемный коэффициент жидкости у устья:

$$B_{\text{об.буф}} = n + (1 - n) \cdot \left[1 + (B - 1) \cdot \sqrt{\frac{P_6}{P_{\text{нас}}}}\right] = 0,35 + \\ + (1 - 0,35) \cdot \left[1 + (1,15 - 1) \cdot \sqrt{\frac{0,7 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^6}}\right] = 1,026; \quad (18)$$

В) Газосодержание у устья скважины:

$$\beta_{\text{буф}} = \frac{1}{\frac{(1 + P_6) \cdot B_{\text{об.буф}}}{G_{\text{буф}}} + 1} = \frac{1}{\frac{(1 + 0,7) \cdot 1,023}{65,1} + 1} = 0,974; \quad (19)$$

Г) Истинное газосодержание у устья скважины:

$$\varphi = \frac{\beta_{\text{буф}}}{1 + \frac{C_{\text{п}}}{C_{\text{г}}} \cdot \beta_{\text{буф}}} = \frac{0,974}{1 + \frac{0,02}{0,274} \cdot 0,974} = 0,909; \quad (20)$$

Д) Расчет работы газа:

$$P_{\text{г2}} = P_{\text{нас}} \cdot \left(\frac{1}{1 - 0,4 \cdot \varphi_{\text{буф}}} - 1\right) = 10 \cdot 10^6 \cdot \left(\frac{1}{1 - 0,4 \cdot 0,909} - 1\right) = \\ = 5,717 \\ \cdot 10^6 \text{ Па}; \quad (21)$$

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

11. Определяем потребное давление насоса:

$$P = \rho \cdot g \cdot L_{\text{подв}} + P_6 - P_{\text{г1}} - P_{\text{г2}} = 880 \cdot 9,81 \cdot 2017 + 0,7 \cdot 10^6 - \\ - 1,791 \cdot 10^6 - 5,717 \cdot 10^6 = 1,141 \cdot 10^7 \text{ Па}, \quad (22)$$

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

$P_{\text{буф}}$ - буферное давление;

$P_{г1}$ - давление работы газа на участке "забой-прием насоса";

$P_{г2}$ - давление работы газа на участке "нагнетание насоса-устье скважины".

12. Определение требуемого напора насоса:

$$H_{\text{тр}} = \frac{P}{\rho \cdot g} = \frac{1,141 \cdot 10^7}{880 \cdot 9.81} = 1321 \text{ м}; \quad (23)$$

13. Выбор насоса:

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

$$Q = 270 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

$$H_{\text{тр}} = 1321 \text{ м}$$

$$D_{\text{вн}} = 144,3 \text{ мм}$$

ЭЦН6-250-1400

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

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

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

Коэффициент полезного действия	$\eta = 0,62$
--------------------------------	---------------

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

14. Определяем коэффициент изменения подачи насоса при работе на нефтегазодобывающей смеси относительно водяной характеристики:

$$K_{Qv} = 1 - 4,95 \cdot \frac{\nu^{0,85}}{Q_{об}^{0,57}} = 1 - 4,95 \cdot \frac{0,022^{0,85}}{250^{0,57}} = 0,992, \quad (24)$$

где ν - эффективная вязкость смеси;

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

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

$$K_{\eta v} = 1 - 1,95 \cdot \frac{\nu^{0,4}}{Q_{об}^{0,27}} = 1 - 1,95 \cdot \frac{0,022^{0,4}}{250^{0,27}} = 0,905. \quad (25)$$

16. Вычисляем коэффициент сепарации газа на входе в насос:

$$K_c = \frac{1}{1 + 6,02 \cdot \frac{Q_{пр}}{f_{СКВ}}} = \frac{1}{1 + 6,02 \cdot \frac{294,974}{3600 \cdot 24 \cdot 6,147 \cdot 10^{-3}}} = 0,23, \quad (26)$$

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

17. Определяем относительную подачу жидкости на входе в насос:

$$q = \frac{Q_{пр}}{Q_{об}} = \frac{294,974}{250} = 1,18, \quad (27)$$

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

18. Определяем относительную подачу на входе в насос в соответствующей

точке водяной характеристики насоса:

$$q_{пр} = \frac{Q_{пр}}{Q_{об} \cdot K_{Qv}} = \frac{294,974}{250 \cdot 0,992} = 1,19; \quad (28)$$

19. Вычисляем газосодержание на приеме насоса с учетом газосепарации:

$$\begin{aligned} \beta_{пр} &= \frac{\beta_{вх} \cdot (1 - K_c)}{\beta_{вх} \cdot (1 - K_c) + Q_{пр}} = \frac{0,391 \cdot (1 - 0,23)}{0,391 \cdot (1 - 0,23) + 294,974} \\ &= 1,018 \cdot 10^{-3}; \quad (29) \end{aligned}$$

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

$$K_{Hv} = 1 - 1,07 \cdot \frac{\nu^{0,6} \cdot q_{\text{пр}}}{Q_{\text{ов}}^{0,57}} = 1 - 1,07 \cdot \frac{0,22^{0,6} \cdot 1,19}{250^{0,57}} = 0,994; \quad (30)$$

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

$$K = \frac{1 - \beta_{\text{пр}}}{(0,85 - 0,31 \cdot q_{\text{пр}})^A} = \frac{1 - 1,018 \cdot 10^{-3}}{(0,85 - 0,31 \cdot 1,19)^{0,017}} = 1,012, \quad (31)$$

$$\text{где } A = \frac{1}{15,4 - 19,2 \cdot q_{\text{пр}} + (6,8 \cdot q_{\text{пр}})^2} = \frac{1}{15,4 - 19,2 \cdot 1,19 + (6,8 \cdot 1,19)^2} = 0,017; \quad (32)$$

22. Определяем напор насоса на воде при оптимальном режиме:

$$H_{\text{опт.реж.}} = \frac{P}{\rho \cdot g \cdot K \cdot K_{Hv}} = \frac{1141 \cdot 10^7}{880 \cdot 9,81 \cdot 1,012 \cdot 0,994} = 1313 \text{ м}; \quad (33)$$

23. Определение необходимого числа ступеней насоса:

А) Напор одной ступени выбранного насоса:

$$h_{\text{ст}} = \frac{H_{\text{хар}}}{Z_{\text{ст}}} = \frac{1385}{229} = 6,048 \text{ м}, \quad (34)$$

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

Б) Необходимое число ступеней:

$$Z = \frac{H_{\text{опт.реж.}}}{h_{\text{ст}}} = \frac{954,889}{6,23} = 217,13; \quad (35)$$

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

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

$$\eta_H = 0,8 \cdot K_{\eta v} \cdot K \cdot \eta = 0,8 \cdot 0,905 \cdot 1,012 \cdot 0,62 = 0,567; \quad (36)$$

25. Определяем мощность насоса:

$$N_{\text{нас}} = \frac{P \cdot Q}{\eta_H \cdot 24 \cdot 3600} = \frac{8,293 \cdot 10^6 \cdot 270}{0,567 \cdot 24 \cdot 3600} = 6,282 \cdot 10^4 \text{ Вт}; \quad (37)$$

26. Определяем мощность погружного двигателя:

$$N_{\text{пэд}} = \frac{N_{\text{нас}}}{\eta_{\text{пэд}}} = \frac{45680}{0,85} = 7,74 \cdot 10^3 \text{ Вт}, \quad (38)$$

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

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

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

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

$$\begin{aligned} P_{\text{гл}} &= \rho_{\text{гл}} \cdot g \cdot L_{\text{подв}} + P_{\text{заб}} + P_{\text{б}} - P_{\text{пл}} \\ &= 1,1 \cdot 10^3 \cdot 9,81 \cdot 1,657 \cdot 10^3 + 0,7 \cdot 10^6 + 9,375 \cdot 10^6 - 15 \\ &\quad \cdot 10^6 = 1,295 \cdot 10^7 \text{ Па}, \end{aligned} \quad (39)$$

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

29. Вычисляем напор насоса при освоении скважины:

$$H_{\text{гл}} = \frac{P_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}} \cdot g} = \frac{1,295 \cdot 10^7}{1,1 \cdot 10^3 \cdot 9,81} = 1,2 \cdot 10^3; \quad (40)$$

30. Определяем мощность насоса при освоении скважины:

$$N_{\text{гл}} = \frac{P_{\text{гл}} \cdot Q_{\text{пр}}}{\eta_{\text{н}}} = \frac{1,295 \cdot 10^7 \cdot 3,414 \cdot 10^{-3}}{0,567} = 7,792 \cdot 10^4 \text{ Вт}; \quad (41)$$

31. Мощность, потребляемая погружным электродвигателем при освоении скважины:

$$N_{\text{пэд.гл}} = \frac{N_{\text{гл}}}{\eta_{\text{пэд}}} = \frac{7,792 \cdot 10^4}{0,85} = 9,167 \cdot 10^4 \text{ Вт}; \quad (42)$$

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

2.2. Выбор погружного электродвигателя

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

ПЭД90-117М

Технические показатели выбранного электродвигателя:

Мощность $N_{\text{пэд.х}} = 90 \text{ кВт}$

Рабочее напряжение $U_{\text{раб.}} = 2000 \text{ В}$

Рабочая сила тока $I_{\text{раб.}} = 38,7 \text{ А}$

КПД $\eta_{\text{пэд.х}} = 0,81$

Диаметр корпуса $D_{\text{корп.}} = 117 \text{ мм}$

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

$$W = \frac{Q}{24 \cdot 3600 \cdot F} = \frac{270}{24 \cdot 3600 \cdot 5,6 \cdot 10^{-4}} = 0,558 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (43)$$

где $F = 0,785 (D^2 - d^2)$ - площадь кольцевого сечения,

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

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

$$F = 0,785(D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{пэд}}^2) = 0,785(144,3^2 - 103^2) = 5,6 \cdot 10^{-4} \text{м}^2, \quad (44)$$

$$W \geq W_{\text{мин}} \quad (45)$$

$0,558 \geq 0,23$ –Условие выполняется.

2.3. Выбор кабеля, трансформатора и определение эксплуатационных параметров УЭЦН

Выбор кабеля осуществляется:

1) Определяем сечение жилы кабеля:

$$S = \frac{I_{\text{раб}}}{i} = \frac{38,7}{5} = 7,74 \text{ мм}^2, \quad (46)$$

где $I_{\text{раб}}$ – номинальный ток выбранного электродвигателя = 38,7А;

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

2) Определяем потери мощности в кабеле:

$$\begin{aligned} R &= \rho_{\text{меди}} \cdot (1 + \alpha T \cdot (T - T_{20})) \cdot \frac{1}{S} \\ &= 0,01750 \cdot (1 + 0,004 \cdot (69,085 - 20)) \cdot \frac{1}{6,45} \\ &= 2,705 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}, \end{aligned} \quad (47)$$

где αT – температурный коэффициент для меди= 0,004,

$\rho_{\text{меди}}$ – удельное сопротивление меди = $0,0175 \text{ Ом} \cdot \frac{\text{мм}^2}{\text{м}}$,

T - температура на заборе у приема насоса = $69,085^\circ\text{C}$

$$T_{20} = 20^\circ\text{C};$$

3) Общая длина кабеля определяется как:

$$L_{\text{к}} = L_{\text{подв}} + 100 = 1,757 \cdot 10^3 \text{ м}, \quad (48)$$

$$\Delta P_{\text{к}} = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot R \cdot L_{\text{к}} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 38,7^2 \cdot 3,246 \cdot 1,757 = 21,348 \text{ Вт}; \quad (49)$$

Возьмем кабель КПБК 3×10 :

Максимальные наружные размеры, мм – 29

Номинальная строительная длина, м – 1200-1700

Расчетная масса, кг – 898

Рабочее напряжение, В – 2500

Выбор трансформатора:

1) Мощность трансформатора:

$$P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{к}} + \frac{N_{\text{пэд.х}} \cdot 10^3}{\eta_{\text{пэд.х}}} = 1,111 \cdot 10^5 \text{ Вт}; \quad (50)$$

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

Активное удельное сопротивление на 1 км кабеля: $R_{\text{к}} = R \cdot 10^3 = 2,705 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} \cdot (R \cdot \cos \varphi + X_0 \cdot \sin \varphi) \cdot I_{\text{раб}} \cdot L_{\text{к}} = \Delta U \\ &= \sqrt{3} \cdot (3,246 \cdot 0,75 + 0,1 \cdot 10^{-3} \cdot 0,661) \cdot 38,7 \cdot 1,757 \cdot 10^3 \\ &= 265,65 \text{ В}, \end{aligned} \quad (51)$$

где X_0 – индуктивное удельное сопротивление кабеля $= 0,1 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$,

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности электродвигателя $= 0,75$,

$\sin\varphi$ – коэффициент реактивной мощности $= \sqrt{1 - \cos^2\varphi} = 0,661$.

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

$$\begin{aligned} U_{\text{тр}} &= U_{\text{раб}} + \Delta U = 2000 + 294 \\ &= 2,247 \cdot 10^3 \text{ В.} \end{aligned} \quad (52)$$

2.4. Выбор насосно-компрессорных труб

Диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) определяется их пропускной способностью и возможностью совместного размещения в скважине труб с муфтами, насоса и круглого кабеля. Выбирается диаметр НКТ по дебиту скважины, исходя из условия, что средняя скорость потока в трубах должна быть в пределах $1,2 \div 1,6 \frac{\text{м}}{\text{с}}$, причем меньшее значение берется для малых дебитов.

1) Площадь внутреннего канала НКТ:

$$F_{\text{вк}} = \frac{Q}{24 \cdot 3600 \cdot 86400 \cdot V_{\text{ср}}} = 3,617 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2, \quad (53)$$

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

2) Находим внутренний диаметр НКТ:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вк}} \cdot 10^4}{0,785}} = \sqrt{\frac{3,617 \cdot 10^{-8} \cdot 10^4}{0,785}} = 0,021 \text{ м}; \quad (54)$$

Примем ближайшее значение $D_{\text{НКТ}} = 26,7 \text{ мм}$

3) Корректируем среднюю скорость потока в трубах:

$$F_{\text{вк1}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{нкт}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,0267^2}{4} = 3,365 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2, \quad (55)$$

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

$$V_{\text{ср1}} = \frac{Q}{24 \cdot 3600 \cdot 86400 \cdot F_{\text{вк1}}} = 1,075 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; \quad (56)$$

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

Условный диаметр – 27

Внутренний диаметр D , мм – 26,7

Толщина стенки S , мм – 3

Наружный диаметр муфты D_m , мм – 42,2

Масса, кг/м – 1,8

Высота резьбы h , мм – 1,412

Длинна резьбы с полным профилем L , мм – 16,3

Наружный диаметр высаженной части D_v , мм – 33,4

2.5. Освоение скважины методом свабирования

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

регистрирующей аппаратуры возможно выполнение гидродинамических исследований в процессе свабирования.

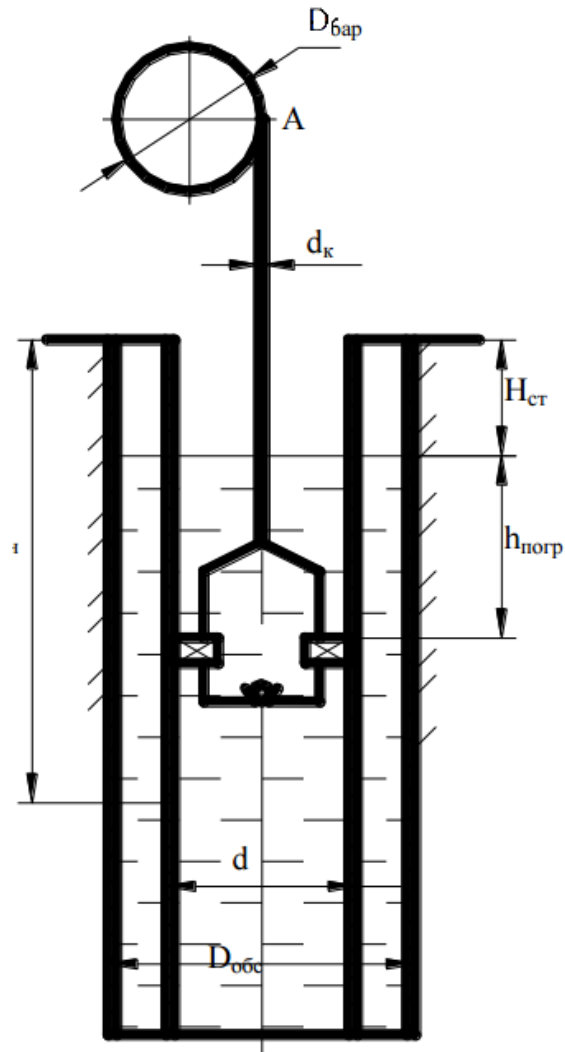


Рисунок 7 - Метод свабирования

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

Вес жидкости:

$$P_{\text{ж}} = \frac{h_{\text{погр}} \cdot \pi \cdot d_{\text{нкт.вн}}^2 \cdot g \cdot \rho_{\text{ж}}}{4} = \frac{200 \cdot 3,14 \cdot (20,7 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 9,81 \cdot 880}{4} = 580,754 \text{ Н}; \quad (57)$$

1) Вес каната над жидкостью:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{кан}} &= \frac{H_{\text{ст}} \cdot \pi \cdot d_{\text{кан}}^2 \cdot K_{\text{кан}} \cdot g \cdot \rho_{\text{кан}}}{4} = \\
 &= \frac{239 \cdot 3,14 \cdot (15 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 0,8 \cdot 9,81 \cdot 7800}{4} \\
 &= 2,584 \cdot 10^3 \text{ Н},
 \end{aligned} \tag{58}$$

$$K_{\text{ахр}} = 1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{кан}}} = 1 - \frac{880}{7,8 \cdot 10^3} = 0,887; \tag{59}$$

2) Вес каната в жидкости:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{кан}_1} &= \frac{h_{\text{погр}} \cdot \pi \cdot d_{\text{кан}}^2 \cdot g \cdot K_{\text{ахр}} \cdot K_{\text{кан}} \cdot \rho_{\text{ж}}}{4} = \\
 &= \frac{200 \cdot 3,14 \cdot (15 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 9,81 \cdot 880 \cdot 0,887 \cdot 0,8}{4} = \\
 &= 216,439 \text{ Н},
 \end{aligned} \tag{60}$$

$$\begin{aligned}
 P_{\text{max}} &= P_{\text{ж}} + P_{\text{кан}} + P_{\text{кан}_1} = 580,754 + 2,584 \cdot 10^3 + 216,439 = \\
 &= 3,318 \cdot 10^3 \text{ Н};
 \end{aligned} \tag{61}$$

Определяем напряжения в канате как сумму растягивающих и изгибных напряжений.

1) Напряжение на растяжение:

$$\sigma_{\text{раст}} = \frac{4 \cdot P_{\text{max}}}{3,14 \cdot d_{\text{кан}}^2 \cdot K_{\text{кан}}} = \frac{4 \cdot 3,381 \cdot 10^3}{3,14 \cdot (15 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 0,8} = 2,393 \cdot 10^7 \text{ Па}; \tag{62}$$

2) Напряжение на изгиб:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{E_{\text{пр}} \cdot d_{\text{пров}}}{d_{\text{бар}} + d_{\text{кан}}} = \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 1,2 \cdot 10^{-3}}{450 \cdot 10^{-3} + 15 \cdot 10^{-3}} = 5,316 \cdot 10^8 \text{ Па}; \tag{63}$$

3) Сумма напряжений:

$$\sigma_{\Sigma} = \sigma_{\text{раст}} + \sigma_{\text{изг}} = 2,393 \cdot 10^7 + 5,316 \cdot 10^8 = 5,555 \cdot 10^8 \text{ Па}; \tag{64}$$

4) Находим предельно допустимое напряжение:

$$\sigma_{\Sigma_{\text{пр}}} = \frac{\sigma_{\text{пр}}}{n_{\text{зап}}} = \frac{1600 \cdot 10^6}{4} = 4 \cdot 10^8 \text{Па}; \quad (65)$$

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

5) Увеличим диаметр барабана:

$$d_{\text{бар}} = 710 \cdot 10^{-3} \text{м}$$

6) Найдем напряжение на изгиб:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{E_{\text{пр}} \cdot d_{\text{пров}}}{d_{\text{бар}} + d_{\text{кан}}} = \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 1,2 \cdot 10^{-3}}{710 \cdot 10^{-3} + 15 \cdot 10^{-3}} = 3,41 \cdot 10^8 \text{Па}; \quad (66)$$

7) Сумма напряжений:

$$\sigma_{\Sigma} = \sigma_{\text{раст}} + \sigma_{\text{изг}} = 2,393 \cdot 10^7 + 3,41 \cdot 10^8 = 3,649 \cdot 10^8 \text{Па}; \quad (67)$$

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

Найдем количество циклов свабирования для достижения динамического уровня.

Глубина расположения динамического уровня:

$$H_{\text{дин}} = 657.769 \text{ м}$$

1) Площадь внутреннего кольца НКТ:

$$A_1 = \frac{\pi \cdot d_{\text{НКТ.ВН}}^2}{4} = \frac{3.14 \cdot (20,7 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 3.364 \cdot 10^{-4} \text{м}^2; \quad (68)$$

2) Объём выкачиваемой жидкости за один ход:

$$q = 0,5 \cdot h_{\text{погр}} \cdot A_1 = 0,5 \cdot 200 \cdot 3.364 \cdot 10^{-4} = 0,034 \text{ м}^3; \quad (69)$$

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

$$A_1 = \frac{\pi \cdot (D_{ок}^2 - d_{нкт}^2)}{4} = \frac{3,14 \cdot ((121,7 \cdot 10^{-3})^2 - (26,7 \cdot 10^{-3})^2)}{4} = 0,011 \text{ м}^2; \quad (70)$$

где $D_{ок} = 121,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ –внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{нкт} = 26,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ -диаметр НКТ.

Г) Количество циклов свабирования:

$$n = \frac{v}{q} = \frac{4,634}{0,034} = 137,782. \quad (71)$$

2.6. Проверочный расчет насосно-компрессорных труб

Выполняем проверочный расчёт по страгивающей нагрузке.

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

Определяем толщину тела трубы под резьбой:

1) Внутренний диаметр резьбы:

$$d_{нктр} = 29,568 \cdot 10^{-3} \text{ м}; \quad (72)$$

$$B = \frac{d_{нктр} - d_{нктвн}}{2} = \frac{29,568 \cdot 10^{-3} - 20,7 \cdot 10^{-3}}{2} = 4,434 \cdot 10^{-3} \text{ м}, \quad (73)$$

$$\eta = \frac{B}{B - S_{нкт}} = \frac{4,434 \cdot 10^{-3}}{4,434 \cdot 10^{-3} - 3 \cdot 10^{-3}} = 0,596, \quad (74)$$

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

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

2) Определение среднего диаметра трубы под резьбой:

$$D_{\text{ср}} = d_{\text{нктвн}} + B = 20,7 \cdot 10^{-3} + 4,434 \cdot 10^{-3} = 0,025 \text{ м}, \quad (75)$$

3) Страгивающая нагрузка:

$$\begin{aligned} P_{\text{ст}} &= \frac{\pi \cdot D_{\text{ср}} \cdot B \cdot \sigma_{\Sigma \text{пр1}}}{1 + \frac{\eta \cdot D_{\text{ср}} \cdot \text{ctg} \alpha}{2 \cdot l_0}} = \frac{3,14 \cdot 0,025 \cdot 4,434 \cdot 10^{-3} \cdot 552 \cdot 10^6}{1 + \frac{0,596 \cdot 0,025 \cdot 0,384}{2 \cdot 0,053}} = \\ &= 1,832 \cdot 10^5 \text{ Н}, \end{aligned} \quad (76)$$

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

$$P_{\text{max}} = L_{\text{подв}} \cdot (q_{\text{мн}} + q_{\text{нкт}}) \cdot g = 1,59 \cdot 10^3 \cdot (0,4 + 1,8) \cdot 9,81 = 3,44 \cdot 10^4 \text{ Н}; \quad (77)$$

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

4) Определение предельной нагрузки для равнопрочных труб:

$$\begin{aligned} P_{\text{пр}} &= \frac{\pi \cdot \sigma_{\Sigma \text{пр1}} \cdot (d_{\text{нкт}}^2 - d_{\text{нкт.вн}}^2)}{4} = \\ &= \frac{3,14 \cdot 552 \cdot 10^6 \cdot ((26,7 \cdot 10^{-3})^2 - (20,7 \cdot 10^{-3})^2)}{4} = \\ &= 1,232 \cdot 10^5 \text{ Н}. \end{aligned} \quad (78)$$

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

Выполняем расчет при избыточном внутреннем давлении.

Расчет предельного давления:

$$P_{\text{т}} = 1,75 \cdot s_{\text{нкт}} \frac{\sigma_{\Sigma \text{пр1}}}{d_{\text{нкт}}} = 1,75 \cdot 3 \cdot 10^{-3} \frac{552 \cdot 10^6}{26,7 \cdot 10^{-3}} = 1,085 \cdot 10^8 \text{ Па}. \quad (79)$$

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

При освоении:

$$\begin{aligned} P_{\text{вн}} &= P_{\text{ос}} + (\rho_{\text{ос}} + \rho_{\text{ж}}) \cdot L_{\text{подв}} \cdot g \\ &= 13,27 \cdot 10^6 + (1300 + 880) \cdot 1,597 \cdot 10^3 \cdot 9,81 \\ &= 1,985 \cdot 10^7 \text{ Па.} \end{aligned} \quad (80)$$

$$P_{\text{вн}} \leq P_{\text{т}} - \text{Условие выполняется.}$$

При эксплуатации:

$$\begin{aligned} P_{\text{эк}} &= P_{\text{заб}} - \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{скваж}} \cdot (\rho_{\text{эк}} + \rho_{\text{ж}}) \cdot L_{\text{подв}} \cdot g = \\ &= 10 \cdot 10^6 - 880 \cdot 9,81 \cdot 1700 \cdot (1200 + 880) \cdot 1,597 \cdot 10^3 \cdot 9,81 \\ &= 5,338 \cdot 10^6 \text{ Па.} \end{aligned} \quad (81)$$

$$P_{\text{эк}} \leq P_{\text{т}} - \text{Условие выполняется.}$$

При избыточном давлении с учетом собственного веса.

Площадь поперечного сечения:

$$\begin{aligned} F_0 &= \frac{\pi \cdot (d_{\text{НКТ}}^2 - d_{\text{НКТ.вн}}^2)}{4} = \frac{3,14 \cdot ((26,7 \cdot 10^{-3})^2 - (20,7 \cdot 10^{-3})^2)}{4} = \\ &= 2,233 \cdot 10^{-4} \text{ м.} \end{aligned} \quad (82)$$

Определение осевого напряжения:

$$\sigma_z = \frac{P_{\text{max}}}{F_0} = \frac{3,447 \cdot 10^4}{2,233 \cdot 10^{-4}} = 1,544 \cdot 10^8 \text{ Па.} \quad (83)$$

Расчет радиального напряжения:

$$\sigma_{\text{т}} = -P_{\text{вн}} = -1,985 \cdot 10^7 \text{ Па.} \quad (84)$$

Расчет тангенсального напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{т}} &= 0,875 \cdot P_{\text{вн}} \cdot \frac{d_{\text{НКТ}}}{2 \cdot s_{\text{НКТ}}} = 0,875 \cdot 1,985 \cdot 10^7 \cdot \frac{26,7 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3 \cdot 10^{-3}} \\ &= 7,729 \cdot 10^7 \text{ Па.} \end{aligned} \quad (85)$$

Находим эквивалентное напряжение:

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{ЭКВ}} &= \sqrt{\sigma_z^2 + \sigma_T^2 + \sigma_t^2 - \sigma_z \cdot \sigma_t - \sigma_z \cdot \sigma_T - \sigma_T \cdot \sigma_t} = \\ &= \sqrt{(1,544 \cdot 10^8)^2 + (-1,985 \cdot 10^7)^2 + (7,729 \cdot 10^7)^2 - \\ &\quad - 1,544 \cdot 10^8 \cdot 7,729 \cdot 10^7 - \\ &\quad - 1,544 \cdot 10^8 \cdot (-1,985 \cdot 10^7) + 1,985 \cdot 10^7 \cdot 7,729 \cdot 10^7} = \\ &= 1,512 \cdot 10^8 \text{ Па.}\end{aligned}\quad (86)$$

Находим допустимое напряжение:

$$\begin{aligned}n_3 &= 1,3; \\ \sigma_p &= \frac{\sigma_{\Sigma \text{пр1}}}{n_3} = \frac{552 \cdot 10^7}{1,3} = 4,246 \cdot 10^8 \text{ Па;} \end{aligned}\quad (87)$$

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} \leq \sigma_p - \text{Условие выполняется.}$$

При продольном изгибе.

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

$$\begin{aligned}J_0 &= \frac{\pi \cdot (d_{\text{НКТ}}^4 - d_{\text{НКТ.ВН}}^4)}{64} = \frac{3,14 \cdot ((26,7 \cdot 10^{-3})^4 - (20,7 \cdot 10^{-3})^4)}{64} = \\ &= 1,593 \cdot 10^{-8} \text{ Кг} \cdot \text{м}^2,\end{aligned}\quad (88)$$

Коэффициент, учитывающий уменьшение веса труб в жидкости:

$$\lambda = 1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ст}}} = 1 - \frac{880}{7800} = 0,887;\quad (89)$$

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

Находим критическое давление:

$$\begin{aligned}
P_{кр} &= 3,5 \cdot \sqrt{E \cdot J_0 \cdot \lambda^2 \cdot (q_{мн}^2 + q_{нкт}^2)} \\
&= \\
&= 3,5 \cdot \sqrt{2 \cdot 10^{11} \cdot 1,593 \cdot 10^{-8} \cdot 0,887^2 \cdot (0,4^2 + 1,8^2)} = \\
&= 323,139 \text{ Па},
\end{aligned} \tag{90}$$

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

2.7. Выбор арматуры

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

Внутренний диаметр цилиндрической части арматуры:

$$d_{\phi} = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot V_{\pi} \cdot 3600 \cdot 24}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 120}{3,14 \cdot 4 \cdot 3600 \cdot 24}} = 0,024 \text{ м}, \tag{91}$$

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

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

Толщина стенок цилиндрических частей элементов арматуры:

$$\begin{aligned}
S_{ст} &= \frac{d_{уф}}{2} \cdot \left[\sqrt{\frac{\sigma_a + P_{буф}}{\sigma_a - P_{буф}}} - 1 \right] + \Delta S \\
&= \frac{40 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \left[\sqrt{\frac{314 \cdot 10^6 + 0,7 \cdot 10^6}{314 \cdot 10^6 - 0,7 \cdot 10^6}} - 1 \right] + 10^{-5} \cdot 5 = 9,464 \cdot 10^{-5} \text{ м}
\end{aligned} \tag{92}$$

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

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

σ_a – допустимое напряжение на растяжение материала арматуры, Па;

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

2.8. Расчет фланцевых соединений арматуры

Таблица 1 - Характеристики металлических прокладок.

Конструкция прокладки	Материал прокладки	Коэффициент m	Минимальное удельное давление прокладки q_p , МПа
Металлическая овального или восьмигранного сечения	Сталь 08кп ГОСТ 2050-60	5,5	125
	Сталь 0Х13 ГОСТ 5632-61	5,5	125
	Сталь 0Х18Н10Т ГОСТ 5632-61	6,5	180

Выполняем расчет нагрузки на шпильки от их предварительной затяжки:

$$P_{ш1} = \pi \cdot D_{срп} \cdot b \cdot q_p = 3,1 \cdot 75 \cdot 10^{-3} \cdot 5,2 \cdot 10^{-3} \cdot 125 \cdot 10^6 = 1,54 \cdot 10^5 \text{ Н}, \quad (93)$$

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

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

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

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

$$P_o = \frac{\pi \cdot D_{срп}^2 \cdot P_{буф}}{4} = \frac{3,14 \cdot (75 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 0,6 \cdot 10^6}{4} = 2,649 \cdot 10^3 \text{ Н}. \quad (94)$$

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

$$P_{\text{ост}} = 2 \cdot \pi \cdot D_{\text{срп}} \cdot P_{\text{буф}} \cdot m \cdot b = 2 \cdot 3,14 \cdot 75 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6 \cdot 10^6 \cdot 5,5 \cdot 5,23 \cdot 10^{-3} \\ = 8,129 \cdot 10^3 \text{ Н}, \quad (95)$$

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

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

$$P_t = \frac{\Delta t \cdot l_{\text{ш}} \cdot \alpha}{\frac{l_{\text{ш}}}{E_{\text{ш}} \cdot F_{\text{ш}}} + \frac{l_{\text{ф}}}{E_{\text{пр}} \cdot F_{\text{пр}}}} = \frac{0,95 \cdot 2,5 \cdot 10^{-3} \cdot 13 \cdot 10^{-6}}{\frac{2,5 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^{11} \cdot 2,801 \cdot 10^{-4}} + \frac{7,018 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^{11} \cdot 1,232 \cdot 10^{-3}}} = \\ = 422,281 \text{ Н}. \quad (96)$$

1) Площадь поперечного сечения шпилек на участке без резьбы:

$$F_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot (D_{\text{пр}}^2 - d_{\text{пр}}^2)}{4} = \frac{3,14 \cdot [(80,23 \cdot 10^{-3})^2 - (69,77 \cdot 10^{-3})^2]}{4} = \\ = 1,232 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2, \quad (97)$$

где $D_{\text{пр}} = 80,23 \cdot 10^{-3}$ — внешний диаметр прокладки, м;

$d_{\text{пр}} = 69,77 \cdot 10^{-3}$ — внутренний диаметр прокладки, м;

$l_{\text{ш}} = 2,5 \cdot 10^{-3}$ — рабочая высота шпильки (расстояние между серединами высот гаек), м;

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

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

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

2) Площадь поперечного сечения прокладки:

$$F_{\text{ш}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{шбр}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot (18,89 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 2,801 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2, \quad (98)$$

где $d_{шбр} = 18,89 \cdot 10^{-3}$ – диаметр шпильки на участке без резьбы, м;

3) Рабочая высота прокладки:

$$\begin{aligned} l_{\phi} &= H_{\Pi} - D_1 \cdot \tan \gamma_c = 14,29 \cdot 10^{-3} - 3,087 \cdot 10^{-3} \cdot \tan 67^{\circ} \\ &= 7,0 \cdot 10^{-3} \text{ м,} \end{aligned} \quad (99)$$

где $H_{\Pi} = 14,29 \cdot 10^{-3}$ – конструктивная высота прокладки, м;

γ_c – угол наклона стенки канавки под прокладку.

4) Диаметр фаски прокладки:

$$D_1 = 2 \cdot C_{\phi} \cdot \sin \alpha_{\phi} = 2 \cdot 3,95 \cdot 10^{-3} \cdot \sin 23^{\circ} = 3,087 \cdot 10^{-3} \text{ м,} \quad (100)$$

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

α_{ϕ} – угол фаски.

Определяем эксплуатационную нагрузку:

$$\begin{aligned} P_{ш2} &= P_o + P_t + P_{ост} = 2,649 \cdot 10^3 + 422,284 + 8,129 \cdot 10^3 = \\ &= 1,12 \cdot 10^4 \text{ Н.} \end{aligned} \quad (101)$$

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

Расчет количества шпилек фланцевого соединения:

$$Z_{ш} = \frac{P_{ш1}}{q_{ш}} = \frac{1,54 \cdot 10^5}{4,575 \cdot 10^4} = 3,365. \quad (102)$$

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

1) Допускаемая нагрузка на одну шпильку:

$$\begin{aligned} q_{ш} &= \frac{\pi \cdot d_o^2}{4} \cdot \sigma_{доп} = \frac{3,14 \cdot (18,625 \cdot 10^{-3})^2}{4} \cdot 1,68 \cdot 10^8 \\ &= 4,575 \cdot 10^4 \text{ Н,} \end{aligned} \quad (103)$$

где d_o – внутренний диаметр резьбы шпилек.

2) Допускаемое напряжение:

$$\sigma_{\text{доп}} = \frac{\sigma_{\text{тш}}}{n_{\text{ш}}} = \frac{588 \cdot 10^6}{3,5} = 1,68 \cdot 10^8 \text{ Па}, \quad (104)$$

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

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

Расчет диаметра фланца осуществляем по формуле:

$$D_{\text{нр}} = \frac{4 \cdot D_{\text{ш}}^2 - Z_{\text{ш}} \cdot D_{\text{o}}^2}{4 \cdot D_{\text{ш}}^2 + Z_{\text{ш}} \cdot D_{\text{o}}^2} \cdot D_{\text{н}} = \frac{4 \cdot 0,114^2 - 4 \cdot (0,022)^2}{4 \cdot 0,114^2 + 4 \cdot (0,022)^2} \cdot 0,155 = 0,144 \text{ м}, \quad (105)$$

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

D_{o}^2 – диаметр отверстий под шпильки, м;

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е21	Прокопышин Руслан Сергеевич

Институт	ИПР	Кафедра	ТПМ
Уровень образования	бакалавриат	Направление/профиль	15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску, стоимость интернета – 360 руб. в месяц
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30 % премии к заработной плате 20 % надбавки за профессиональное мастерство 1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений 27,1% отчисления во внебюджетные фонды.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1.Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.2.Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований. 3.Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.
2. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ	Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Структура работ в рамках научного исследования. 2. Определение трудоемкости выполнения работ. 3. Разработка графика проведения научного исследования. 4. Бюджет научно-технического исследования. 5. Основная заработная плата исполнителей темы. 6. Дополнительная заработная плата исполнителей темы. 7. Отчисление во внебюджетные фонды. 8. Накладные ресурсы.

	9. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.
3. Ресурсоэффективность	1. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования. 2. Расчет показателей ресурсоэффективности.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Оценка конкурентоспособности технических решений. 2. Матрица SWOT. 3. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований. 4. Альтернативы проведения НИ. 5. График проведения и бюджет НИ.	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Петухов О.Н.	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е21	Прокопышин Руслан Сергеевич		

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: установка электроцентробежного насоса (УЭЦН).

Целевой рынок: предприятия нефтеперерабатывающей отрасли промышленности

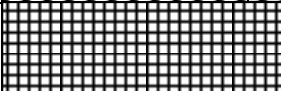
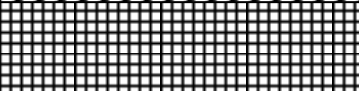
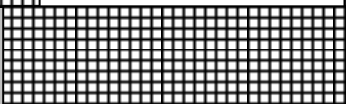
		Вид исследования: установки электроцентробежных насосов(УЭЦН)		
		Расчет и подбор УЭЦН к скважине	3d-модель и анализ работы УЭЦН в скважине	Проектирование и конструирование УЭЦН
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

Рисунок 7 - Карта сегментирования рынка услуг нефтегазовой отрасли

 Фирма А
  Фирма Б
  Фирма В

3.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

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 1 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _ф	Б _{кл}	К _ф	К _{кл}
1	2	3	4	6	7
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1.Повышение производительности труда пользователя	0,07	3	2	0,21	0,14
2.Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,13	4	3	0,52	0,39
3. Помехоустойчивость	0,03	4	4	0,12	0,12
4. Энергоэкономичность	0,1	3	3	0,3	0,3
5. Надежность	0,2	4	3	0,8	0,6
6. Уровень шума	0,04	2	1	0,08	0,04
7. Безопасность	0,2	4	3	0,8	0,6
Экономические критерии оценки эффективности					
1.Конкурентоспособность продукта	0,03	4	3	0,12	0,09

2.Уровень проникновения на рынок	0,04	1	1	0,04	0,04
3. Цена	0,06	2	2	0,12	0,12
4.Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	4	0,5	0,4
Итого	1	36	29	3,61	2,84

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведенные в табл. 1, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i ,$$

где К– конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Основываясь на знаниях о конкурентах, следует объяснить:

-чем обусловлена уязвимость позиции конкурентов и возможно занять свою нишу и увеличить определенную долю рынка;

-в чем конкурентное преимущество разработки.

Итогом данного анализа, действительно способным заинтересовать партнеров и инвесторов, может стать выработка конкурентных преимуществ, которые помогут создаваемому продукту завоевать доверие покупателей посредством предложения товаров, заметно отличающихся либо высоким уровнем качества при стандартном наборе определяющих его параметров, либо нестандартным набором свойств, интересующих покупателя.

3.3. Технология QuaD

Технология QuaD (QQuality 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. По своему содержанию данный инструмент близок к методике оценки конкурентных технических решений, описанных в предыдущем разделе 3.2.

Показатели оценки качества и перспективности новой разработки подбираются исходя из выбранного объекта исследования с учетом его технических и экономических особенностей разработки, создания и коммерциализации.

Для упрощения процедуры проведения QuaD оценка проводить в табличной форме (табл. 3).

В соответствии с технологией QuaD каждый показатель оценивается экспертным путем по стобальной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Таблица 2 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценки 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. продукта	0,03	70	100	0,7	0,021
8. Уровень проникновения на рынок	0,04	80	100	0,8	0,032
9. Цена	0,06	45	100	0,45	0,027
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	100	100	1	0,1
Итого	1	695	100	6,95	0,624

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i,$$

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.

По результатам оценки качества и перспективности делается вывод об объемах инвестирования в текущую разработку и направлениях ее дальнейшего улучшения.

3.4. SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Результаты SWOT-анализа представлять в табличной форме (табл. 4).

Таблица 4 - SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Заявленная экономичность и	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие у потенциальных потребителей
--	---	--

	энергоэффективность технологии. С2. Экологичность технологии. С3. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. С4. Наличие бюджетного финансирования. С5. Квалифицированный персонал.	квалифицированных кадров Сл2. Отсутствие инжиниринговой услуги, способной обучить работать в рамках проекта Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях В4. Повышение стоимости конкурентных разработок	СиВ: 1. Опыт 2. Широкая производственная линейка 3. Компании, занимающиеся нефтедобычей, могут не только добывать и транспортировать нефть, но и перерабатывать её.	СЛиВ: 1. Текущее снижение мировых цен на нефть приводит к снижению стоимости нефтепродуктов 2. Повышение квалификации кадров у потенциальных потребителей 3. Создание инжиниринговой услуги с целью обучения работе с готовым продуктом 4. Приобретения необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца 5. Нефтяные месторождения могут иссякнуть, надо постоянно вкладывать средства на поиск новых.
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства У2. Развитая конкуренция технологий производства У3. Введение	СВиУ: 1. Продвижение УЭЦН с целью создания спроса 2. Создание конкурентных преимуществ готового продукта 3. Сертификация и стандартизация продукта	СЛиУ: 1. Экологическая опасность от химических выбросов 2. Создание инжиниринговой услуги с целью обучения работе с готовым продуктом 3. Приобретения необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца

дополнительных государственных требований к сертификации продукции		4.Сокращение поставок или смена поставщика 5. Продвижение УЭЦ с целью создания спроса 6.Создание конкурентных преимуществ готового продукта 7.Сертификация и стандартизация продукта 8.Сильная зависимость от мировых цен на нефть.
--	--	--

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

3.5. Планирование управления научно-техническим проектом

План проекта

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования и произведено распределение

исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 5

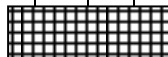
Таблица 5 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	34	8.01	26.02	Петров Геннадий Альбертович, Дробчик Виталий Викторович
Расчет и подбор УЭЦН	17	03.03	28.03	Петров Геннадий Альбертович,
Обсуждение полученных результатов	12	30.03	10.04	Петров Геннадий Альбертович, Дробчик Виталий Викторович
Оформление выводов	10	13.04	29.05	Петров Геннадий Альбертович, Дробчик Виталий Викторович
Оформление пояснительной записки	21	5.05	31.05	Петров Геннадий Альбертович, Дробчик Виталий Викторович
И т о г о:	94	8.01	31.05	

На основе таблицы 5 строим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта, с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени написания ВКР. При этом работы на графике следует выделить различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу (Таблица 6).

Таблица 6 - 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

Бюджет научного исследования

Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты (за вычетом отходов)

Таблица 7 - Группировка затрат по статьям

Затраты по статьям					
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на нужды	Итого плановая себестоимость
125	76800	123655	20000	46500	267080

Таблица 8 - Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Марка, размер	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Тетрадь	48 листов	2	48	96
Ручка		4	10	40
Карандаш		2	4	8
Всего за материалы				144
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				29
Итого по статье С _м				173

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ:

Таблица 9 - Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс.руб.	Общая стоимость оборудования, тыс.руб.
1.	Компьютер	2	26	52

Основная заработная плата:

Таблица 10 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	151	151
Количество нерабочих дней	43	43
- выходные дни	11	11
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	28	-
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	75	97

Таблица 11 - Расчёт основной заработной платы

Исполнители	З _б ,	к _р	З _м ,	З _{дн} ,	Т _р ,	З _{осн} ,
-------------	------------------	----------------	------------------	-------------------	------------------	--------------------

	руб.		руб	руб.	раб.дн.	руб.
Руководитель	25000	1,3	30250	1975	75	147260
Бакалавр	2500				97	12500

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала:

Таблица 12 - Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Бакалавр
Основная зарплата	147260	12500
Дополнительная зарплата	17057	-
Итого по статье $C_{зп}$	164317	12500

Отчисления на социальные нужды:

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}} = 27,1 \%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 13 - Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Бакалавр
Зарплата	164317	12500
Отчисления на социальные нужды	52000	4600

Организационная структура проекта

Таблица 14 - Выбор организационной структуры научного проекта

Критерии выбора	Функциональная	Матричная	Проектная
Степень неопределенности условий реализации проекта	Низкая	Высокая	Высокая

Технология проекта	Стандартная	Сложная	Новая
Сложность проекта	Низкая	Средняя	Высокая
Взаимозависимость между отдельными частями проекта	Низкая	Средняя	Высокая
Критичность фактора времени (обязательства по срокам завершения работ)	Низкая	Средняя	Высокая
Взаимосвязь и взаимозависимость проекта от организаций более высокого уровня	Высокая	Средняя	Низкая

3.6. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Показатели экономической эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для предприятия, реализующего данный проект. В этом случае показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

Бюджетная эффективность характеризуется участием государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней.

Динамические методы экономической оценки инвестиций

Динамические методы оценки инвестиций базируются на применении показателей,:

- чистая текущая стоимость (**NPV**);
- срок окупаемости (**PP**);
- внутренняя ставка доходности (**IRR**);
- индекс доходности (**PI**).

Все перечисленные показатели основываются на сопоставлении чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности и их приведении к определенному моменту времени. Теоретически чистые денежные поступления можно приводить к любому моменту времени (к будущему либо текущему периоду). Но для практических целей оценку инвестиции удобнее осуществлять на момент принятия решений об инвестировании средств.

Чистая текущая стоимость (**NPV**)

Данный метод основан на сопоставлении дисконтированных чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности.

Если инвестиции носят разовый характер, то **NPV** определяется по формуле

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опt}}{(1+i)^t} - I_0,$$

где **ЧДП_{опt}** – чистые денежные поступления от операционной деятельности;

I₀ – разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

t – номер шага расчета (**t**=0, 1, 2... **n**);

n – горизонт расчета;

i – ставка дисконтирования (желаемый уровень доходности инвестируемых средств).

Чистая текущая стоимость является абсолютным показателем. Условием экономичности инвестиционного проекта по данному показателю является выполнение следующего неравенства: $NPV > 0$.

Чем больше NPV , тем больше влияние инвестиционного проекта на экономический потенциал предприятия, реализующего данный проект, и на экономическую ценность этого предприятия.

Таким образом, инвестиционный проект считается выгодным, если NPV является положительной.

Таблица 15 - Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

№	Наименование показателей	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1.	Выручка от реализации, тыс.руб	0	300	300	300	300
2.	Итого приток	0	300	300	300	300
3.	Инвестиционные издержки, тыс.руб.	-254,25	0	0	0	0
4.	Операционные затраты, тыс. руб С+Ам+ФОТ	0	42,8	42,8	42,8	42,8
5.	Налоги Выр-опер=донал.приб*20%	0	53,04	53,04	53,04	53,04
6.	Итого отток Опер.затр+налоги	-254,25	91,55	91,55	91,55	91,55
7.	Чистый денежный поток ЧДП=Пчист+Ам Пчист=Пдонал.-налог	-254,25	213,71	213,71	213,71	213,71
8.	Коэффициент дисконтирования (приведения при $i = 0,10$)	1,0	0,952	0,826	0,737	0,691
9.	Дисконтированный чистый денежный поток ($c7 * c8$)	-254,25	189,39	174,831	158,957	144,564

10.	То же нарастающим итогом (NPV =427,64)	-254,25	-77,02	98,81	257,77	402,33
-----	---	---------	--------	-------	--------	--------

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 427640 д. ед., что свидетельствует о его эффективности.

Дисконтированный срок окупаемости

Как отмечалось ранее, одним из недостатков показателя простого срока окупаемости является игнорирование в процессе его расчета разной ценности денег во времени.

Этот недостаток устраняется путем определения дисконтированного срока окупаемости.

Рассчитывается данный показатель примерно по той же методике, что и простой срок окупаемости, с той лишь разницей, что последний не учитывает фактор времени.

Наиболее приемлемым методом установления дисконтированного срока окупаемости является расчет кумулятивного (нарастающим итогом) денежного потока (см. таблицу 16).

Таблица 16 - Дисконтированный срок окупаемости

№	Наименование показателя	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1.	Дисконтированный чистый денежный поток (i =0,10)	-254,25	189,39	174,831	158,957	144,56 4
2.	То же нарастающим итогом	-254,25	-77,02	98,81	257,77	402,33
3.	Дисконтированный срок окупаемости	PP_{дск} = $1 + 77,02 / 174,8 = 1,44$ месяца				

Внутренняя ставка доходности (IRR)

Для установления показателя чистой текущей стоимости (NPV) необходимо располагать информацией о ставке дисконтирования, определение которой является проблемой, поскольку зависит от оценки экспертов. Поэтому, чтобы уменьшить субъективизм в оценке эффективности инвестиций на практике широкое распространение получил метод, основанный на расчете внутренней ставки доходности (IRR).

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования (i) существует обратная зависимость. Эта зависимость следует из таблицы 17 и графика, представленного на рисунке 8.

Таблица 17 - Зависимость **NPV** от ставки дисконтирования

№ п/п	Наименование показателя	0	1	2	3	4	NPV
1	Чистые денежные потоки	-254250	213710	213710	213710	213710	
2	коэффициент дисконтирования						
	i=0,1	1	0,952	0,826	0,737	0,691	
	i=0,2	1	0,833	0,694	0,578	0,482	
	i=0,4	1	0,714	0,51	0,364	0,26	
	i=0,5	1	0,667	0,444	0,295	0,198	
	i=0,6	1	0,625	0,390	0,244	0,095	
	i=0,7	1	0,588	0,335	0,203	0,070	
3	Дисконтированный денежный поток						
	i=0,1	-254250	189390	174831	158957	144564	189390
	i=0,2	-254250	176312	146892	122339	102020	279144
	i=0,4	-254250	151125	107946	77044	55031	122727
	i=0,5	-254250	141177	93977	62439	41908	71082

	i=0,6	-254250	132287	82547	51645	20107	18167
	i=0,7	-254250	124456	70906	42966	14816	-15274

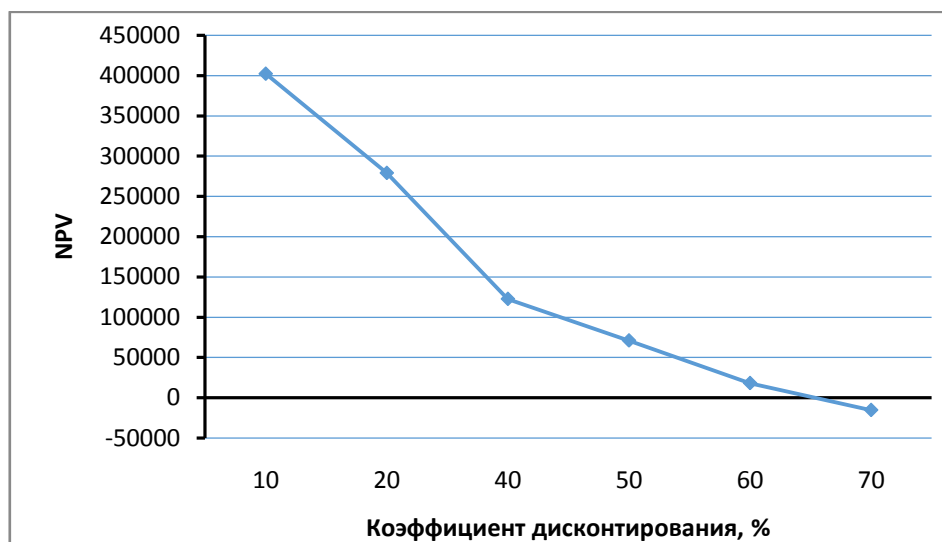


Рисунок 8 - Зависимость NPV от ставки дисконтирования

Из таблицы и графика следует, что по мере роста ставки дисконтирования чистая текущая стоимость уменьшается, становясь отрицательной. Значение ставки, при которой **NPV** обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или «внутренней нормы прибыли». Из графика получаем, что IRR составляет 0,65.

Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI)

Индекс доходности показывает, сколько приходится дисконтированных денежных поступлений на рубль инвестиций.

Расчет этого показателя осуществляется по формуле

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧПД_t}{(1+i)^t} / I_0,$$

где I_0 – первоначальные инвестиции.

$$PI = \frac{744660 + 673290 + 609131 + 557423}{268820} = 9,614; \quad (106)$$

$PI=9.614>1$, следовательно, проект эффективен при $i=0,1$; $NPV=268820$;

Оценка сравнительной эффективности исследования

Таблица 18 - Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Вариант исполнения аналога №	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
1	500	150000	134684	36354	321538
2	1000	200000	150949	40756,2	392705,2

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{254250}{392705,2} = 0,64; \quad (107)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{321538}{392705,2} = 0,82; \quad (108)$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{392705,2}{392705,2} = 1. \quad (109)$$

где I_{Φ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p,$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;
 a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы, пример которой приведен ниже.

Таблица 19 -Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.1	Исп.2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	3	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	2	3
3. Помехоустойчивость	0,15	5	3	3
4. Энергосбережение	0,20	4	3	3
5. Надежность	0,25	4	4	3
6. Материалоемкость	0,15	4	3	4
ИТОГО	1	26	18	20

$$I_{p-учн1} = 5*0,1 + 4*0,15 + 5*0,15 + 4*0,2 + 4*0,25 + 5*0,05 + 4*0,01 = 3,94; \quad (110)$$

$$I_{p-учн1} = 3*0,1 + 2*0,15 + 3*0,15 + 3*0,2 + 4*0,25 + 2*0,05 + 4*0,1 = 3,15; \quad (111)$$

$$I_{p-исн2} = 4*0,1 + 3*0,15 + 3*0,15 + 3*0,2 + 4*0,25 + 4*0,05 + 4*0,1 = 3,5. \quad (112)$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и налога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^{тек.проект} = \frac{I_{тек.проект}}{I_{\phi}^p} = \frac{3,94}{0,64} = 6,156; \quad (113)$$

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{I_{p-исн1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{3,15}{0,82} = 3,841; \quad (114)$$

$$I_{финр}^{исп2} = \frac{I_{p-исн2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,5}{1} = 3,5. \quad (115)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^{тек.проект}}{I_{финр}^{исп1}} = \frac{6,156}{3,841} = 1,602; \quad (116)$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^{тек.проект}}{I_{финр}^{исп2}} = \frac{6,156}{3,5} = 1,758. \quad (117)$$

Где $\mathcal{E}_{ср}$ – сравнительная эффективность проекта; $I_{мэ}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{мэ}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
34E21	Прокопышин Руслан Сергеевич

Институт	ИПР	Кафедра	ТПМ
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	- описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования). - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, освещение, шумы, вибрации, микроклимат). - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической).
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ IEC 60034-5-2011, ГОСТ Р 12.1.019-2009, СН 81—70, ГОСТ Р 52543-2006 (ИУС 8-2006)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	– действие фактора на организм человека; – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – механические опасности (источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);	

– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	– выбор наиболее типичной ЧС;
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	-специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Король И.С.	К.Х.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
34Е21	Прокопышин Р.С.		

4.Социальная ответственность

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

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

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

4.1. Техногенная безопасность

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

- возникновение пожара и взрыва при разгерметизации технологического оборудования или трубопроводов, а также при нарушении правил их безопасной эксплуатации и ремонта;
- травмирование работников вращающимися и движущимися частями насосов, компрессоров и других механизмов в случае отсутствия или неисправности ограждения;

- поражение электрическим током в случае нарушения изоляции токоведущих частей электрооборудования, неисправности заземления, неприменения средств индивидуальной защиты;
- повышенная или пониженная температура поверхности оборудования или воздуха рабочей зоны; повышенный уровень вибрации;
- недостаточная освещенность рабочей зоны; возможность падения при обслуживании оборудования, расположенного на высоте;
- отравление работников вследствие токсичности многих нефтепродуктов и их паров, особенно этилированных бензинов. [10]

Анализ вредных факторов производственной среды

При анализе вредных факторов производственной среды выделяют:

А) вредные физические факторы:

повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; повышенные уровни шума, вибрации, ультразвука и различных излучений - тепловых, ионизирующих, инфракрасных и др.; запыленность и загазованность рабочей зоны; недостаточная освещенность рабочих мест и проходов; повышенная яркость света и пульсация светового потока;

Б) опасные и вредные химические факторы:

1) Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

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

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

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

Обеспечение безопасности деятельности может быть достигнуто следующими тремя основными путями:

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

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

При воздействии холода, изменения возникают не только непосредственно в области воздействия, но также и на отдаленных участках тела. Это обусловлено местными и общими рефлекторными реакциями на охлаждение. Например, при охлаждении ног, наблюдается снижение температуры слизистой оболочки носа, глотки, что приводит к снижению местного иммунитета и возникновению насморка, кашля и т.д. Другим

примером рефлекторной реакции является спазм сосудов почек при охлаждении организма. Длительное охлаждение ведет к расстройствам кровообращения, снижению иммунитета. При сильном воздействии холода может происходить общее переохлаждение организма.

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

2) Токсичность нефти и нефтепродуктов.

Нефть и нефтепродукты являются вредными токсичными веществами, характеризующиеся высокой испаряемостью при обычной температуре.

Пары нефти и продуктов ее переработки представляют собой смесь углеводородов, имеющих запах бензина. Пары проникают в организм человека через дыхательные пути и кожу. Следует отметить, что вышеуказанные факторы наиболее сильное влияние оказывают на центральную нервную систему.

При отравлении парами нефти и нефтепродуктов возникает головная боль, головокружение, слабость, иногда возникает состояние опьянения, беспричинная веселость, а затем происходит потеря сознания. При

содержании паров углеводородов свыше 40 000 мг/м³ может наступить летальный исход.

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

Меры защиты от воздействия паров нефти и нефтепродуктов – спецодежда, спец- обувь, фильтрующий противогаз марки А, КД, рукавицы, крем.

Краткое описание веществ, влияющих на здоровье человека:

Сероводород

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

При вдыхании вызывает угнетенное состояние, воздействует на слизистые оболочки глаз, вызывая слезотечение, жжение глаз, светобоязнь. При больших концентрациях не ощущается его запах, т.к. происходит паралич обонятельного нерва, появляется головокружение, тошнота. При концентрации 1000 мг/м³ и выше, наступает паралич дыхания и сердца, и мгновенная смерть. [«Газы горючие природные. Методы определения сероводорода и маркаптановой серы» ГОСТ 22387.2-97]

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

Метанол

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

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

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

Особенно опасно поступление в организм через пищевой тракт. Прием внутрь 10 г метанола вызывает тяжелое отравление, нередко сопровождающееся потерей зрения и полной слепотой, а доза в 30 – 100 г является смертельной.

3) Повышенные уровни шума

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

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

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

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

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

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

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

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

Анализ опасных факторов производственной среды

На нефтегазовых промыслах к опасным физическим факторам относятся:

- движущиеся машины и механизмы; различные подъемно - транспортные устройства и перемещение грузов; незащищенные подвижные элементы производственного оборудования (приводные и передаточные механизмы, режущие инструменты, вращающиеся детали и др.); отлетающие частицы обрабатываемого материала и инструмента; электрический ток; повышенная температура поверхностей оборудования, продукта и материалов.

1) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Подвижными частями оборудования являются:

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

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

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности,

должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

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

Для этого проводят следующие мероприятия: 1. Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и др.).

2. Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов.

3. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по [\[ГОСТ Р 12.4.026-2001 ССБТ «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний»\]](#).

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

5. Устанавливают тормозные устройства обеспечивающие остановку шпинделя в течение не более 5 с. Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.

6. При установке заготовок и снятии деталей применяются автоматические устройства (механические руки, револьверные приспособления и др.) для исключения соприкосновения рук станочников с движущимися приспособлениями и инструментом.

7. Контроль на станках различных размеров обрабатываемых заготовок и снятие деталей для контроля проводится лишь при отключенных механизмах вращения или перемещения заготовок, инструмента и приспособлений.

2) Опасность поражения током.

Источником электроопасности могут быть электрические сети, электрифицированное оборудование (электродвигатель, трансформатор) и инструмент, вычислительная и организационная техника, работающая на электричестве.

Поражение человека электрическим током может произойти при:

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

Средства защиты от поражения электротоком:

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

Заземление металлических нетоковедущих элементов установки является одним из основных мероприятий, направленных на защиту людей от поражения током в случае замыкания токоведущих частей на нетоковедущие, нормально не находящиеся под напряжением.

3) Пожаровзрывоопасность

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

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

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

Ответственность за состояние пожарной безопасности на объекте, за обеспеченность первичными средствами пожаротушения, за соблюдение действующих противопожарных норм и правил, а также устранение замечаний и предписаний Госпожнадзора, несут руководители объектов, на которых данная обязанность возлагается приказом по предприятию.

Все лица, поступающие на работу, а также работники сервисных предприятий, выполняющие работы на пожароопасном объекте, должны пройти инструктаж по пожарной безопасности. Без прохождения указанного инструктажа, эти лица до работы не допускаются.

4.2. Региональная безопасность

Нефтяная и газовая промышленность остаются потенциально опасными по загрязнению окружающей среды и ее отдельных участков. Возможное воздействие их на основные компоненты окружающей среды (воздух, воду, почву, растительный, животный мир и человека) обусловлено токсичностью природных углеводородов, их спутников, большим

разнообразием химических веществ, используемых в технологических процессах, а также все возрастающим объемом добычи нефти и газа.

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

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

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

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

4) во избежании аварийных остановок установки не допускается использование в работе физически устаревшее оборудование без замены по износившимся узлам и деталям. Экологические проблемы при добычи нефти установками погружных центробежных электронасосов решаются или намечаются к решению по возможности комплексно, по различным направлениям с охватом разных этапов и видов основной деятельности. [11]

4.3. Организационные мероприятия обеспечения безопасности

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

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

- допуск к работе лиц не моложе 18 лет, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами — лиц, имеющих соответствующее специальное образование;
- обеспечение лиц, занятых на горных и буровых работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- применение машин, оборудования и материалов, соответствующих требованиям правил безопасности и санитарным нормам;
- проведение комплекса геологических, маркшейдерских и иных наблюдений, достаточных для обеспечения нормального технологического цикла работ;
- систематический контроль за состоянием атмосферы в районах ведения работ;
- запрещение ведения работ, если содержание вредных и опасных для здоровья людей веществ не соответствует требованиям норм и правил безопасности, санитарных норм;

- осуществление специальных мероприятий по прогнозированию и предупреждению аварийных ситуаций, охрану работников предприятий и населения в зоне ведения работ от их вредного воздействия. [12]

Особенности законодательного регулирования проектных решений

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

Приёмкасдача выполненных работ производится приёмочной комиссией в установленном законом порядке. Принятые объекты подлежат регистрации в качестве опасных производственных объектов. Организации, эксплуатирующие месторождения нефти и газа обязаны: выполнять требования промышленной безопасности, установленные к эксплуатации объектов нормативными техническими документами; допускать к работе на опасном производственном объекте работников соответствующей квалификации и не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе; иметь в наличии и обеспечить функционирование необходимых приборов и систем контроля производственных процессов; обеспечивать проведение экспертизы промышленной безопасности, проводить диагностику, испытание, освидетельствование сооружений и технических устройств в установленном порядке; организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности; создавать и поддерживать в надлежащем состоянии системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии; осуществлять другие действия и мероприятия по обеспечению

промышленной безопасности, установленные действующим законодательством.

Для обеспечения требований промышленной безопасности при добыче нефти и газа органами государственного горного надзора были разработаны и утверждены правила безопасности при проведении отдельных видов работ или эксплуатации промышленного оборудования. Для контроля за состоянием нефтяных и газовых скважинах проводятся специальные геофизические работы. Данные работы должны проводиться в объеме и с периодичностью, предусмотренными геолого-техническим нарядом на строительство скважины, планом проведения ремонтно-восстановительных работ и мероприятиями по контролю за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования.

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

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников; – приобретение и выдачу специальной одежды, специальной обуви, других средств индивидуальной защиты;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ;
- недопущение работников моложе 18 лет к работам на опасных производственных объектах, а также работников, не прошедших обязательные медицинские обследования или имеющих медицинские противопоказания.

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

К работам на объектах допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ. Срок стажировки устанавливается недропользователем самостоятельно, но не менее двух недель. За нарушение установленных законом требований промышленной безопасности виновные лица несут дисциплинарную, материальную, административную или уголовную и имущественную ответственность. Порядок привлечения к юридической ответственности установлен с нормами трудового, административного, уголовного и гражданского законодательства Российской Федерации.

4.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварийные разливы нефти и их средства локализации и методы ликвидации:

Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов, имеющие место на объектах нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, при транспорте этих продуктов наносят ощутимый вред экосистемам, приводят к негативным экономическим и социальным последствиям.

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

поскольку нефтяное загрязнение нарушает многие естественные процессы и взаимосвязи, существенно изменяет условия обитания всех видов живых организмов и накапливается в биомассе.

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

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

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

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

При разливах нефти на водной поверхности место разлива нефти локализуется с помощью специальных поплавков - бон. В нижней части бонов имеется металлическая пластина шириной 8 см, предотвращающая перетекание нефти под бонами. Локализованную нефть собирают плавающими насосными агрегатами импортного производства ("Морской

дьявол" и т.п.) с гидравлическим приводом от стационарного дизельного двигателя. Сбор нефти производится либо в линии близлежащих нефтепроводов, либо в случае их удаленности в отдельные резервуары, с периодической откачкой нефти из них автоцистернами. Для бесперебойной работы насосного агрегата разлитая нефть периодически подтягивается к насосу при помощи бон.

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

- срезание верхней части грунта совместно с загрязнениями и создание продольных валов по ходу техники;

- погрузку загрязненного грунта в транспортные средства и его транспортировку в отведенные для этого места;

- срезание грунта и оформление валов рекомендуется выполнять при помощи автогрейдеров, скреперов, бульдозеров.

Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов предусматривает выполнение многофункционального комплекса задач, реализацию различных методов и использование технических средств. Независимо от характера аварийного разлива нефти и нефтепродуктов (ННП) первые меры по его ликвидации должны быть направлены на локализацию пятен во избежание распространения дальнейшего загрязнения новых участков и уменьшения площади загрязнения нефтепродуктов, имеющие место на объектах нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, при транспорте этих продуктов наносят ощутимый вред экосистемам, приводят к негативным экономическим и социальным последствиям.

Заключение

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

Большой процент УЭЦН на месторождении работает в режиме ниже оптимального, как следовало бы, что тоже приводит к преждевременным отказам и снижению эффективности эксплуатации.

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

При подборе УЭЦН к скважине учтено уменьшение мощности погружного электродвигателя от увеличения температуры окружающей пластовой жидкости, согласно действующим техническим условиям (ТУ) заводов - изготовителей.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрено: Техногенная безопасность; Анализ вредных и опасных факторов производственной среды; Региональная безопасность; Организационные мероприятия обеспечения безопасности; Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Раздел «Финансовый менеджмент» содержит: Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;

SWOT-анализ; Планирование управления научно-техническим проектом; Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

Список литературы

1. Бобрицкий Н.В., Юфин В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1988 г., 200 с.
2. Никишенко С.Л. «Нефтепромысловые машины и механизмы» - М: УМК, 2005 г., 342 с.
3. Мищенко И.Т. «Расчеты в добыче нефти». – М.: Недра, 1989 г., 223 с.
4. Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. Москва, 2010 г., 224 с.
5. Никишенко С.Л. «Нефтепромысловые машины и механизмы» - М: УМК, 2005 г., 248 с.
6. Бухаленко Е.И. и др. Монтаж и обслуживание нефтепромыслового оборудования: - М.: Недра, 1994 г., 195 с.
7. Иванов М.Н., Детали машин М., Высшая школа, 1991 г., 350 с.
8. Бочарников В.Ф., Чижиков Ю.Н. Методические указания по дипломному проектированию для студентов специальности (0508). Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов. Тюмень, 1987 г., 33 с.
9. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М., Недра, 1974 г., 184 с.
10. Семич А.В., Семич В.П., Лейкин Э.Э, Лобанов В.Я., Михайлюк И.А. Вводный инструктаж по охране труда. Мн: ЦОТЖ, 2003 г., 269 с.
11. Сулейманов М.М. и др. Охрана труда в нефтяной промышленности. М., Недра, 1980 г., 392 с.
12. Урбанович А. И., « Учебно – методический комплекс “Охрана труда». Минск, 2006 г., 483 с.
13. Паспорт погружного центробежного модульного насоса. 211. НМЛ

03.000 ПС 1. Лебядинский машиностроительный завод. 15 с.

14. Анализ отказов по ЭЦН. СЦБПО ЭПУ, Сургут, 1998 г.

15. Руководство по эксплуатации УЭЦНМ. БПТО и КО № 3, Сургут. 118 с.

Приложение А

Допустимые уровни шума, дБ, на рабочем месте

Категория работ по тяжести труда	Уровни шума, дБ, для степени напряженности труда			
	Легкая	Средняя	1 степень напряженности	2 степень напряженности
Легкая и средняя	80	80	60	50
Тяжелая	65	75	-	-

Приложение Б

Допустимые величины вибрации в производственных помещениях предприятий

Амплитуда колебаний вибрации, мм	Частота вибрации, Гц	Скорость колебательных движений, см/с	Ускорение колебательных движений, см/с ²
0,6-0,4	До3	1,12-0,76	22-14
0,4-0,15	3-5	0,76-0,46	14-15
0,15-0,05	5-8	0,46-0,25	15-13
0,05-0,03	8-15	0,25-0,28	13-27
0,03-0,009	15-30	0,28-0,17	27-32
0,009-0,007	30-50	0,17-0,22	32-70
0,007-0,005	50-75	0,22-0,23	70-112
0,005-0,003	75-100	0,23-0,19	112-120
* 1,5-2	45-55	1,5-2,5	25-40