

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

---

Институт ЭНИН

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра ЭПЭО

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Частотно-регулируемый асинхронный электропривод электроцентробежного насоса ЭЦН 3-80-2000</b>

УДК 62-83-529:622.53

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ГМ5А	Раков И.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Дементьев Ю.Н.	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Кузьмина Н.Г.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭПЭО	Дементьев Ю.Н.	к.т.н.		

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

---

Институт ЭНИН  
Направление подготовки (специальность) 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
Кафедра ЭПЭО

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой  
Дементьев Ю.Н.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

**Магистерской диссертации**

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5ГМ5А	Раков Иван Витальевич

Тема работы:

<b>Частотно-регулируемый асинхронный электропривод электроцентробежного насоса ЭЦН 3-80-2000</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.02.2017, №1109/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

- подача насоса – 25 м<sup>3</sup>/сут;  
- напор – 5700 м;  
- диапазон регулирования частоты вращения не менее  $D_{\omega} = 2$ ;  
на основании расчета выбрать электропривод.  
Параметры питающей сети: 3-х фазная сеть 380/220 В, 50 Гц.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Обзор установки электроцентробежного насоса;</li> <li>- Расчет и выбор погружного двигателя для УЭЦН и определение параметров его Т образной схемы замещения;</li> <li>- Моделирование в среде MatLab.</li> <li>- Экономическая часть</li> <li>- Производственная и экологическая безопасность.</li> </ul>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Естественные механические и электромеханические характеристики погружного электродвигателя</li> <li>- Имитационные модели системы ПЧ-АД в среде Matlab Simulink;</li> <li>- Характеристики скорости и электромагнитного момента АД.</li> </ul>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент	Ст. преподаватель, Кузьмина Н.Г.
Социальная ответственность	Доцент, Дашковский А.Г.

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Дементьев Ю.Н.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ГМ5А	Раков Иван Витальевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 5ГМ5А	ФИО Ракову Ивану Витальевичу
-----------------	---------------------------------

Институт Уровень образования	Энергетический Магистр	Кафедра Направление/специальность	ЭПЭО Электроэнергетика и электротехника
---------------------------------	---------------------------	--------------------------------------	--

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

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:

- вредных проявлений факторов производственной среды
- опасных проявлений факторов производственной среды

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

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:

- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности

- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактич. мероприятия, средства пожаротушения)

- механические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, средства защиты);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

3. Охрана окружающей среды:

- экологическая безопасность

- разработка и принятие решений по обеспечению экологической безопасности предприятия.

4. Защита в чрезвычайных ситуациях:

- перечень возможных ЧС на объекте;
- выбор наиболее типичной ЧС;

- перечень возможных ЧС на объекте;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

### Задание выдал консультант:

Должность Доцент	ФИО Дашковский А.Г.	Подпись	Дата
---------------------	------------------------	---------	------

### Задание принял к исполнению студент:

Группа 5ГМ5А	ФИО Раков И.В.	Подпись	Дата
-----------------	-------------------	---------	------

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

Студенту:

Группа	ФИО
5ГМ5А	Ракову Ивану Витальевичу

Институт	Энергетический	Кафедра	ЭПЭО
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

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

<p>1. Стоимость затрат технического проекта (ТП): на специальное оборудование, зарплату, страховые отчисления, прочие и накладные расходы</p>	<p><i>Затраты на специальное оборудование определяются согласно стоимости оборудования по прейскурантам или по договорной цене. Зарботная плата определяется исходя из тарифной ставки и коэффициентов, зависящих от различных условий: организация, регион. Страховые отчисления определяются согласно Федеральному закону от 24.07.2009 №212-ФЗ Прочие и накладные расходы определяются исходя из суммы остальных статей расходов.</i></p>
<p>2. Продолжительность выполнения ТП</p>	<p><i>Приблизительная оценка продолжительности выполнения ТП составляет 120 календарных дней</i></p>

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

<p>1. Планирование и формирование графика работ по реализации ТП</p>	<p><i>Определение затрат на проект</i></p>
<p>2. Формирование сметы</p>	<p><i>Смета затрат на оборудование</i></p>
<p>3. Оценка потенциала и перспективности реализации ТП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</p>	<p><i>Оценка технического уровня электропривода</i></p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Кузьмина Н.Г.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ГМ5А	Раков И.В.		

## Оглавление

Реферат .....	7
Введение .....	8
1 ЭЦН 3 – 80 – 2000. Назначение, устройство, принцип действия, технические и эксплуатационные характеристики .....	11
1.1 Назначение .....	11
1.2 Устройство.....	13
1.3 Требования к электроприводу для обеспечения бесперебойной работы установки .....	34
2 Расчет и выбор погружного двигателя для ЭЦН 3 – 80 – 2000 и определение параметров его Т-образной схемы замещения .....	34
2.1 Методика подбора УЭЦН к скважине .....	34
2.2 Определение параметров Т образной схемы замещения погружного электродвигателя ЭДСТ 56 – 96М .....	41
2.3 Проверка адекватности расчетных параметров двигателя .....	47
2.4 Расчет естественных характеристик электродвигателя .....	47
3 Обзор систем управления и способов регулирования электропривода.....	53
3.1 Системы управления электроприводом .....	53
3.2 Выбор закона частотного регулирования.....	54
3.3 Методика подбора наземного оборудования.....	55
3.3.1. Подбор ТМПН.....	55
4 Расчет статических характеристик системы преобразователь – двигатель при частотном регулировании.....	58
4.1 Механические характеристики системы преобразователь-двигатель при законе регулирования $U_1 / f_1^2 = \text{const}$ .....	59
5 Частотно-регулируемый асинхронный электропривод со скалярным управлением .....	61
5.1 Функциональная схема системы скалярного частотного управления .....	64
5.2 Имитационные исследования частотно-регулируемого асинхронного электропривода насоса со скалярным управлением .....	70
6 Производственная и экологическая безопасность при выполнении работ, связанных с обслуживанием скважин, оборудованных УЭЦН .....	72
7 Техничко-экономическое обоснование проекта .....	90
Заключение.....	100
Список использованных источников.....	102

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 133 с., 41 рисунков, 15 таблиц, 38 источников.

Ключевые слова: частотно-регулируемый электропривод, скалярное управление, установка электроцентробежного насоса, асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором, преобразователь частоты, регулирование давления.

Объектом исследования является частотно-регулируемый электропривод установки электроцентробежного насоса ЭЦН 3-80-2000 .

Цель работы – Разработка частотно-регулируемого электропривода установки электроцентробежного насоса ЭЦН 3-80-2000 .

В результате исследования был разработан частотно-регулируемый электропривод установки электроцентробежного насоса ЭЦН 3-80-2000.

Достигнутые технико-эксплуатационные показатели: полностью соответствующие заданию.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2010 на листах белой бумаги формата А4 с помощью программных средств Matlab, Mathcad.

## Введение

Создание бесштанговых насосов в нашем государстве началось ещё перед революцией. Когда А.С. Артюнов, совместно с В.К. Барабашим создали глубинный аппарат, в коем центробежный насос приводился в действие погружным электродвигателем. Русские инженеры, включая с двадцатых годов, предложили исследование поршневых насосов с поршневым пневматическим мотором. Один из первых, кто создал подобные насосы, был М.И. Марцишевский.

Исследование глубинного насоса с пневмодвигателем было продолжено в Азинмаше В.И. Документовым. Глубинные центробежные насосы с электроприводом разрабатывались в довоенный промежуток А.А.Богдановым, А.В. Крыловым, Л.И. Подштурман. Индустриальные примеры центробежных насосов с электроприводом были изобретены в особенном конструкторском бюро в области бесштанговых насосов. Данное предприятие проводит все без исключения исследования в области глубинных бесштанговых насосов, в том числе и в области винтообразных, диафрагменных и др.

Нефтегазодобывающая индустрия, с разведкой новейших месторождений, имела необходимость в насосах с целью отбора с забоя скважины значительного числа воды. Безусловно, то что более разумен лопастный электроводонасос, адаптированный с целью увеличения подач. Из лопастных насосов приобрели распространение насосы с рабочими колесами центробежного вида, так как они выдавали огромное давление при установленных подачах воды и габаритах насоса. Обширное использование глубинных центробежных насосов с электроприводом обуславливается многочисленными условиями. Присутствие такого условия как большое количество воды на забое скважины установка ЭЦН более экономна и менее сложна в обслуживании для сервисных компаний, по сравнению с компрессионной добычей и подъемом воды с забоя, насосами иных видов.

При крупных подачах энергозатраты на монтаж сравнительно не слишком велики. Ремонт и обслуживание установок ЭЦН является простой процедурой, так как на поверхности располагаются только лишь станция управления и трансформатор, никак не требующие непрерывного обслуживания.

Монтаж оснащения ЭЦН простой, так как станция управления и трансформатор никак не нуждаются в организации оснований. Данные устройства ЭЦН располагают, как правило, в простой будке.

## Обозначения и сокращения

АД – асинхронный двигатель;

АИН – автономный инвертор напряжения;

ГД – гидрозащита;

ГЖС – газо-жидкостная смесь;

ЗИС - задатчик интенсивности скорости;

ЗП – заработная плата;

НИР – научно-исследовательская работа;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

КПД – коэффициент полезного действия;

ЛЭТСАР – лента силиконовая самослипающаяся;

ОК – обсадная колонна;

ПЧ – преобразователь частоты;

ПЧН – преобразователь «частота-напряжение»;

ПЭД – погружной электродвигатель;

СУЭП – системы управления электроприводом;

ТМПН – трансформатор маслonaполненный с естественной циркуляцией масла для скважинных нефтяных насосов;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ФНУ - формирователь напряжений управления;

ЭД – электродвигатель;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

ШИМ – широтно-импульсная модуляция.

# 1 ЭЦН 3 – 80 – 2000. Назначение, устройство, принцип действия, технические и эксплуатационные характеристики

## 1.1 Назначение

Фонтанный и газлифтный (компрессорный и бескомпрессорный) методы добычи нефти результативны при высоком и ультра высоком давлении на забое скважины и значительном газовом факторе добываемого флюида. После извлечения большей части количества флюида из месторождения, пластовая энергия уменьшается, увеличивается обводненность добываемого флюида, уменьшается относительное содержание газа в отбираемой смеси. Уровень отбираемой жидкости в скважине снижается. Фонтанный метод извлечения флюида становится невозможным, а компрессорный – не столь эффективным, и из-за этого они заменяются механическим способом извлечения флюида. [6]

Для извлечения флюида применяются штанговые и бесштанговые насосы. Штанговые насосы комплектуются наземным (поверхностным) приводом, скважинным насосом и длинной связью между ними, которая представляет собою длинную трубку, составленную из металлических свечей.

Бесштанговые насосы имеют скважинный насос и скважинный привод насоса, напрямую соединенные между собой. Электроэнергия к приводу насоса подводится по кабелю (при электроприводе) или по трубопроводу (при гидроприводе или пневмоприводе). Благодаря отсутствию длинной мехсвязи между приводом и насосом бесштанговые насосы имеют значительно более высокую мощность, чем штанговые. Данное преимущество дает возможность сохранять большие отборы жидкости некоторыми видами бесштанговых насосов. К этим насосам, прежде всего, относятся погружные центробежные насосы с электроприводом. Данными насосами производится наибольший отбор флюида с забоя скважин при механической добычи нефти. В РФ установками погружных центробежных насосов, имеющих аббревиатуру УЭЦН (установки электроприводных центробежных насосов), оборудованно

более 35% всех нефтяных скважин и выкачивается приблизительно 70% от всей добываемой нефти.

Главный тип энергии для бесштанговых насосных установок - электроэнергия либо, сила жидкости или газа, подаваемых при помощи разнообразных типов коммуникаций к погружному электродвигателю. При помощи трансмиссии вращающий момент от двигателя переходит к глубинному насосу, который в зависимости от условий применения может иметь (и имеет) разнообразную конструкцию главных рабочих узлов насоса.

Большое многообразие схем и конструкций лопастных, объемных и инжекционных (струйных) насосов объясняет множество допустимых видов погружных механизмов бесштанговых насосов.

В сегодняшний день обширно используются либо проходят индустриальную проверку бесштанговые насосы около десяти разновидностей. Главные из них - центробежные, винтовые и диафрагменные насосы с электроприводом, гидропоршневые, струйные с гидроприводом.

Установки бесштанговых насосов обладают, помимо насоса и привода, сервисным оборудованием для управления, транспортировки энергии и т. п.

Нефтедобывающая индустрия регулярно нуждается в насосах для отбора с забоя скважины еще более значительного объема флюида. Больше всего пригодны для этих целей динамические лопастные насосы. Из лопастных насосов максимальное распространение имели насосы с рабочими колесами центробежного типа, из-за того что они формируют достаточно более высокий напор при определенных подачах флюида и размерах насоса, обладая при этом довольно высоким коэффициентом полезного действия и высокой безотказностью.

Погружной центробежный насос приводится в действие погружным электродвигателем. Электроэнергия подводится к мотору по особому кабелю, размещаемому в скважине на поверхности НКТ. Обширное использование погружных электроприводных центробежных насосов обуславливается

многочисленными условиями. При больших отборах флюида с забоя скважины установки ЭЦН более экономичны и менее сложны при обслуживании их сервисными компаниями, по сравнению с компрессорной добычей и подъемом флюида насосами иных видов. При высоких подачах, энергетические расходы на монтаж относительно дешевы. При данной сфере использования, коэффициент полезного действия ее довольно большой (до 0.35). Сервис установок ЭЦН легкий, из-за того что на поверхности размещаются только станция управления и трансформатор, не требующие регулярного обслуживания. При использовании установок ЭЦН достаточно легко подвергнуть их автоматизации и телеметрии. Установка наземного оборудования УЭЦН простое, из-за того что станция управления и трансформатор не нуждаются в основании. Межремонтный период службы – приблизительно год (в основном это зависит от количества механических примесей в добываемом УЭЦН флюиде).

## 1.2 Устройство

### 1.2.1 Устройство УЭЦН

Глубинный насос является многосекционным и имеет от 80 до 500 секций.

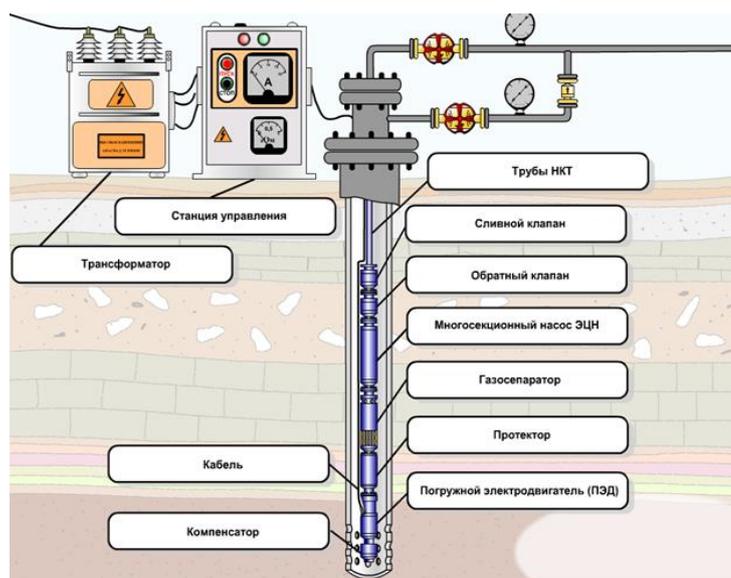


Рисунок 1.1 – Устройство УЭЦН

Установка ЭЦН считается непростой технической системой, то есть представляет из себя совокупность уникальных по конструкции компонентов. Установка состоит из двух частей: наземной и погружной.

Флюид принимается насосом сквозь фильтрующую сетку грубой очистки, которая располагается в его нижней части. Сетка используется для фильтрации пластового флюида. Насос подает флюид с забоя скважины в НКТ. Погружной электродвигатель (ПЭД) – маслonaполненный, герметизированный. Для исключения возможности проникновения в него пластового флюида, он имеет узел гидрозащиты. Ротор электродвигателя объединен с валом гидрозащиты и через него с валом насоса. При использовании асинхронных электродвигателей ротор имеет скорость вращения 2800 – 2950 об/мин.

Для того чтобы увеличить результативность применения внутреннего диаметра обсадной колонны, обязательным условием является то что необходимо до минимума сократить зазор между обсадной колонной и погружным центробежным насосом. Минимальный зазор который допустим, обеспечивающий безаварийный спуск и подъем оборудования, как демонстрирует практическая деятельность, равен шести миллиметрам. По внутреннему диаметру обсадной колонны и принятому зазору выбирают габариты погружного центробежного насоса.

Трансформатор 5 используется для того чтобы повысить напряжение тока, получаемого от промышленной сети (380 В), т.к. у электродвигателя напряжение значительно больше данного значения (400-2000 В и более). Помимо этого, трансформатор нужен для компенсации падения напряжения в длинном кабеле.

Станция управления дает возможность включать и отключать УЭЦН вручную или автоматически при аварийном режиме работы. Помимо этого, станция содержит датчики, показывающие силу тока, напряжение, сопротивление изоляции кабеля и другие параметры, т.е. новейшие станции

управления, дают возможность осуществлять диагностику работоспособности УЭЦН.

Колонна НКТ снабжается обратным 6 и спускным 11 клапанами. Обратный клапан расположен в верхней части (головке) насоса в особой муфте, в которой находится седло, шар и ограничитель подъема шара. В определенных конструкциях обратных клапанов используются другие типы запирающих элементов (тарель, конус).

Обратный клапан 11 дает возможность при остановках насоса (остановки могут происходить, к примеру, из-за того что произошло отключение электрической энергии при аварии на силовой линии) сохранить в колонне насосно-компрессорных труб флюид. Таким образом, при остановке погружного насоса флюид не сливается из труб в скважину и не затрачивается время на заполнение насосно-компрессорных труб, а также облегчается запуск установки, особенно при больших глубинах насосно-компрессорных труб (заполненной колонне труб соответствует большой напор). При высоких напорах для центробежного насоса (в сравнении с низким напором и большой подачей) необходима меньшая приводная мощность.

Спускной клапан 6 дает возможность очистить колонну насосно-компрессорных труб от флюида, перед подъемом агрегата с забоя скважины. Спускной клапан аналогично размещен в особой муфте (соединяющей между собой насосно-компрессорные трубы) и представляет из себя бронзовую трубку (ниппель), один конец которой запаян, а противоположный, открытый конец, на резьбе крепится в муфту изнутри. Спускной клапан находится горизонтально по отношению к вертикальной колонне насосно-компрессорных труб. При появлении необходимости подъема установки с забоя скважины в колонну насосно-компрессорных труб сбрасывается лом, который разрушает бронзовую трубку сливного клапана, и флюид из насосно-компрессорных труб при подъеме сливается в затрубное пространство. Использование подобного спускного клапана не рекомендовано, если в установке применяется скребок

для очистки насосно-компрессорных труб от парафина и гидратов, т.к. при обрыве провода, на котором опускают данный скребок, он падает и разрушает ниппель, происходит внеплановый перепуск флюида в затрубное пространство скважины, и приходится поднимать агрегат. Из-за этого используются спускные клапаны иных видов, приводимые в работу без спуска лома, к примеру, за счет увеличения давления в насосно-компрессорных трубах.

Клеммная коробка (выносной пункт подключения кабеля) 10 используется для обрыва кабеля.

Насосы для добычи нефти производства фирмы «БРПО», используются для откачки пластовой жидкости (смеси нефти, попутной воды и газа) с забоя нефтяных скважин, водоподъема из скважин.

В качестве привода погружных насосов используются погружные и общепромышленные асинхронные электродвигатели. Погружные насосы в соответствии с ГОСТ 27.003 относятся к изделиям типа I, невосстанавливаемым ремонтируемым.

### **1.2.2 Скважинные центробежные насосы (ЭЦН)**

Глубинные центробежные насосы считаются многоступенчатыми машинами. Во-первых, это обусловлено очень малыми величинами напора, которое создается одной ступенью (рабочим колесом и направляющим аппаратом).

Конструкция погружного центробежного насоса может быть обычной и износостойкой, а помимо этого увеличенной коррозионной стойкостью. Диаметры и конструкция узлов насоса, в большинстве своём, одинаковы для всех исполнений насоса.

Погружной электроцентробежный насос стандартного исполнения рассчитан для подъема с забоя скважины флюида с обводненностью до 99%. Мехпримесей в поднимаемом флюиде должно быть не более – 0,1 г/л,

сероводорода – не более 0,01 г/л, концентрация газа на всасе насоса – не должно быть больше 25%.

Электроцентробежный насос из нержавеющей стали спроектирован для работы при концентрации в поднимаемом флюиде сероводорода не более 1,25г/л.

Износостойкое исполнение дает возможность поднимать флюид с концентрацией механических примесей не более 0.5 г/л.

Рабочим органом погружного центробежного насоса является ступень насосная (СН) с цилиндрическим (ЦЛ) или наклонно-цилиндрическими лопатками (НЦЛ), которая состоит из рабочего колеса и направляющего аппарата. (см. рис. 1.2)

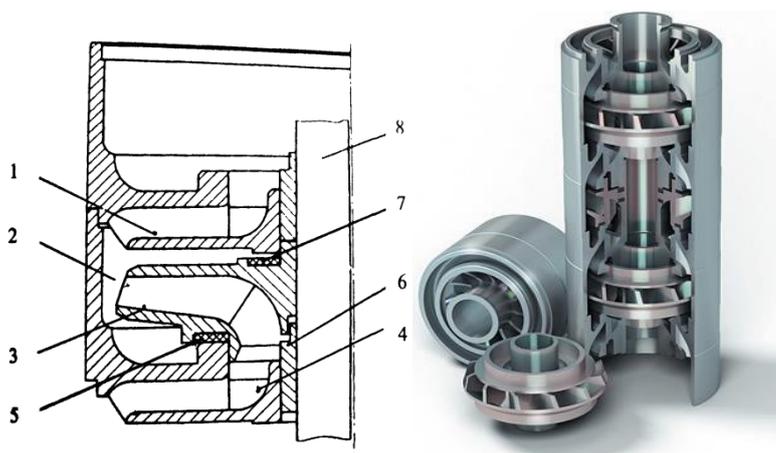


Рисунок 1.2 – Ступень ЭЦН: 1-направляющий аппарат, 2,4 – кольцевые безлопаточные камеры, 3 – рабочее колесо, 5 – нижняя опорная шайба, 6 – защитная втулка, 7 – верхняя опорная шайба, 8 – вал

Ступени с НЦЛ используются в насосах с высокой величиной подачи. Имеют более высокий коэффициент полезного действия и более чем в полтора раза увеличенную подачу, если сравнивать с ЦЛ.

Радиальный подшипник электроцентробежного насоса (рис. 1.3) воспринимает радиальные нагрузки, появляющиеся при использовании насоса.

Он состоит из опорной втулки с вкладышем, опорная втулка и вкладыш являются неподвижными деталями и втулки, вращающейся совместно с валом. В каждой модуль-секции есть два радиальных подшипника – верхний и нижний, а в модуль-секциях насосов износостойкого исполнения применяются так же и промежуточные радиальные опоры.

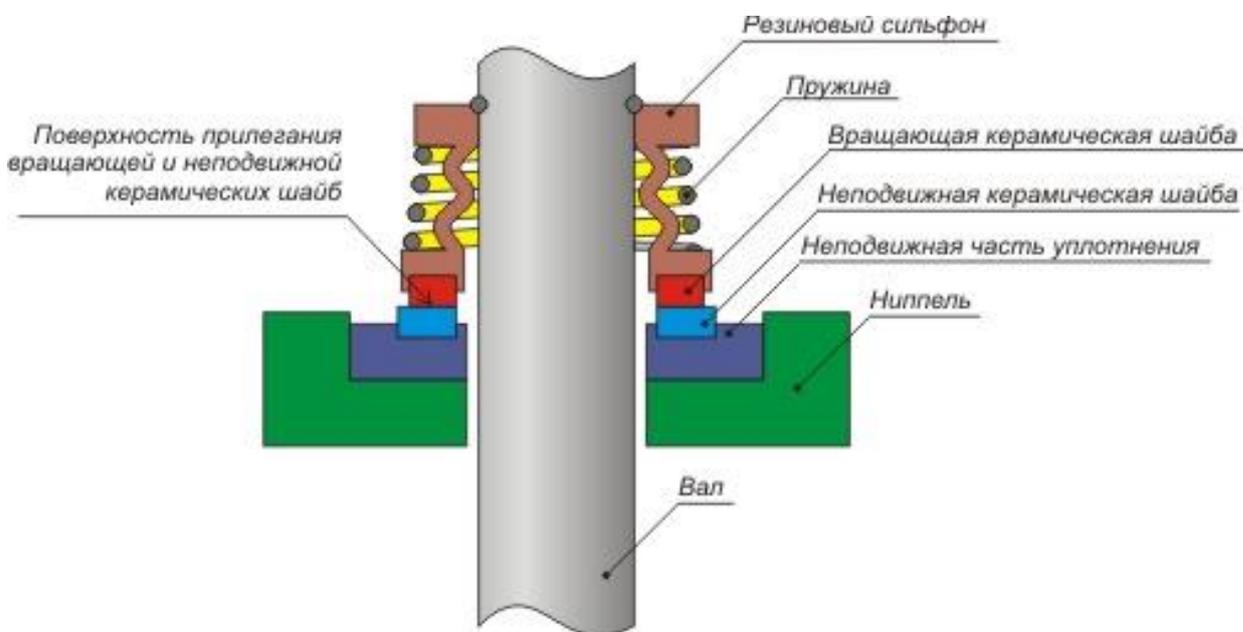


Рисунок 1.3 – Радиальный подшипник ЭЦН

### 1.2.3 Погружной электродвигатель (ПЭД)

Погружные маслonaполненные трехфазные асинхронные с короткозамкнутым ротором (двух- или четырех-) полюсные электродвигатели используются в роли привода для погружных центробежных насосов для откачки пластового флюида с забоя нефтяных скважин с углом отклонения от вертикали в месте закрепления не более 60°. Электродвигатели, так же как и насосы, обязаны иметь достаточно малые диаметры, различные для нефтяных скважин с разными обсадными колоннами. Мощность электродвигателей может приближаться к 500 кВт.

Малые диаметры и высокие мощности вызывают необходимость увеличивать длину электродвигателей, которая иногда превосходит 8 м.

Электродвигатель с насосом соединяется с помощью шлицевой муфты.

Секционные электродвигатели состоят из верхней и нижней секций, которые соединяются при сборке электродвигателя на поверхности. Каждая секция состоит из статора и ротора, устройство которых такое же как и у односекционного электродвигателя.

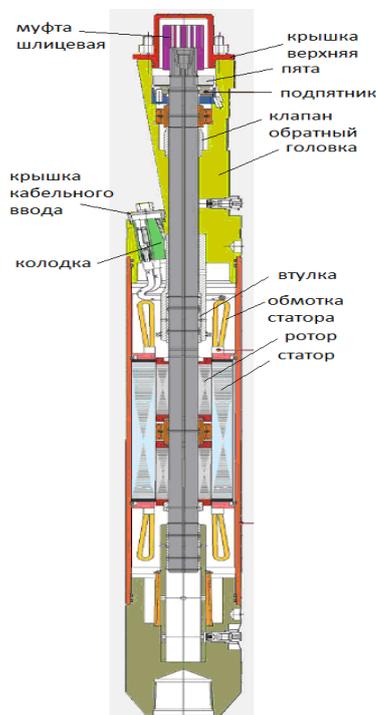


Рисунок 1.4 – Погружной электродвигатель

Производится не менее ста модификаций электродвигателей различной мощности, что может помочь подобрать наиболее оптимальное сочетание электродвигатель – насос для обеспечения работы установки с максимально возможным коэффициентом полезного действия.

Использование особых электротехнических материалов дает возможность использовать погружные электродвигатели при температуре пластового флюида не более 120°C, а в термостойком исполнении – не более 150°C.

После того как электродвигатель собрали на специальном стенде, на котором контролируется качество отдельных узлов, электродвигатель подвергается испытаниям на станции в условиях, которые близки к реальным, в том числе с нагревом до рабочих температур. Испытания проводятся на всех

электродвигателях, после того как прошли испытания все они разбираются и тщательно проверяются. Проводится контроль сопротивления изоляции по индексу поляризации.

Ротор погружного электродвигателя короткозамкнутый, многосекционный. Ротор состоит из вала, пакета ротора, радиальной опоры (подшипник скольжения), втулки.

Пакеты ротора устанавливаются на вал группами по 3—4 пакета. Группа пакетов фиксируется на валу стопорными кольцами так, чтобы был гарантирован зазор 2-3 мм, компенсирующий тепловые расширения во время работы.

Поочередно с пакетами на вал устанавливают радиальные пары трения: подшипники и втулки подшипников.

Втулки подшипников произведены из бронзо-графита методом порошковой металлургии.

Узел токового ввода используется для питания обмотки статора электрической энергией и состоит из кабельной муфты и электроизоляционной колодки. В колодке расположены составные электрические контакты, соединенные с выводами обмотки статора. Соединение кабельной муфты с головкой погружного электродвигателя герметично, при этом электрические контакты узла токового ввода размещаются внутри электродвигателя, который заполнен диэлектрическим маслом.



Рисунок 1.5 – Токоввод погружного электродвигателя

Электродвигатель заполняется особым диэлектрическим нагревостойким маслом, которое обладает высокими смазывающими свойствами и диэлектрической прочностью не менее 30 кВ.

Циркуляция масла внутри двигателя производится из полости фильтра из внутреннего отверстия в валу через пята - турбину, потом масло поступает для смазывания радиальных подшипников, и оттуда попадает в зазор между статором и ротором и направляется назад к фильтру.

#### **1.2.4 Гидравлическая защита электродвигателя (протектор и компенсатор)**

Гидравлическая защита применяется для использования в погружных маслonaполненных электродвигателях диаметром корпуса 103, 117 и 130 мм, которые используют в роли привода центробежных насосов для подъема флюида с забоя нефтяных скважин, и предназначен для того чтобы защитить внутреннюю полость электродвигателя от попадания в нее пластового флюида, в том числе нивелирование температурных изменений объема масла.

Пластовый флюид, когда попадает в электродвигатель, существенно понижает изоляционные свойства диэлектрического масла, а попадая под

изоляцию обмоточных проводов, это может служить причиной короткого замыкания обмотки. Помимо этого, так же ухудшается смазка подшипников вала электродвигателя.

В данный момент времени на промыслах Российской Федерации широко распространены гидрозащиты типа Г, П и ПД.

Гидравлическая защита типа Г производится из 2-х главных сборочных единиц: протектора, который ставится между насосом и двигателем и компенсатора, размещенного в нижней части двигателя.

Протектор предназначен для гидравлической защиты электродвигателя от пластового флюида и смазывания радиально-упорного подшипника (при необходимости) – рис. 1.9. Большой объем протектора, который состоит из эластичного мешка 5, заполнен жидким диэлектрическим маслом. Сквозь обратный клапан 7 внешняя поверхность мешка воспринимает давление флюида скважины на глубине спуска подземного насосного агрегата.

Верхняя часть вала 1 присоединяется шлицевой муфтой с нижним концом вала насоса. Торцовое уплотнение 2 разделяет верхнюю полость, в которой может находиться скважинный флюид, от полости чуть ниже уплотнения, которая заполнена трансформаторным диэлектрическим маслом, находящимся, как и скважинный флюид, под высоким давлением, которое равно давлению на глубине погружения.

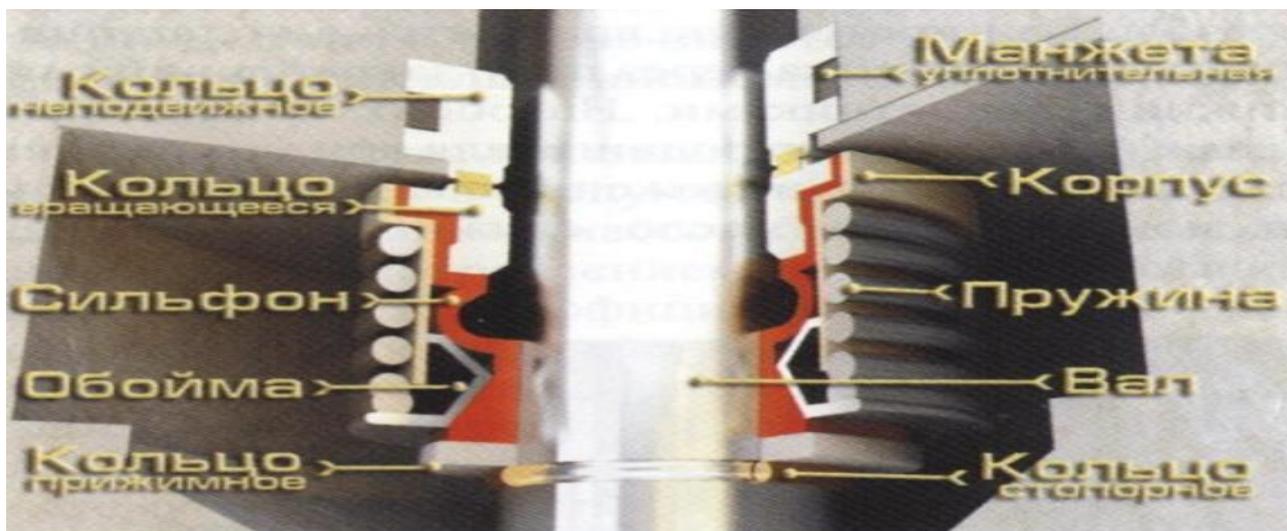


Рисунок 1.6 – Конструкция протектора гидрозащиты типа Г

Ниже торцового уплотнения 2 расположен подшипник скользящего трения, а еще ниже – узел 3 – опорная пята, которая воспринимает осевое усилие вала насоса (также работает в жидком диэлектрическом масле). Еще ниже расположено второе торцовое уплотнение 4 для более высокой степени герметизации электродвигателя. Под ним расположен резиновый мешок 5 в корпусе 6, он герметично разделяет 2 полости: внутреннюю полость мешка, заполненную трансформаторным диэлектрическим маслом, и полость между корпусом 6 и самим мешком, в который может проникать скважинный флюид через обратный клапан 7. Флюид, попадая в полость, сжимает мешок с диэлектрическим маслом до давления, которое равно внешнему. Жидкое диэлектрическое масло сквозь зазоры вдоль вала поступает к торцовым уплотнениям и вниз к погружному электродвигателю. Спроектирована конструкция гидравлической защиты ГД, в которой на валу имеется маленькая турбина, создающая более высокое давление во внутренней полости мешка 5.



Рисунок 1.7 – Конструкция компенсатора гидрозащиты типа Г

В корпус компенсатора есть отверстия, связывающие наружную поверхность мешка со скважиной. Внутренняя полость мешка связана с электродвигателем, а внешняя полость – со скважиной.

При охлаждении диэлектрического масла объем мешка уменьшаются, и скважинный флюид сквозь отверстия в корпусе компенсатора поступает в зазор между наружной поверхностью мешка и внутренней стенкой корпуса компенсатора, создавая из-за этого условия полного заполнения внутренней полости погружного электродвигателя диэлектрическим маслом. При увеличении температуры диэлектрического масла в электродвигателе объем его увеличивается, и диэлектрическое масло попадает во внутреннюю полость мешка компенсатора; при этом скважинный флюид сквозь зазор между наружной поверхностью мешка и внутренней поверхностью корпуса выдавливается через отверстия в скважину.

### **1.2.5 Газосепаратор**

Постоянная интенсификация добычи нефти и широкий диапазон изменения газового фактора добываемой нефти приводят к тому, что превышаются допустимые значения свободного газосодержания на входе в насос. Это приводит к ухудшению условий работы насоса и Погружного электродвигателя, увеличению вибрации установки и снижению ее работоспособности.

Для борьбы с газом в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН, применяются различные конструкции газосепараторов и диспергирующих устройств.

Использование газосепараторов или диспергаторов позволяет предотвратить кавитацию, заклинивание рабочих органов насоса, обеспечить необходимую производительность насоса, повысить коэффициент полезного действия.

Использование сепараторов подразумевает установку на приеме насоса особых устройств, разделяющих жидкость и газ, и выброс газа в затрубное пространство.

Применение диспергаторов дает возможность повысить максимально допускаемое значение объемного газосодержания на приеме погружного насоса от 0,10 до 0,25 за счет образования тонкодисперсной структуры поднимаемого флюида. Диспергаторы имеют высокий коэффициент полезного действия в обводненных скважинах, образующих вязкую эмульсию, так как способствуют разрушению ее структуры.

Диспергатор – это сильный турбулизатор потока и позволяет эффективно выравнивать структуры газожидкостного флюида. Диспергаторы могут монтироваться как вне корпуса насоса, так и внутри насоса, однако для этого из корпуса насоса нужно убрать несколько рабочих ступеней.

Мировыми производителями выпускается три вида газосепараторов: гравитационные, вихревые, центробежные.

Использование центробежных газосепараторов признается самым надежным средством защиты электроцентробежных насосов от пагубного воздействия свободного газа. От эффективности работы центробежных сепараторов во многом зависят условия использования и наработка на отказ погружного центробежного насоса в скважине.

Для того чтобы отделить газ от жидкости в данных газосепараторах можно использовать плавучесть газовых пузырьков под воздействием гравитационных, либо центробежных сил.

Гравитационный газосепаратор является сепаратором с самым низким коэффициентом сепарации, центробежный – самым большим коэффициентом сепарации, а вихревой газосепаратор по коэффициенту сепарации занимает среднее положение.

Газосепаратор работает таким образом: газожидкостная смесь попадает через сетку и отверстия входного модуля на шнек и далее к рабочим органам газосепаратора. За счет созданного напора газожидкостная смесь поступает во вращающуюся камеру сепаратора, снабженную радиальными ребрами, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с

наружного периметра камеры сепаратора поступает по каналам переводника на прием погружного насоса, а газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство.

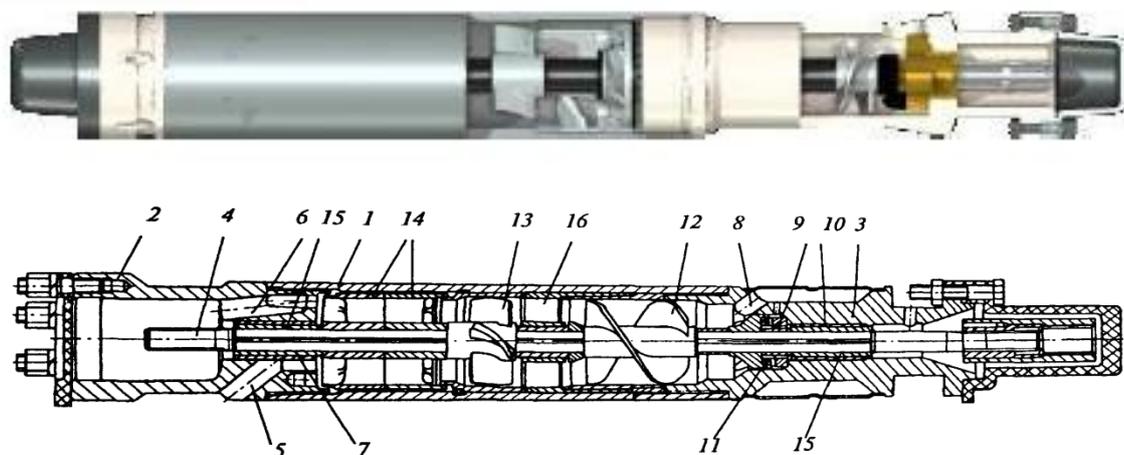


Рисунок 1.8 – Газосепаратор: 1 – трубный корпус; 2 – головка; 3 – основание; 4 – вал; 5, 6 – перекрестные каналы; 7, 10, 15 – втулки радиальных подшипников; 8 – полость с каналами; 9 – подпятник; 11 – пята; 12 – шнек; 13 – рабочее колесо; 14 - сепараторы.

### 1.2.6 Кабельные линии установок ЭЦН

Кабельные линии используются для передачи электроэнергии к скважинным двигателям установок насосов добычи нефти и перекачки жидкости.

Кабельные линии изготавливаются в достаточно жестких требованиях к качеству изготовления – низкие электрические потери, низкие диаметральные габариты, высокие диэлектрические параметры изоляции кабелей, термостойкость к воздействию низких и высоких температур, высокая сопротивляемость воздействию пластовой жидкости и газа и пр.

Кабельная линия изготавливается из главного питающего кабеля (круглого или плоского) сечения, который располагается на стенках колонны

насосно-компрессорных труб от станции управления до скважинного электродвигателя, соединенного с ним кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода.



Рисунок 1.9 – Кабельная муфта

Соединение главного кабеля с кабелем-удлинителем производится неразъемной соединительной муфтой (кабельным сростком). При помощи сростка могут быть соединены также участки главного кабеля для получения требуемой длины.

Кабельная линия на главной линии чаще всего имеет круглое сечение (круглый кабель). Для возможности уменьшения диаметра скважинного агрегата (кабель + погружной центробежный насос) нижняя часть кабеля изготавливается в плоском сечении.

Кабель изготавливается с полимерной изоляцией, которая наносится на жилы кабеля в два слоя. Три изолированные жилы кабеля соединяются вместе, обматываются предохраняющей подложкой под броню, а затем покрываются металлической броней. Металлическая лента брони является защитой изоляции жил кабеля от механических воздействий при хранении, транспортировке и работе, в первую очередь – при спуске и подъеме оборудования.

У скважинного электродвигателя кабельная линия оканчивается штепсельной муфтой, которая позволяет сделать герметичное соединение с обмоткой статора двигателя.

Кабельная линия при транспортировании и хранении расположена на специальном барабане, используемом также при спусках и подъемах установок на нефтяных скважинах, профилактических и ремонтных работах с кабельной линией.

Технические условия на кабельные линии типа К43 предусматривают 120 типоразмеров кабельных линий длиной от 515 до 2450 м и сечением основных кабелей от 10 до 50 мм<sup>2</sup>.

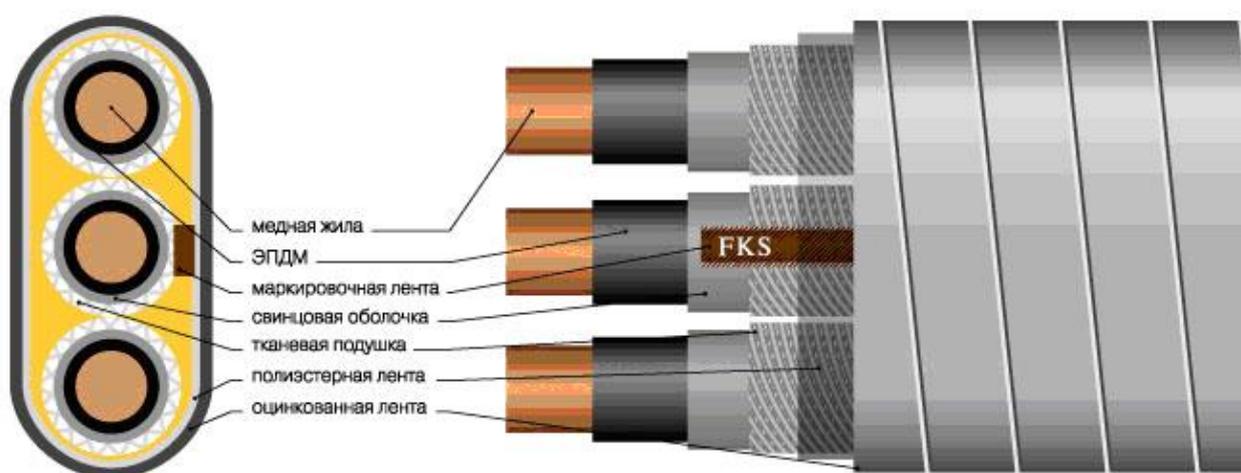


Рисунок 1.10 – Конструкции кабелей для установок погружных электронасосов

Конструктивные исполнения кабелей КППБК и КППБП аналогичны конструктивным исполнениям кабелей КПБК и КПБП.

Медные однопроволочные жилы кабелей КППБК и КППБП покрыты оловянно-свинцовым припоем или полиэтилентерефталатной пленкой.

Первый слой изоляции жил выполнен из полипропилена, второй - из полипропилена или полиэтилена высокой плотности.

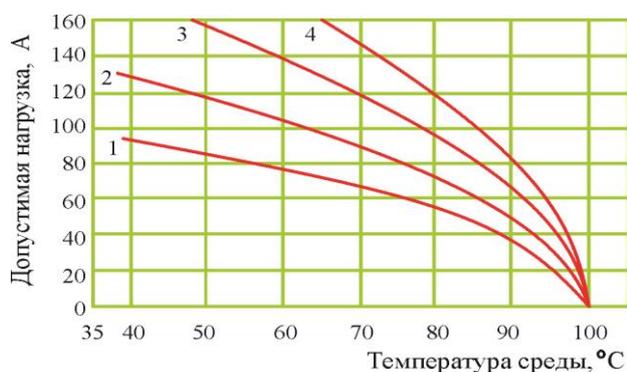


Рисунок 1.11 – Зависимость допустимых токовых нагрузок кабеля КПБК и КПБП от температуры скважинной среды (цифрами обозначены сечения (мм<sup>2</sup>):

1 – 10; 2 – 16; 3 – 25; 4 – 35)

Муфта кабельного ввода монтируемая на конце плоского кабеля-удлинителя, соединяемым с погружным электродвигателем. Кабель находится в металлическом корпусе, припаянный к броне плоского кабеля-удлинителя, изолированные жилы этого кабеля герметично упакованы в корпусе с помощью резинового уплотнителя, зажатого между шайбой и гайкой. На концах токопроводящих жил кабеля смонтированы при помощи резьбовых соединений штепсельные наконечники, так же на резьбовые поверхности токопроводящих жил нанесен припой для гарантии надежного электрического контакта. Резьбовые соединения дают возможность восстанавливать установочные размеры муфт при усадках изоляции жил кабеля и осевых смещениях самих жил без переделки муфты.

Для сохранения целостности кабеля и его изоляции при СПО необходимо кабель фиксировать на колонне насосно-компрессорных труб. Для этого необходимо использовать фиксирующие устройства рядом с участком увеличения внешнего диаметра колонны насосно-компрессорных труб, т.е. рядом с муфтой или расширения под резьбу. Во время крепления кабеля нужно проводить контроль над тем, чтобы кабель плотно прилегал к насосно-компрессорным трубам, а если используется плоский кабель нужно следить за тем, чтобы кабель не перекручивался.

Простейшим устройством для того чтобы закрепить кабель к насосно-компрессорным трубам (НКТ) и узлам погружного насосного агрегата УЭЦН

являются металлические пояса с пружками или клямсы (от англ. Clamp – зажим, скоба).

Закрепление кабеля-удлинителя к узлам погружного насосного агрегата (погружного насоса, протектора и двигателя) производится в местах, указанных в руководствах по эксплуатации этого типа насосного оборудования. Закрепление кабеля удлинителя и основного кабеля к насосно-компрессорным трубам производится по обе стороны каждой муфты насосно-компрессорных труб на расстоянии друг от друга 200-250 мм от верхнего и нижнего торцов муфты.

Использование установок электроцентробежных насосов в наклонных, горизонтальных и криволинейных скважинах потребовала проектирования приспособлений для закрепления кабелей и защиты их от механических повреждений.

Российскими предприятиями ЗАО «Ижспецтехнология» (г. Ижевск) и «Марс-Технология» (г. Москва) спроектированы и изготавливаются защитные приспособления, состоящие из корпуса и механических замков (рис. 1.12).

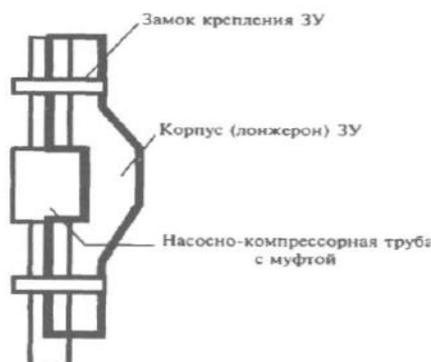


Рисунок 1.12 – Конструктивная схема защитного устройства

Данные устройства устанавливаются на муфте насосно-компрессорных труб и обладают следующими техническими особенностями:

- обеспечивают простую и надежную фиксацию (осевую и радиальную) на насосно-компрессорных трубах;

- надежно удерживают и защищают кабель, в т.ч. в аварийных ситуациях;
- в своей конструкции не имеют сборно-разборных элементов (винтов, гаек, шплинтов и др.), что исключает их попадание в скважину при монтаже и спускоподъемных операциях;
- конструкция защитного устройства предполагает многократное использование;
- установка устройства не требует слесарно-монтажного инструмента.

### **1.2.7 Оборудование устья скважины для эксплуатации УЭЦН**

Устье скважин для эксплуатации установками ЭЦН оборудуется либо стандартной фонтанной арматурой со специальной планшайбой для пропуска и герметизации кабельной линии (типа АФК1Э), либо специальным оборудованием.

Так многие российские фирмы выпускают оборудование устья скважин типа ОУЭН (рис. 1.13).

Крестовик 1 который соединяется с ОК, имеет в своей конструкции разъемный конус 2, за который крепятся насосно-компрессорные трубы. Поверх конуса располагается резиновое уплотнение 3, герметизирующее место вывода труб и кабеля 4. Уплотнение поджимается разъемным фланцем 5. Затрубное пространство нефтяной скважины соединяется с выкидом из насосно-компрессорной трубы через колено 6 и обратный клапан 7. Крестовик 1 имеет особое отверстие для использования эхолота или иных приборов для определения динамического уровня.

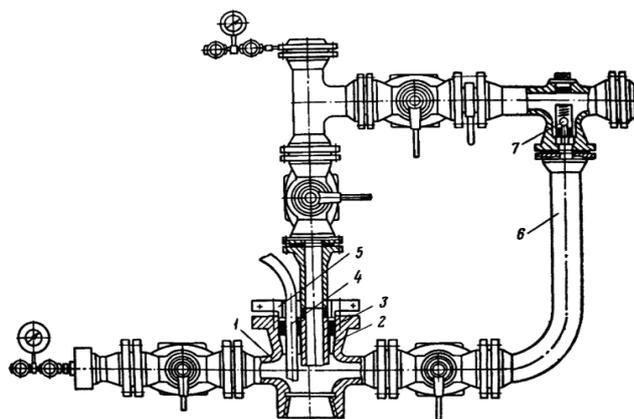


Рисунок 1.13 – Схема оборудования устья скважины при эксплуатации ее ЭЦН: 1 – крестовина, 2 – разъемный вкладыш, 3 – уплотнение, 4 – кабель, 5 – разъемный фланец, 6 – труба, 7 – обратный клапан

### 1.2.8 Станция управления, трансформатор

Станция управления используется для управления работой (пуск/остановка) и защиты установки электроцентробежного насоса. Все станции управления оборудованы необходимыми контрольно-измерительными приборами и системами, автоматическими выключателями, разнообразными реле (максимальные, минимальные, промежуточные, реле времени). Если произошла нештатная ситуация срабатывают соответствующие системы защиты, и установка отключается.



Рисунок 1.14 – Станции управления «ЭЛЕКТОН»

Станции управления ЭЛЕКТОН (ЗАО «Электон») используются для ручного, автоматического и дистанционного управления и защиты погружных насосных установок, оснащенных асинхронными или вентильными электродвигателями номинальной мощностью до 1100 кВА.

Трансформатор увеличивает напряжение, чтобы электродвигатель на вводе в обмотку статора имел заданное номинальное напряжение. Как объяснялось выше, номинальное напряжение электродвигателей составляет 470-2300 В. Помимо этого, необходимо принимать во внимание падение напряжения в длинном кабеле (эффект длинной линии).

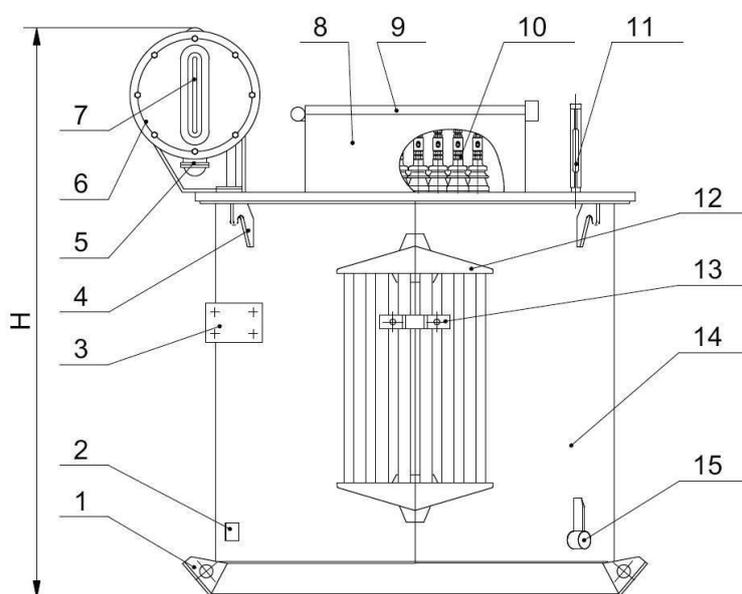


Рисунок 1.15 – Общий вид трансформаторов ТМПН: 1 – салазки; 2 – заземление; 3 – табличка; 4 – крюк для подъема трансформатора; 5 – воздухоосушитель; 6 – маслорасширитель; 7 – маслоуказатель; 8 – короб; 9 – крышка короба; 10 – вводы; 11 – термометр; 12 – радиатор; 13 – скоба; 14 – бак; 15 – пробка сливная

### **1.3 Требования к электроприводу для обеспечения бесперебойной работы установки**

Электропривод установки должен удовлетворять следующим техническим требованиям и условиям эксплуатации.

Установка работает на подъем ГЖС в двух технологических режимах:

- регулирование производительности при нормальных условиях в пределах зоны регулирования параметров установки;

- поддержание производительности  $Q = 30 \text{ м}^3/\text{сут}$  при напоре не менее  $H = 2550 \text{ М}$  в условиях изменения пластовой температуры на уровне приемной сетки в пределах  $87^\circ\text{С}-97^\circ\text{С}$ .

Режим работы – продолжительный.

Станция управления и трансформатор устанавливаются на открытой площадке температурой окружающего воздуха от  $-40^\circ\text{С}$  до  $45^\circ\text{С}$  и относительной влажностью не более 80% .

Сеть трёхфазная:  $380 \pm 10\% \text{ В}$ ,  $50 \pm 1 \text{ Гц}$ .

Станция управления должна обладать необходимыми техническими возможностями для реализации реверсивной работы ПЭД, без дополнительных коммутационных узлов.

## **2 Расчет и выбор погружного двигателя для ЭЦН 3 – 80 – 2000 и определение параметров его Т-образной схемы замещения**

### **2.1 Методика подбора УЭЦН к скважине**

При подборе типоразмера насоса должны обязательно учитываться объемный коэффициент нефти и газосодержание на приеме насоса. Указанные факторы приводят к существенным отличиям в объемах газожидкостной смеси на приеме насоса и дебите жидкости на поверхности.

Количество ступеней в насосе подбирается исходя из условия подъема жидкости на поверхность с учетом давления на буфере, в затрубном пространстве и на приеме насоса, также учитывается газлифтный эффект в НКТ и негативное воздействие свободного газа на эксплуатацию погружного центробежного насоса. При подборе типоразмера и количества ступеней в насосе нужно учитывать, что на напорную характеристику УЭЦН значительно влияет вязкость перекачиваемой жидкости. Также выбирается необходимая глубина спуска, по ловильной головке насоса, зависящая от инклинометрии, длины и диаметра установки. По результатам подбора могут даваться рекомендации по дополнительной комплектации установки и скорости спуска/подъема в некоторых интервалах глубин скважины.

### **2.1.1 Выбор насосной установки по величине планируемого дебита и напора**

Выбор насосной установки производится с учетом необходимого дебита, напора, габарита, по каталожным данным приведенным в Приложении 1

В соответствии с техническими требованиями, выбираем установку ЭЦН 3 – 80 - 2000 ее параметры занесем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Параметры выбранной установки ЭЦН3-80-2000

QoB м <sup>3</sup> /сут	80
Количество секций	3
Длина секций м	5+6+6
Количество ступеней	758
Напор м	2000

Из таблицы видно, что выбранная установка полностью соответствует техническим требованиям

### 2.1.2 Методика подбора ПЭД и гидрозащиты

В общем случае по максимальной потребляемой мощности насоса, диаметру эксплуатационной колонны, температуре пластовой жидкости подбирается двигатель необходимого исполнения, мощности и габарита.

В случае если предполагается работа установки при 60Гц, то двигатель подбирается с учетом роста потребляемой мощности насоса. Потребляемая мощность насоса при увеличении частоты растет в кубической зависимости, а мощность двигателя - в линейной.

Например: при 50Гц насос потребляет 28,6 кВт, если предполагается работа только при 50Гц подбирается двигатель 32 кВт.

При предположении работы насоса при 60Гц будут следующие результаты: если при 50Гц насос потребляет 31,6 кВт то при 60Гц:

При подборе двигателя так же учитывается потребляемая мощность гидрозащиты и газосепаратора, принимаем потребляемую мощность гидрозащиты и газосепаратора при частоте 50Гц,  $P_{г1} = 3 \text{ кВт}$

Находим потребляемую мощность насоса при 60Гц:

$$P_{\text{нас2}} = \left(\frac{F_2}{F_1}\right)^3 P_{\text{нас1}} = \left(\frac{60}{50}\right)^3 28,6 = 49,42 \text{ кВт} \quad (2.1)$$

Далее находим потребляемую мощность гидрозащиты и газосепаратора:

$$P_{г2} = \left(\frac{F_2}{F_1}\right)^3 P_{г1} = \left(\frac{60}{50}\right)^3 3 = 5,184 \text{ кВт} \quad (2.2)$$

Потребляемая мощность установки:

$$P_{\text{нас2}} = P_{г2} + P_{\text{нас1}} = 5,184 + 49,42 = 54,6 \text{ кВт} \quad (2.3)$$

Из каталожных данных, приведенных в Приложении 2, выбираем погружной двигатель ЭДСТ 56 – 96М

Занесем его параметры в Таблицу 2.2:

Таблица 2.2 – Параметры погружного электродвигателя ЭДСТ 56 – 96М

Тип электродвигателя	ЭДСТ 56 – 96М
Номинальная мощность, кВт	56
Номинальное напряжение, В	1560
Номинальный ток, А	33,5
КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ, %	79,5
Сos φ, о.е.	0,8
Скольжение, %	6
Миним. диаметр скважин, мм	112
Скорость охлаж. жидкости не менее, м/с	0,09
Кол-во секций	2
Установочная длина, мм	10620
Масса, кг	563
Синхронная частота вращения, об/мин	3000
Мах. темп. охл. жид- кости, °С	120
Мах. темп. обмотки двигателя, °С	170

В случае, когда известны все характеристики пласта, скважины, свойства жидкости глушения, согласована комплектация УЭЦН (наличие/отсутствие обратного клапана, станции управления с частотно-регулируемым приводом), выяснена потребляемая мощность насоса для данных условий, возможен более корректный подбор ПЭДа.

На примере ВНН5-30 рассмотрим, при каких подаче и напоре насос будет потреблять максимальную мощность:

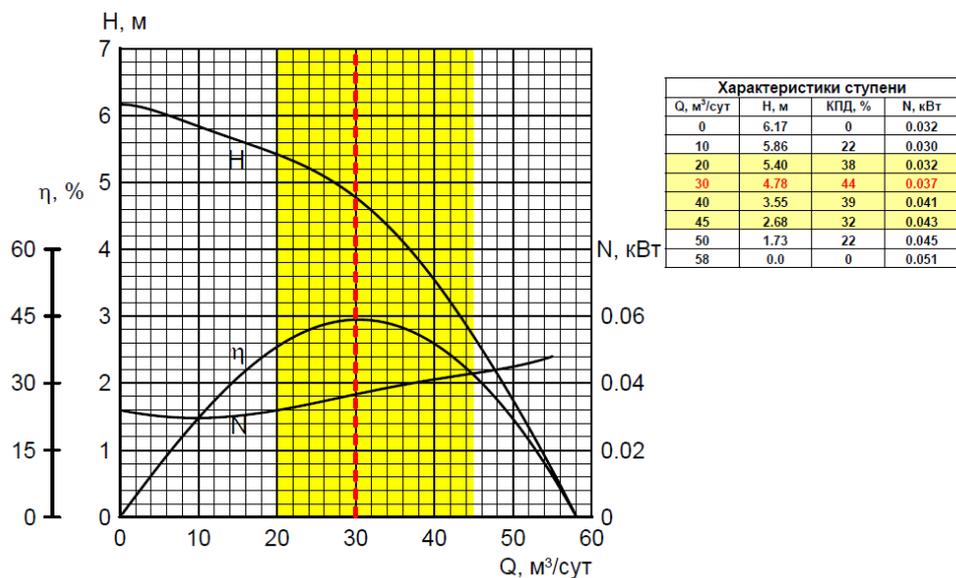


Рисунок 2.1 – Характеристики ступени ЭЦН 5-30 на воде плотностью  $1000 \text{ кг/м}^3$  при 2910 об/мин

В данном случае подача, при которой насос потребляет максимальную мощность, находится далеко за пределами рабочего диапазона, что является не допустимым. Такая ситуация может возникнуть, например, при запуске установки без обратного клапана. Избежать перегрузки ПЭДа при этом, нам позволит использование станции управления с частотно-регулируемым приводом.

Исходя из вышесказанного, следует выбирать ПЭД по максимальной потребляемой мощности насоса в его рабочем диапазоне, с учетом следующих факторов.

Факторы, влияющие на повышение потребляемой насосом мощности:

- высокая вязкость ГЖС;
- высокая плотность перекачиваемой среды (жидкость глушения, ГЖС);
- отсутствие в компоновке обратного клапана;
- прогиб установки в месте подвески;
- отложение мех примесей в насосе без изменения подачи;
- увеличение частоты;

- увеличение обводнённости в продукции скважины;
- увеличение подачи насоса.

Факторы, влияющие на снижение потребляемой насосом мощности:

- содержание свободного газа в продукции скважины;
- низкая плотность перекачиваемой среды;
- долив НКТ перед запуском (при наличии обратного клапана);
- снижение подачи насоса;
- снижение частоты;
- снижение обводнённости продукции (в т.ч. при выводе на режим).

Используя программу Novomet ESP Calculator, проверим максимальную потребляемую мощность установки в рабочем диапазоне:

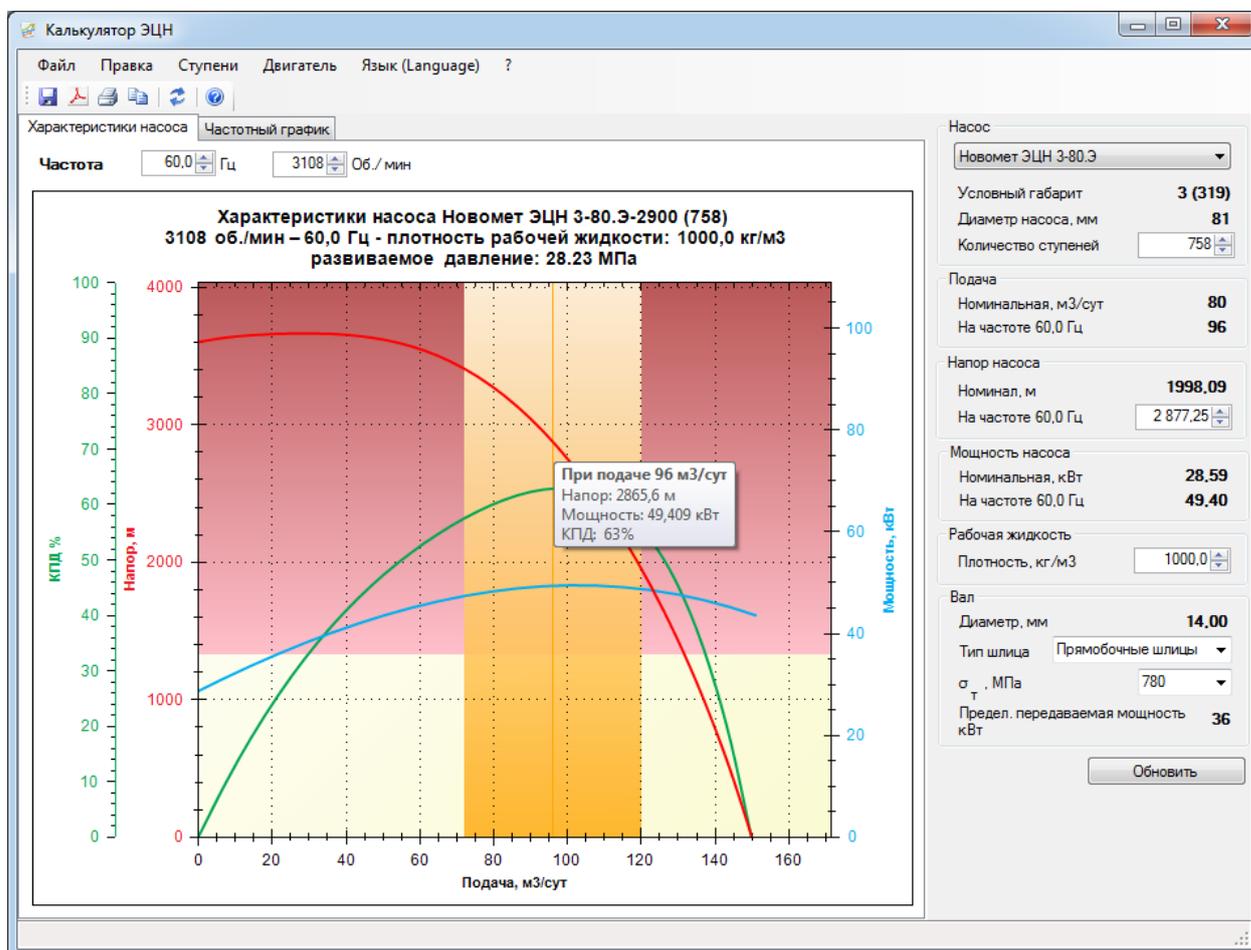


Рисунок 2.2 – Внешний вид программы Novomet ESP Calculator

Из рисунка 2.2 видно, что при подаче 96 м<sup>3</sup>/сут. и при частоте 60Гц, потребляемая мощность насоса составляет 49,409 кВт, что подтверждает правильность выбора ЭДСТ 56 – 96М

### **2.1.3 Методика подбора кабельной линии**

При выборе кабеля следует определить:

- 1) площадь сечения жилы кабеля;
- 2) тип кабеля;
- 3) длину кабеля.

Выбор площади сечения жилы и типа кабеля обуславливается совместным влиянием факторов: допустимых токовых нагрузок и температуры скважинной среды, параметров флюида и пространственных ограничений в кольце между НКТ и обсадной трубой.

Длина кабельной линии подбирается исходя из глубины спуска ПЭД в скважину с учетом расстояния от устья до ТМПН (газоотделительной коробки).

Длина удлинителя подбирается таким образом, чтобы сросток удлинителя с основным кабелем находился минимум на 2-3 м выше ловильной головки насоса, а также по допустимым токовым нагрузкам и температуре скважинной среды.

Удлинитель или термостойкая вставка подбирается по температуре скважинной жидкости, проходящей по НКТ и допустимым токовым нагрузкам (рис. 2.3, рис. 2.4).

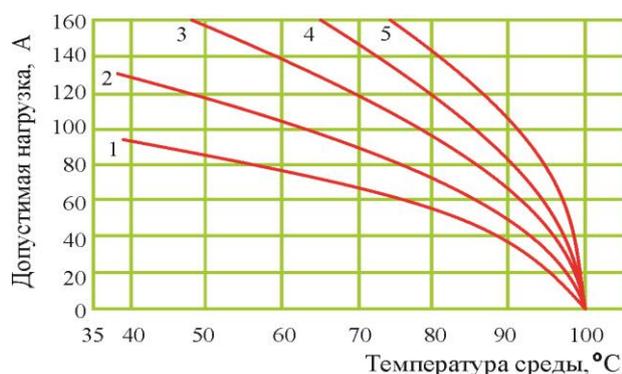


Рисунок 2.3 – Зависимость допустимых токовых нагрузок кабеля КПБП от температуры скважинной среды (смеси жидкости и газа).

Цифрами обозначены сечения кабеля, мм<sup>2</sup>: 1 - 10, 2 - 16, 3 - 25, 4 - 35, 5 - 50

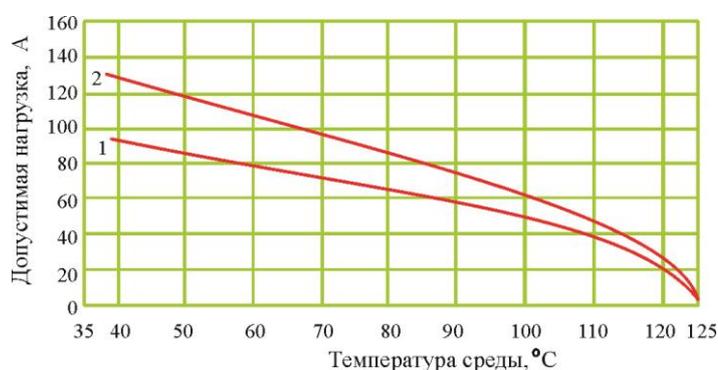


Рисунок 2.4 – Зависимость допустимых токовых нагрузок кабеля КПБПТ от температуры скважинной среды (смеси жидкости и газа).

Цифрами обозначены сечения кабеля, мм<sup>2</sup>: 1 - 10, 2 – 16

## 2.2 Определение параметров Т образной схемы замещения погружного электродвигателя ЭДСТ 56 – 96М

Технические данные погружного электродвигателя ЭДСТ 56 – 96М необходимые для определения параметров Т образной схемы замещения, приведены в Таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Технические данные электродвигателя ЭДСТ 56 – 96М:

Напряжение двигателя фазное, В $U_{1\phi}$	1560
Синхронная частота вращения, об/мин $n_0$	3000
Мощность двигателя, кВт $P_{двн}$	56
Скольжение при номинальной нагрузке, % $s_n$	6
Коэффициент полезного действия при номинальной нагрузке, % $\eta_n$	79,5
$\cos\phi$ при номинальной нагрузке $\cos\phi_n$	0,8
Кратность максимального момента $m_k$	1,9
Кратность пускового момента $m_{п}$	1,0
Кратность минимального момента $m_m$	0,9
Кратность пускового тока $k_{идв}$	7,0
Число пар полюсов $Z_p$	1
Момент инерции двигателя, кг · м	0,9

Наиболее простой и удобной для инженерных расчетов асинхронного двигателя является Т-образная схема замещения, представленная на рис. 2.5.[8], [17]

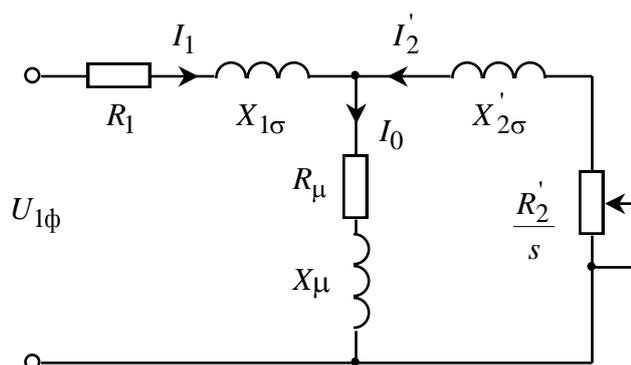


Рисунок 2.5 – Схема замещения асинхронного двигателя

На рисунке схемы замещения имеются следующие параметры:

- $U_{1\phi}$  – фазное напряжение подводимое к обмотке статора двигателя;
- $I_1$  – ток обмотки статора;

- $R_1$  – активное сопротивление обмотки статора;
- $X_{1\sigma}$  – индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора;
- $I_2'$  – приведенный ток обмотки ротора к обмотке статора;
- $R_2'$  – приведенное активное сопротивление цепи обмотки ротора к цепи обмотке статора;
- $X_{2\sigma}'$  – приведенное индуктивное сопротивление рассеяния цепи обмотки ротора к цепи обмотке статора;
- $I_0$  – ток холостого хода (намагничивания);
- $X_m$  – индуктивное сопротивление контура намагничивания.

Основные уравнения асинхронного двигателя, соответствующие данной схеме:

$$\bar{U}_{1\phi} - \bar{E}_m - j \cdot X_1 \cdot \bar{I}_1 - R_1 \cdot \bar{I}_1 = 0 \quad (2.4)$$

$$\bar{E}_m + j \cdot X_2' \cdot \bar{I}_2' + R_2' \cdot \bar{I}_2' / s = 0 \quad (2.5)$$

$$\bar{I}_1 + \bar{I}_2' - \bar{I}_0 = 0 \quad (2.6)$$

Векторная диаграмма токов, ЭДС и напряжений изображена на рисунке 2.6.

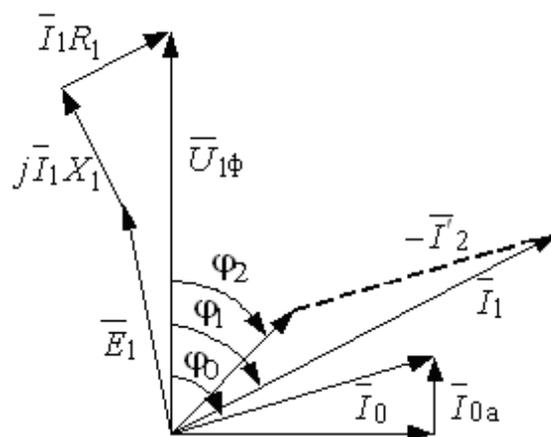


Рисунок 2.6 – Векторная диаграмма асинхронной машины

Определим дополнительные параметры асинхронного двигателя по каталожным данным.

Синхронная угловая частота вращения двигателя, рад/с

$$\omega_0 = \frac{\pi \times n_0}{30} = \frac{3,14 \times 3000}{30} \omega_0 = 314,159$$

(2.7)

Номинальная частота вращения двигателя, об/мин

$$n_H = (1 - s_n) \times n_0 = \left(1 - \frac{6}{100}\right) \times 3000 \quad n_H = 2820 \quad (2.8)$$

Номинальная частота вращения двигателя, рад/с

$$\omega_H = (1 - s_n) \times \omega_0 = \left(1 - \frac{6}{100}\right) \times 314,159 \quad \omega_H = 295,31 \quad (2.9)$$

Номинальный ток двигателя, А

$$I_{1H} = \frac{P_H}{3 \times U_{1H} \times \cos \varphi \times \eta_H} = \frac{56000}{3 \times 1560 \times 0,8 \times 0,795} \quad I_{1H} = 133,779 \quad (2.10)$$

Номинальный момент двигателя, Н · м

$$M_H = M_{двн} = \frac{P_H}{\omega_H} = \frac{56000}{295,31} \quad M_H = 189,631 \quad (2.11)$$

Коэффициент загрузки двигателя, принимаем  $p_z = 0,75$

Коэффициент полезного действия электродвигателя при частичной нагрузке, принимаем  $\eta_z = 0,795 + \Delta\eta_z = 0,82$

Коэффициент мощности при частичной нагрузке, принимаем

$$\cos \varphi_z = 0,8 + \Delta \cos \varphi_z = 0,729 \quad (2.12)$$

Ток статора двигателя при частичной нагрузке, А

$$I_{11} = \frac{p_z \times P_H}{3 \times U_{1H} \times \cos \varphi_z \times \eta_z} = \frac{p_z \times P_{двн} \times 1000}{3 \times U_{1\phi H} \times \cos \varphi_z \times \eta_z} \quad I_{11} = 106,7$$

(2.13)

Параметры схемы замещения определяем по методике, предложенной в [5].

Определяем предварительное значение тока холостого хода асинхронного двигателя по выражению

Ток холостого хода двигателя, А

$$I_0 = \sqrt{\frac{I_{11}^2 - \left[ \frac{p_z \times I_{1H} \times \left(1 - \frac{S_H}{100}\right)}{1 - p_z \times \frac{S_H}{100}} \right]^2}{1 - \left[ \frac{p_z \times \left(1 - \frac{S_H}{100}\right)}{1 - p_z \times \frac{S_H}{100}} \right]^2}} I_0 = 106,749 \quad (2.14)$$

$\beta$  – коэффициент, характеризующий соотношение активных сопротивлений статор и ротора, значение которого находится в диапазоне 0,6-2,5.

Для двигателей с малым номинальным значением скольжения следует выбирать  $\beta \geq 1$ , а для двигателей с повышенным скольжением  $\beta \leq 1$

Принимаем  $\beta = 2,5$ .

$$\text{Расчетный коэффициент } c_1 = 1 + \frac{I_0}{2 \times k_{дв} \times I_{1H}} c_1 = 1,057 \quad (2.15)$$

Критическое скольжение

$$S_k = \frac{S_H}{100} \times \frac{m_k + \sqrt{m_k^2 \times \left[1 - 2 \times \frac{S_H}{100} \times \beta \times (m_k - 1)\right]}}{1 - 2 \times \frac{S_H}{100} \times \beta \times (m_k - 1)} S_k = 0,29 \quad (2.16)$$

Приведенное к обмотке статора активное сопротивление обмотки ротора в номинальном режиме, Ом

$$R_{2пр} = \frac{3 \times U_{1фн}^2 \times \left(1 - \frac{S_H}{100}\right)}{2 \times m_k \times P_{двн} \times 1000 \times c_1^2 \times \left(\beta + \frac{1}{S_k}\right)} R_{2пр} = 4,849 \quad (2.17)$$

Активное сопротивление обмотки статора, Ом

$$R_1 = c_1 \times R_{2пр} \times \beta \quad R_1 = 12,813 \quad (2.18)$$

Коэффициент, характеризующий соотношение индуктивного сопротивления короткого замыкания и приведенного активного сопротивления ротора

$$\gamma = \sqrt{\left(\frac{1}{S_k}\right)^2 - \beta^2} \quad \gamma = 2,382 \quad (2.19)$$

Индуктивное сопротивление короткого замыкания в номинальном режиме, Ом

$$X_{кн} = \gamma \times c_1 \times R_{2пр} X_{кн} = 12,208 \quad (2.20)$$

Индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора в номинальном режиме, Ом

$$X_{1\sigma} = 0,42 \times X_{\text{кн}} X_{1\sigma} = 5,128 \quad (2.21)$$

Индуктивность обмотки статора, обусловленная потоком рассеяния в номинальном режиме, Гн

$$L_{1\sigma} = \frac{X_{1\sigma}}{2 \times \pi \times f_{1\text{н}}} L_{1\sigma} = 16 \times 10^{-3} \quad (2.22)$$

Приведенное к обмотке статора индуктивное сопротивление рассеяния обмотки ротора в номинальном режиме, Ом

$$X_{2\sigma\text{пр}} = 0,58 \times \frac{X_{\text{кн}}}{c_1} X_{2\sigma\text{пр}} = 6,699 \quad (2.23)$$

Приведенная индуктивность обмотки ротора, обусловленная потоком рассеяния, в номинальном режиме, Гн

$$L_{2\sigma\text{пр}} = \frac{X_{2\sigma\text{пр}}}{2 \times \pi \times f_{1\text{н}}} L_{2\sigma\text{пр}} = 0,021 \quad (2.24)$$

ЭДС цепи намагничивания, наведенная потоком воздушного зазора (главным полем), в номинальном режиме, В

$$E_1 = \sqrt{(U_{1\text{фн}} \times \cos \varphi_{\text{н}} - I_{1\text{н}} \times R_1)^2 + (U_{1\text{фн}} \times \sin \varphi_{\text{н}} - I_{1\text{н}} \times X_{1\sigma})^2} \quad (2.25)$$

$$E_1 = 1643$$

Индуктивное сопротивление контура намагничивания, Ом

$$X_{\mu} = \frac{E_1}{I_0} X_{\mu} = 15,396 \quad (2.26)$$

Результирующая индуктивность, обусловленная магнитным потоком в воздушном зазоре, Гн

$$L_{\mu} = \frac{X_{\mu}}{2 \times \pi \times f_{1\text{н}}} L_{\mu} = 0,049 \quad (2.27)$$

Полученные расчётные параметры Т-образной схемы замещения электродвигателя сведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Параметры схемы замещения электродвигателя ЭДСТ 56 – 96М

$R_1$ , Ом	$X_{1\delta}$ , Ом	$L_{1\delta}$ , Гн	$X_\mu$ , Ом	$L_\mu$ , Гн	$R_2'$ , Ом	$X_{2d}'$ , Ом	$L_{2\delta}'$ , Гн	$X_{кн}$ , Ом
12,81	5,128	0,016	15,396	0,049	4,849	6,699	0,021	12,208

### 2.3 Проверка адекватности расчетных параметров двигателя

Номинальный электромагнитный момент двигателя

При найденных параметрах рассчитываются значения номинального электромагнитного момента двигателя

$$M_{\text{эмн1}} = \frac{3 \times U_{1\phi\text{н}}^2 \times R_{2\text{пр}}}{\omega_0 \times \frac{S_{\text{н}}}{100} \times \left[ X_{\text{кн}}^2 + \left( R_1 + \frac{R_{2\text{пр}}}{\frac{S_{\text{н}}}{100}} \right)^2 + \left( \frac{R_1 \times R_{2\text{пр}}}{\frac{S_{\text{н}}}{100} \times X_\mu} \right)^2 \right]} \quad (2.28)$$

$$M_{\text{эмн}} = M_{\text{эмн1}}$$

$$\Psi_{2\text{HZ}} = \sqrt{2} \times I_0 \times L_\mu \quad \Psi_{2\text{HZ}} = 1,848 \quad (2.29)$$

$$M_{\text{эмн2}} = \frac{3}{2} \times Z_p \times \frac{L_\mu}{L_\mu + L_{2\sigma\text{пр}}} \times \Psi_{2\text{HZ}} \times \sqrt{2} \times \sqrt{I_{1\text{н}}^2 - I_0^2} \quad (2.30)$$

Проверяемые условия

$$M_{\text{двн}} < M_{\text{эмн1}} \leq 1.1 \times M_{\text{двн}}; \quad M_{\text{эмн1}} \approx M_{\text{эмн2}} \quad (2.31)$$

$$M_{\text{двн}} = 189,631 \quad M_{\text{эмн1}} = 193,885 \quad 1.1M_{\text{двн}} = 208,595 \quad M_{\text{эмн2}} = 193,573$$

$$\Delta_M = (M_{\text{эмн1}} - M_{\text{эмн2}}) \Delta_M = 0.312 \quad (2.32)$$

По результатам расчета эти условия выполняются, что говорит об адекватности расчетных параметров двигателя.

### 2.4 Расчет естественных характеристик электродвигателя

Расчет естественных характеристик проводится с целью оценки степени совпадения параметров основных характерных точек расчетных естественных характеристик электродвигателя с параметрами двигателя определенными по справочным техническим данным выбранного электродвигателя [8].

### 2.4.1 Расчет естественной механической характеристики

Естественная механическая характеристика  $\omega(M)$  асинхронного электродвигателя рассчитывается для частоты  $f_{и} = f_{1н} = 50$  Гц по выражению

$$M(s) = \frac{3 \cdot U_{1\phiн}^2 \cdot R_2'}{\omega_0 \cdot s \cdot \left[ (X_{кн})^2 + \left(R_1 + \frac{R_2'}{s}\right)^2 + \left(\frac{R_1 \cdot R_2'}{s \cdot X_{\mu}}\right)^2 \right]} \quad (2.33)$$

Задаемся скольжением в пределах  $s = 0.01, 0.02, \dots, 0.5$  и рассчитываем по программе *Mathcad* естественную механическую характеристику  $\omega(M)$  (рис. 2.7),

$$\text{где } \omega = \omega_0 \cdot (1 - s). \quad (2.34)$$

Также рассчитываем номинальное значение электромагнитного момента двигателя  $M_{\text{эм.н}}$

$$M_{\text{эм.н}}(s_{н}) = M_{\text{эм.н}} = \frac{3 \cdot U_{1\phiн}^2 \cdot R_2'}{\omega_0 \cdot s_{н} \cdot \left[ (X_{кн})^2 + \left(R_1 + \frac{R_2'}{s_{н}}\right)^2 + \left(\frac{R_1 \cdot R_2'}{s_{н} \cdot X_{\mu}}\right)^2 \right]} = 193,885 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

критического скольжения

$$s_{к} = R_2' \cdot \sqrt{\frac{1 + \left(\frac{R_1}{X_{\mu}}\right)^2}{R_1^2 + X_{кн}^2}} = 0,287 \quad (2.35)$$

и электромагнитного критического момента

$$M_{\text{эм.н}}(s_{к}) = M_{\text{эм.к}} = \frac{3 \cdot U_{1\phiн}^2 \cdot R_2'}{\omega_0 \cdot s_{к} \cdot \left[ (X_{кн})^2 + \left(R_1 + \frac{R_2'}{s_{к}}\right)^2 + \left(\frac{R_1 \cdot R_2'}{s_{к} \cdot X_{\mu}}\right)^2 \right]} = 439,186 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

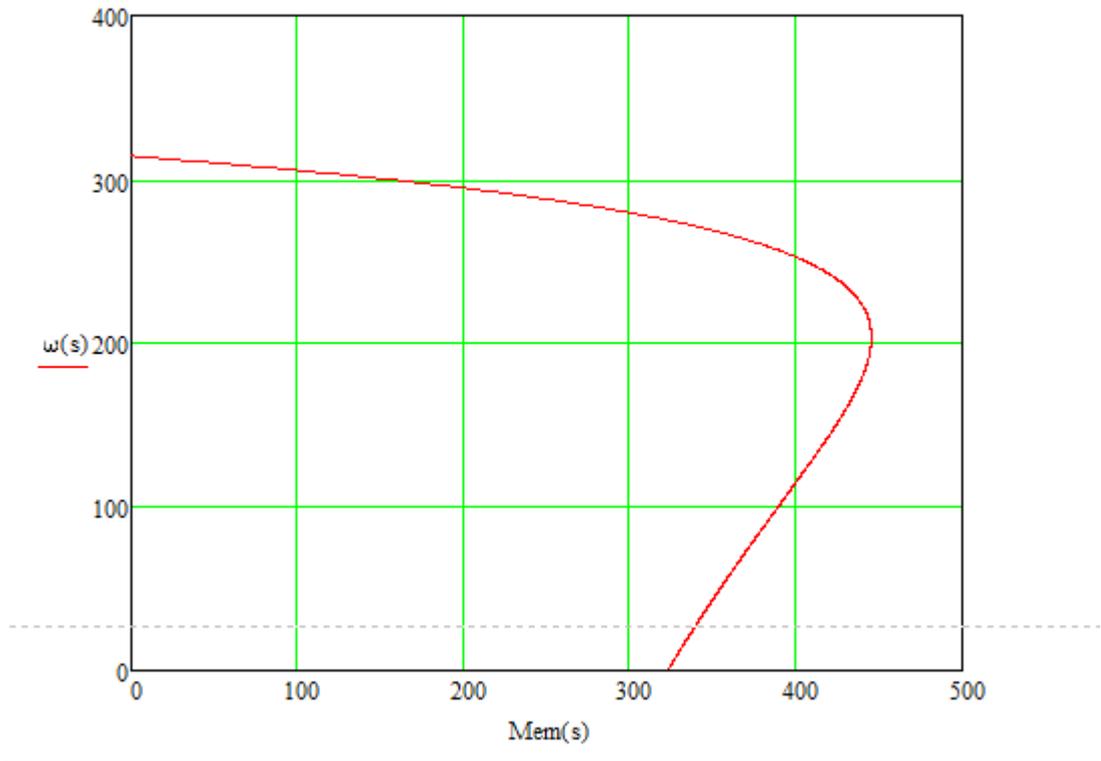


Рисунок 2.7 – Естественная механическая характеристика асинхронного электродвигателя

$$n_H = 2820 \frac{\text{об}}{\text{мин}} \omega_H = \frac{\pi \times n_H}{30} \omega_H = 295,31 \frac{\text{рад}}{\text{с}} \quad (2.36)$$

$$M_H = \frac{P_H}{\omega_H} M_H = 189,631 \text{Н} \cdot \text{м} \quad (2.37)$$

#### 2.4.2 Расчет естественной электромеханической характеристики

Естественная электромеханическая характеристика  $I_1(\omega)$  электродвигателя рассчитывается для значения частоты  $f_H = f_{1H} = 50$  Гц по выражению

$$I_1(\omega) = \sqrt{I_0^2 + I_2'^2(\omega) + 2 \cdot I_0 \cdot I_2'(\omega) \cdot \sin \varphi}, \quad (2.38)$$

где

$$I_2'(s) = \frac{U_{1\phi H}}{\pm \sqrt{(R_1 + \frac{R_2'}{s})^2 + (X_{1H} + X_{2H}')^2}}; \quad (2.39)$$

- значение приведенного тока ротора от скольжения;

По результатам расчета строим естественные электромеханические характеристики тока статора приведенные на рисунке 2.8.

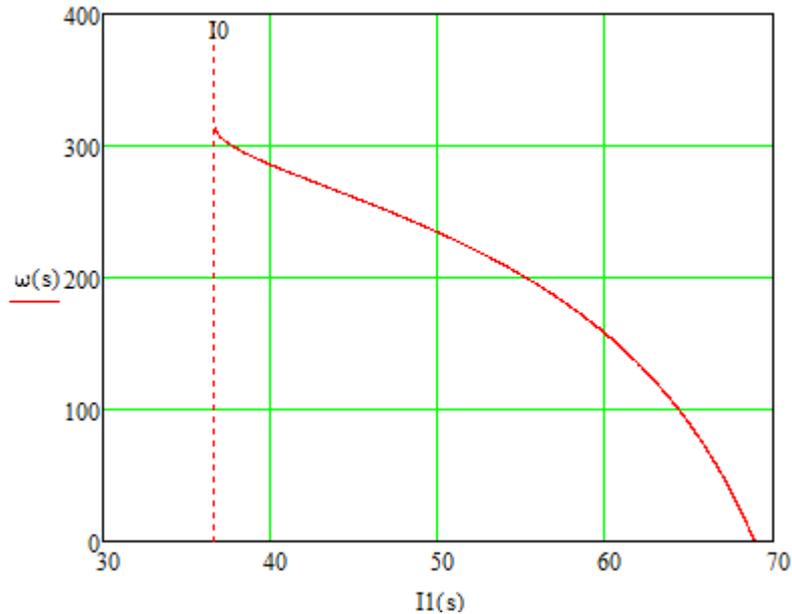


Рисунок 2.8 – Естественные электромеханические характеристики асинхронного электродвигателя

Оценка достоверности расчетных характеристик двигателя

В результате расчета естественных характеристик двигателя получены следующие параметры для их характерных точек:

$$s_H = 6\% ; \quad s_K = 28.7\% ; \quad I_{1H} = 32.587 \text{ A} ; \quad I_{1\text{макс}} = 228.11 \text{ A} ;$$

$$\frac{I_{1\text{макс}}}{I_{1H}} = 7 ; \tag{2.40}$$

$$M_{\text{эм.н}} = 193.885 \text{ Н} \cdot \text{м} ; \quad M_{\text{эм.макс}} = 439.186 \text{ Н} \cdot \text{м} ;$$

$$\frac{M_{\text{эм.макс}}}{M_{\text{эм.н}}} = 2,26 ; \tag{2.41}$$

$$M_{\text{эм.пуск}} = 189.631 \text{ Н} \cdot \text{м} ; \quad \frac{M_{\text{эм.пуск}}}{M_{\text{эм.н}}} = 1.$$

Справочные и расчетные параметры двигателя:

$$s_H = 6\% ; \quad s_K = 29\% ; \quad I_{\text{дв.н}} = 32.587 \text{ А} ; \quad I_{\text{дв.макс}} / I_{\text{дв.н}} = 7 ;$$

$$M_{\text{дв.н}} = 189.631 \text{ Н} \cdot \text{м} ; \quad M_{\text{дв.макс}} / M_{\text{дв.н}} = 1.9 ; \quad M_{\text{дв.пуск}} / M_{\text{дв.н}} = 1.$$

При сравнения значений рассчитанных характеристик со справочными характеристиками электродвигателя означает, что совпадение данных значений обеспечивается только на рабочих участках расчетных характеристик (при изменении скольжения от  $s = 0$  до  $s = s_K$ ). Это дает возможность использовать упрощенную методику расчета характеристик частотно-регулируемого асинхронного электропривода в режимах плавного изменения частоты, когда работа двигателя всё время происходит на рабочих участках механических характеристик.

### 2.4.3 Механическая характеристика насоса

Поскольку механическая характеристика двигателя рассчитаны для электромагнитного момента, то полная нагрузка на валу электродвигателя должна учитывать собственный момент трения двигателя. Момент от сил трения на валу электродвигателя можно принять постоянным и равным

$$\Delta M_{\text{с дв}} = M_{\text{эм н}} - M_{\text{дв н}} = 193.885 - 189.631 = 4.254 \text{ Нм}. \quad (2.42)$$

Для механизма с вентиляторным типом нагрузки, что характерно для насоса, статический момент сопротивления на валу двигателя  $M_c(\omega)$  изменяется в зависимости от скорости вращения двигателя в соответствии с выражением [6]

$$M_c(\omega) = \Delta M_{\text{с дв}} + (M_{\text{с.макс}} - \Delta M_{\text{с дв}}) \cdot \left( \frac{\omega}{\omega_{\text{дв.н}}} \right)^2 =$$

$$= 4.254 + (193.885 - 4.254) \cdot \left( \frac{\omega}{295.31} \right)^2, \quad (2.43)$$

где  $M_{с.макс} = M_{эмн} = 193.885 \text{ Нм}$  - момент нагрузки при скорости вращения  $\omega_{дв.н} = 295.31 \text{ рад/с}$ , равный номинальному электромагнитному моменту двигателя.

Механические характеристик полного момента сопротивления на валу двигателя, соответствующих механическим характеристикам насоса, приведены на рис. 2.9.

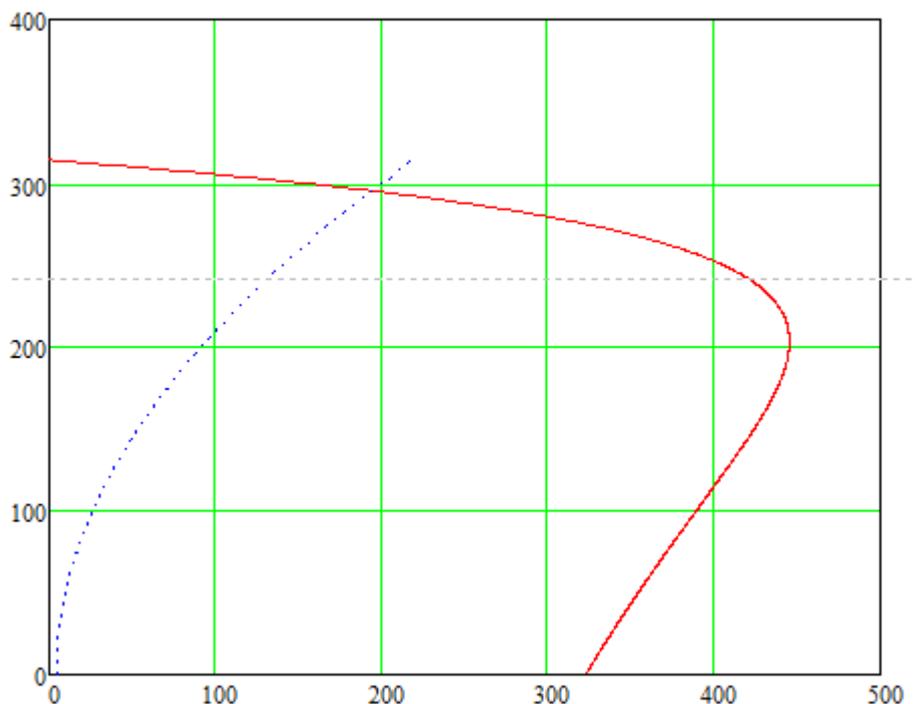


Рисунок 2.9 - Естественная механическая характеристика двигателя  $\omega(M)$  и характеристики полного момента сопротивления на валу двигателя  $M_c(\omega)$

Из анализа приведённых на рис. 2.9 характеристик следует, что электродвигатель ЭДСТ 56 – 96М обеспечивает требуемое значение максимальной скорости насоса ЭЦНЗ – 80 – 2000  $\omega_{дв.н} = 295.31 \text{ рад/с}$ , длительную работу при максимальном моменте нагрузки и более чем двукратную перегрузку по моменту.

Принимаем эквивалентный момент инерции электропривода [5]

$$J_э = 1,2 \cdot J_{дв} = 1,2 \cdot 0,9 = 1,08 \text{ кг} \cdot \text{м}^2.$$

## 3 Обзор систем управления и способов регулирования электропривода

### 3.1 Системы управления электроприводом

Большинство ведущих электротехнических компаний мира на данный момент производят регулируемые автоматизированные электроприводы (АЭП) в комплекте с микропроцессорными средствами автоматизации в виде гибко программируемых систем, используемых для широкого использования.[2] Из-за этого важность исследования и проектирования автоматизированного электропривода погружного насосного агрегата, исполненного в виде общепромышленного выполнения заключается в решении задачи выбора системы управления электроприводом (СУЭП) для максимального повышения коэффициента полезного действия работы и производительности технологического оборудования.[4]

Следуя требованиям к системе управления электроприводом, при конструировании предоставляются к выбору две схемы управления: схема векторного регулирования, и в свою очередь, схема скалярного управления электроприводом погружной насосной установки, исполненной по системе преобразователь частоты - короткозамкнутый асинхронный электродвигатель (ПЧ-АД).[5]

Частотное управление погружными электродвигателями выполняется двумя главными способами.

Скалярный принцип частотного управления является самым распространенным в электроприводе. Скалярному электроприводе свойственна техническая простота измерения и регулирования абсолютных значений переменных АД. Управление выполняется по функциональной характеристике, связывающей напряжение и частоту статора электродвигателя ( $U/f$  - характеристике), с использованием модуля IR-компенсации для поддержания постоянного потокосцепления статора в соответствии с этой характеристикой. В статических режимах позволяет получить за счет отрицательных обратных

связей желаемые свойства электропривода. Используется для электроприводов, для которых не предъявляются высокие требования к динамическим показателям.[9]

Векторный принцип управления основывается на принудительной совместной ориентации векторов потокосцеплений и токов АД в полярной или декартовой системах координат в соответствии с нужным нам законом регулирования. При регулировании модулей переменных и углов между их векторами выполняется управление асинхронным электродвигателем как в статичном режиме, так и в динамическом режиме, выполняя тем самым заметное улучшение качества переходных процессов в электроприводе. Непосредственно данное обстоятельство считается определяющим при подборе системы с векторным управлением и находит использование в электроприводах со средней и высокой динамикой. Приводы подобных механизмов как насосы занимают промежуточное состояние между высокодинамичными, динамичными и низкодинамичными.

### **3.2 Выбор закона частотного регулирования**

С учетом того, что диапазон регулирования скорости насосов невелик и механизмы такого класса не требуют обеспечения высокой кратности пускового и максимального моментов, в качестве законов регулирования  $U_1/f_1$  могут быть приняты законы  $U_1/f_1 = \text{const}$  и  $U_1/f_1^2 = \text{const}$  [3].

Последний является более сложным в реализации, но за счет дополнительного снижения напряжения позволяет уменьшить потребляемую из сети энергию. Для повышения пускового момента на малых скоростях до требуемых значений должна быть предусмотрена возможность настройки вольт-частотной характеристики. Определяя параметры вольт-частотной характеристики, нижним частотам ставят в соответствие значения напряжений выше, чем при выбранном законе регулирования.

### 3.3 Методика подбора наземного оборудования

#### 3.3.1. Подбор ТМПН

По номинальной мощности выбранного двигателя вычисляется необходимая мощность трансформатора серии ТМПН.

Минимально допустимая мощность ТМПН рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{тмпн}} = N_{\text{ном}} \times 1,6 = 89,6 \text{ кВа}, \quad (3.1)$$

где  $P_{\text{тмпн}}$  - мощность трансформатора, кВа

$N_{\text{ном}}$  - номинальная мощность двигателя, кВт

1,6 - постоянный коэффициент пересчета

Выбираем ТМПН из таблицы (Приложение 3) ТМПН – 100/3 – УХЛ 1.

Выбирается нужная ступень напряжения на трансформаторе (необходимая отпайка ТМПН должна находиться в середине диапазона переключений, для того чтобы была возможность поднять напряжение при возникновении нестандартных ситуаций, например: «заклинивание»), для чего ориентировочно определяется необходимое напряжение на выходе трансформатора с учётом потерь напряжения в кабельной линии по формуле:

$$U_{\text{отп.тмпн}} = \frac{F}{50} \times U_{\text{ном}} + \Delta U, \quad (3.2)$$

где:

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение ПЭД (из паспорта ПЭД), В.

$\Delta U$  - потери напряжения в кабеле, которые зависят от длины кабеля, температуры пластовой жидкости номинального тока ПЭД.

F - предполагаемая рабочая частота питающего напряжения Гц.

Значения потерь напряжения на 1000 метров кабельной линии приведены в Приложении 4.

При определении потерь напряжения ( $\Delta U$ ) необходимо соответствующее значение из таблицы привести к общей длине кабеля:

$$\Delta U = \frac{\text{значение из табл.} \times L_{\text{каб.общ}}}{1000} = \frac{74 \times 2100}{1000} = 155,4 \text{ В}, \quad (3.3)$$

где:

$L_{\text{каб. общ}}$  – общая длина кабеля

Тогда напряжение ступени при 60 Гц:

$$U_{\text{отп.тмпн}} = \frac{60}{50} \times 1560 + 155,4 = 2027,4 \text{ В}$$

Т.к. на ТМПН 100/3 – УХЛ 1 самая высокая ступень регулировки  $U_{\text{отп.тмпн100}} = 1690 \text{ В}$ , при возникновении нестандартных ситуаций, не будет возможности регулировки в большую сторону, поэтому отказываемся от выбора ТМПН 100/3 – УХЛ 1 и выбираем ТМПН 125/3 – УХЛ 1, далее выбираем ближайшую, подходящую ступень регулировки из таблицы (Приложение 3):

$$U_{\text{отп.тмпн125}} = 2080 \text{ В}.$$

### 3.3.2. Подбор станции управления

Через номинальный ток двигателя и коэффициент трансформации ТМПН вычисляется максимальный ток на первичной обмотке трансформатора. По максимальному току на первичной обмотке подбирается станция управления. В зависимости от потребляемой мощности ПЭД подбирается СУ, предполагается работа установки отличной от 50 Гц поэтому подбирается станция управления с частотным преобразователем.

Для ЭДСТ 56 – 96М выбираем СУ с частотным регулированием «Электон-05-100»

Описание станции управления серии «ЭЛЕКТОН-05-100»

Станция управления «Электон-05-100» предназначена для регулирования частоты вращения, оптимизации работы и защиты серийно выпускаемых электродвигателей.

Область применения — погружные асинхронные или вентильные электродвигатели для добычи нефти, асинхронные электродвигатели общепромышленного исполнения, применяемые для водозаборов и водоснабжения, приводов винтовых насосов, для дымососов и промвентиляции.

Основные характеристики станции управления «Электон-05» 100 приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные характеристики СУ «Электон-05» 630

Номинальный ток первичной силовой цепи, А	160
Номинальная мощность преобразователя (при 380 В), кВА	100
Номинальное напряжение питания, В	380 (50±1Гц)
Диапазон отклонения питающего напряжения от ном. значения, %	-50...+25
Температурный диапазон, °С	-60...+40
Диапазон изменения частоты, Гц	3,5...70±1%
Габаритные размеры, мм	1925x1205x112 3
Масса, кг	750



Рисунок 3.1 – Станции управления ПЭД производства ЗАО «Электрон»

#### 4 Расчет статических характеристик системы преобразователь – двигатель при частотном регулировании

Вольт-частотная характеристика преобразователя при законе регулирования  $U_1/f_1^2 = \text{const}$ , рассчитанная по выражению [10]

$$U_1(f_1) = U_{1\text{фн}} \cdot \left( \frac{f_1}{f_{1\text{н}}} \right)^2, \quad (4.1)$$

приведена на рис. 4.1

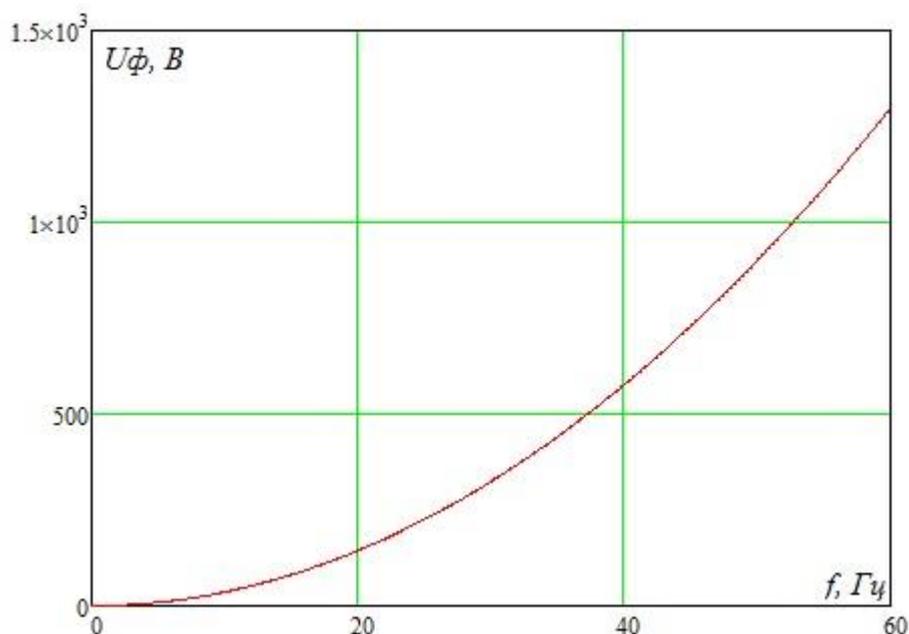


Рисунок 4.1 - Вольт-частотная характеристика преобразователя: 1 - при законе регулирования  $U_1/f_1^2 = \text{const}$  в соответствии с (4.1);

Максимальную частоту коммутации инвертора, приравненного к номинальному режиму работы насоса определяем из условия обеспечения номинальной рабочей скорости двигателя  $\omega_{\text{дв.н}} = 295.31 \text{ рад/с}$ . Принимаем максимальное значение частоты коммутации инвертора  $f_{\text{и макс}} = f_{\text{н}} = 50 \text{ Гц}$ . Для того чтобы обеспечить пусковые характеристики двигателя отталкиваясь от заданного диапазона регулирования скорости, принимаем минимальную частоту коммутации инвертора  $f_{\text{и мин}} = 25 \text{ Гц}$ .

#### 4.1 Механические характеристики системы преобразователь-двигатель при законе регулирования $U_1/f_1^2 = \text{const}$

Механические характеристики  $\omega(M)$  разомкнутой системы преобразователь частоты – асинхронный двигатель при законе управления  $U_1/f_1^2 = \text{const}$  для ряда выбранных значений выходной частоты коммутации

инвертора:  $f_{1H1}=50$  Гц;  $f_{1H2}=40$  Гц ;  $f_{1H3}=30$  Гц;  $f_{1H4}=25$  Гц рассчитываются помощью программы *Mathcad* по выражениям:

$$M(s, f_1) = \frac{3 \cdot U_1^2(f_1) \cdot R_2'}{\omega_0 \cdot \frac{f_1}{f_{1H}} \cdot s \cdot \left[ \left( X_{KH} \cdot \frac{f_1}{f_{1H}} \right)^2 + \left( R_1 + \frac{R_2'}{s} \right)^2 + \left( \frac{R_1 \cdot R_2'}{s \cdot X_\mu \cdot \frac{f_1}{f_{1H}}} \right)^2 \right]}, \quad (4.2)$$

Где:

$$U_1(f_1) = U_{1фн} \cdot \left( \frac{f_1}{f_{1H}} \right)^2 = 220 \cdot \left( \frac{f_1}{50} \right)^2;$$

$$\omega(s, f_1) = 314,16 \cdot \frac{f_1}{50} \cdot (1-s).$$

Исходя из результата расчетов на рис. 4.2 отображенно семейство механических характеристик  $\omega(M)$  системы преобразователь – двигатель при изменении частоты питающей сети.

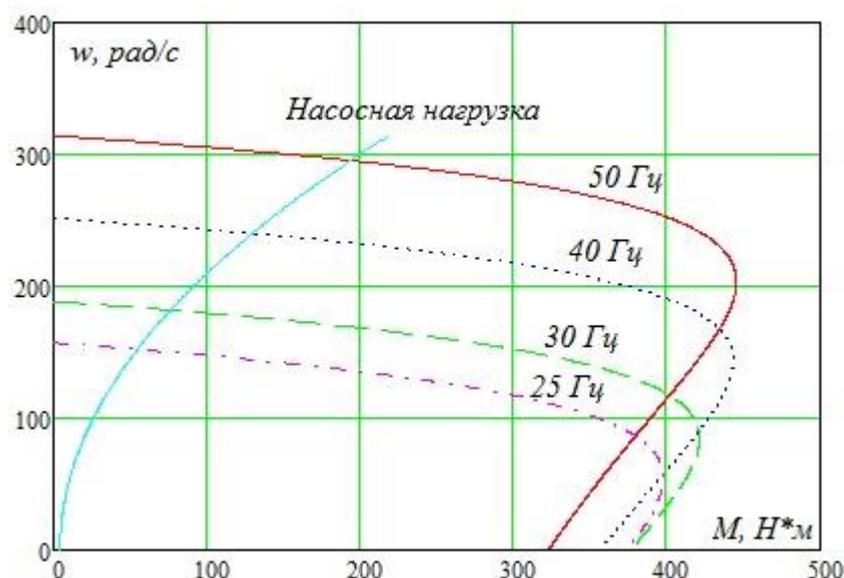


Рис. 4.2- Механические характеристики  $\omega(M)$  системы преобразователь – двигатель при законе регулирования  $U_1/f_1^2 = \text{const}$ :  $\Delta M_{с.дв} = 4.254 \text{ Н} \cdot \text{м}$ ;

$$M_{с.макс} = M_{дв.н} = 189.631 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

## 5 Частотно-регулируемый асинхронный электропривод со скалярным управлением

Силовая цепь электропривода состоит из:

- преобразователя частоты, выполняющего функцию электрического преобразователя;
- электрический двигатель, который выполняет функцию электромеханического преобразователя;
- механическая система, которая выполняет функцию механического преобразователя.[19]

Параметры звеньев структурной схемы двигателя.

Эквивалентные индуктивности обмоток:

– статора

$$L_1 = L_{1\delta} + L_{\mu} = 0,016 + 0,049 = 0,065 \text{ Гн}, \quad (5.1)$$

– ротора

$$L_2 = L'_{2\delta} + L_{\mu} = 0,021 + 0,049 = 0,07 \text{ Гн}. \quad (5.2)$$

Коэффициент рассеяния

$$\sigma = 1 - \frac{L_{\mu}^2}{L_1 \cdot L_2} = 1 - \frac{0,049^2}{0,065 \cdot 0,07} = 0,472. \quad (5.3)$$

Эквивалентное сопротивление

$$R_3 = R_1 + R_2' \cdot \frac{L_{\mu}^2}{L_2^2} = 12,81 + 4,849 \cdot \frac{0,049^2}{0,07^2} = 15,186 \text{ Ом}. \quad (5.4)$$

Электромагнитные постоянные времени

$$T_3 = \frac{\sigma \cdot L_1}{R_3} = \frac{0,472 \cdot 0,065}{15,186} = 0,002 \text{ с}; \quad T_2 = \frac{L_2}{R_2'} = \frac{0,07}{4,849} = 0,0145 \text{ с}. \quad (5.5)$$

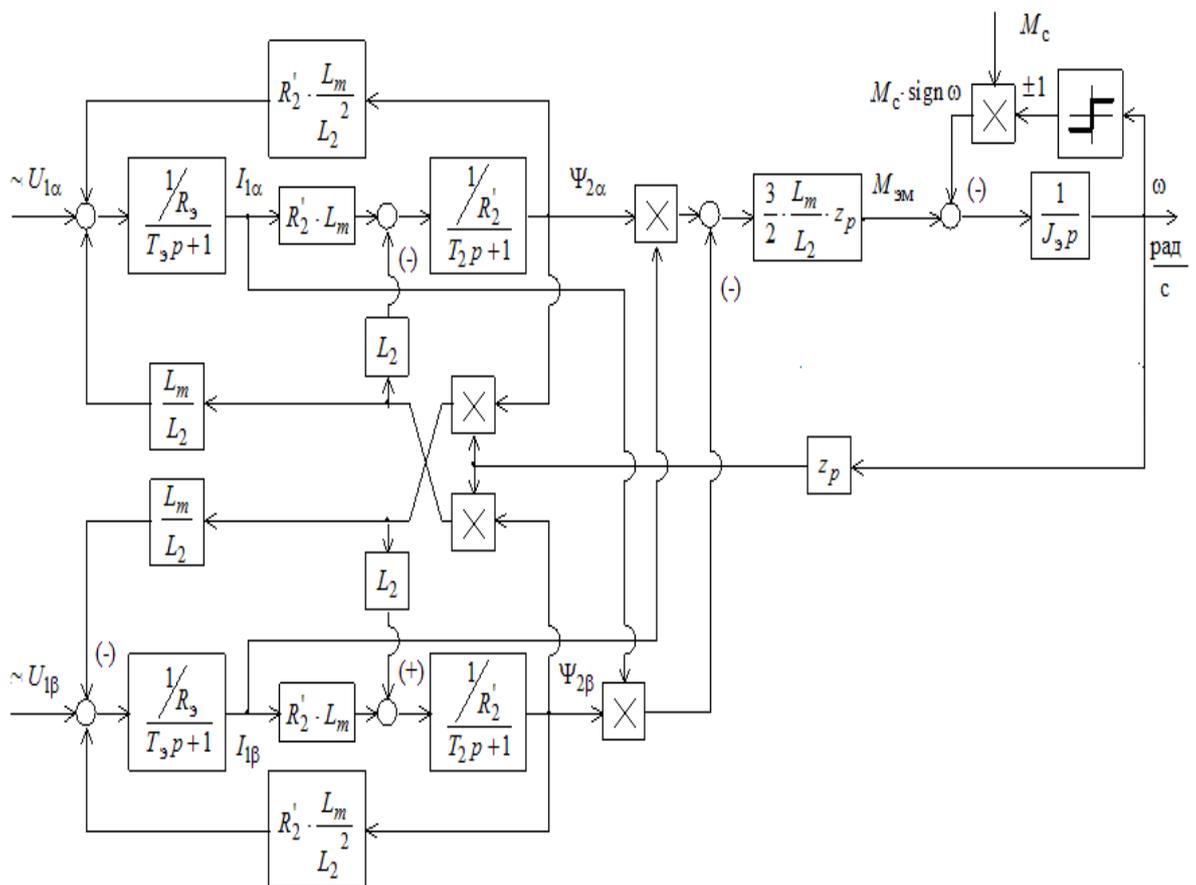


Рисунок 5.1 - Структурная схема силового канала системы ПЧ-АД в неподвижной двухфазной системе координат  $\alpha, \beta$

В пакете Simulink системы Matlab разработана имитационная модель силового канала системы преобразователь - асинхронный электродвигатель в неподвижной системе координат [11].

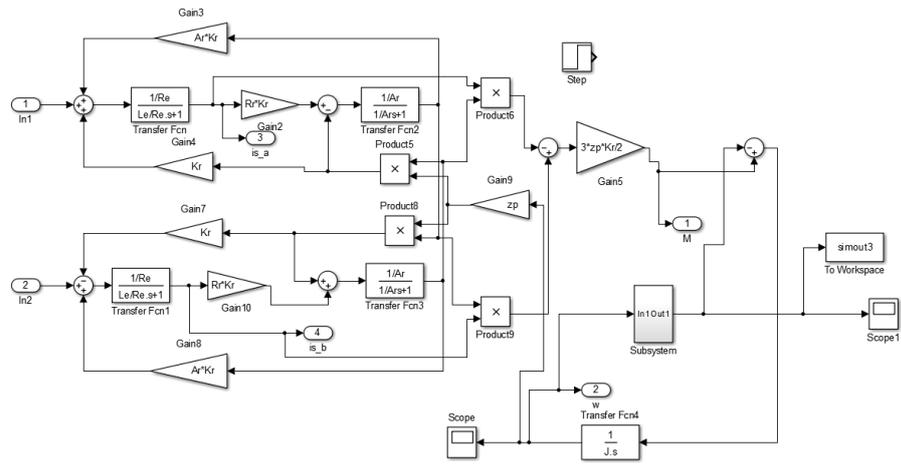


Рисунок 5.2 – Имитационная модель силового канала системы ПЧ-АД

Составляем имитационную модель асинхронного двигателя в неподвижной системе координат, которая приведена на рисунке 5.3.

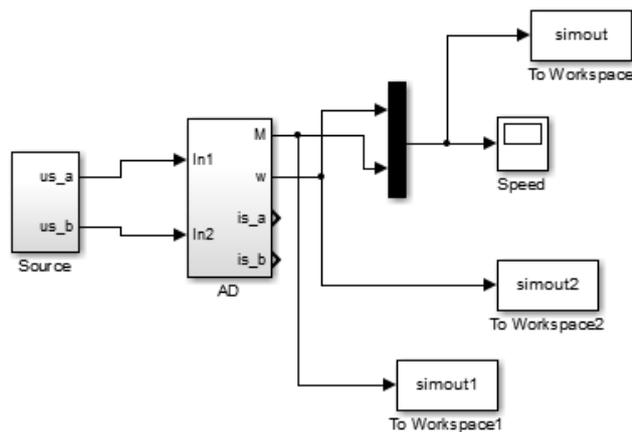


Рисунок 5.3 - Имитационная модель прямого пуска асинхронного двигателя

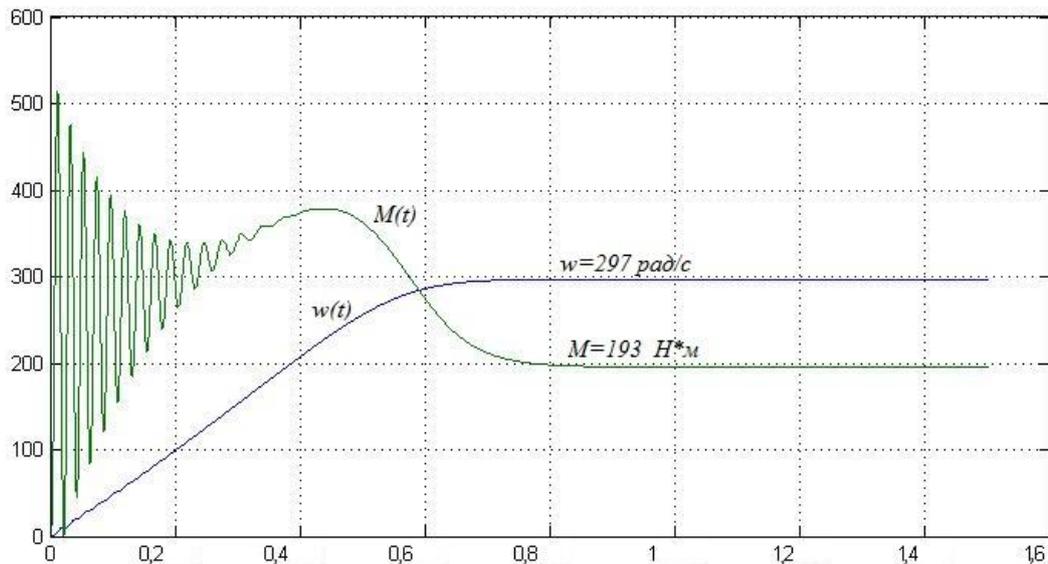


Рисунок 5.4 - Переходные характеристики скорости ротора и электромагнитного момента АД при прямом пуске, с насосной характеристикой  $M_{с.макс}=193,885\text{Н*м}$

### 5.1 Функциональная схема системы скалярного частотного управления

В электрических приводах с длительным режимом работы с определенной скоростью вращения, диапазон регулирования скорости не должен превышать значения 1:2 и так же не предъявляются особые требования к динамике электрического привода, а это значит что целесообразно применять простейшие структуры и законы частотного управления [14].

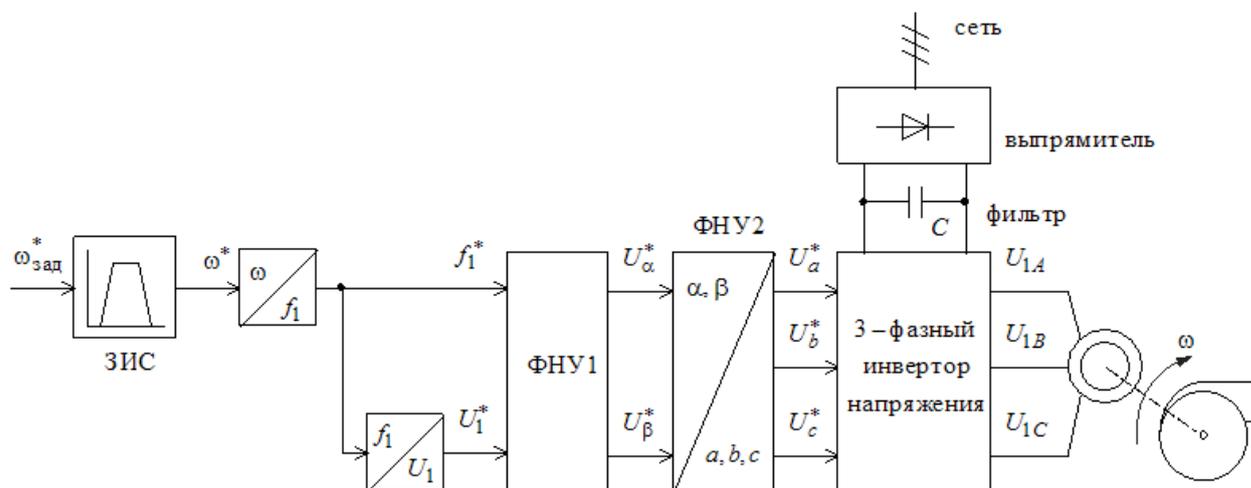


Рисунок 5.5 - Функциональная схема частотно-регулируемого асинхронного электропривода со скалярным управлением

В разомкнутой системе электрического привода с вольт-частотным регулированием при уменьшении частоты максимальный момент двигателя так же уменьшается.

Основная причина уменьшения максимального момента – возрастает влияние активного сопротивления обмотки статора при уменьшении частоты питающего напряжения. При скалярном законе управления  $U_1/f_1^2 = \text{const}$ , как было сказано выше, для того чтобы обеспечить пусковой момент электрического двигателя на малых скоростях в преобразователе должна быть предусмотрена такая функция как корректировка (повышение начального значения напряжения) вольт-частотной характеристики в области малых частот выходного напряжения инвертора.

Функциональная схема системы скалярного частотного управления приведена на рисунке 5.6.

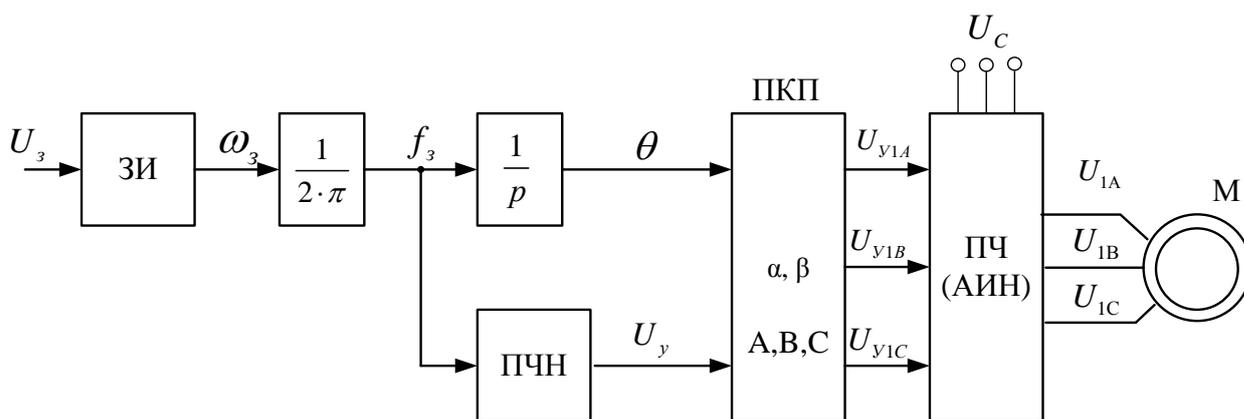


Рисунок 5.6 - Функциональная схема системы скалярного частотного управления

Блок “преобразователь частота-напряжение” ПЧН формирует требуемую зависимость скалярного регулирования между частотой и напряжением преобразователя, чем и устанавливается принятый закон частотного регулирования  $U_1/f_1^2 = \text{const}$ . Блок ПКП – блок прямого координатного преобразователя формирует трехфазную систему управляющих напряжений для управления автономным инвертором напряжения (АИН) преобразователя частоты. Система силовых трехфазных напряжений  $U_{1A}, U_{1B}, U_{1C}$  с выхода ПЧ затем подается на АД.

В соответствии с функциональной схемой, представленной на рисунке 5.6, составим имитационную модель привода в среде Simulink системы MatLab.

Имитационные модели входящих в нее блоков представлены на рисунках 5.7 -5.12.

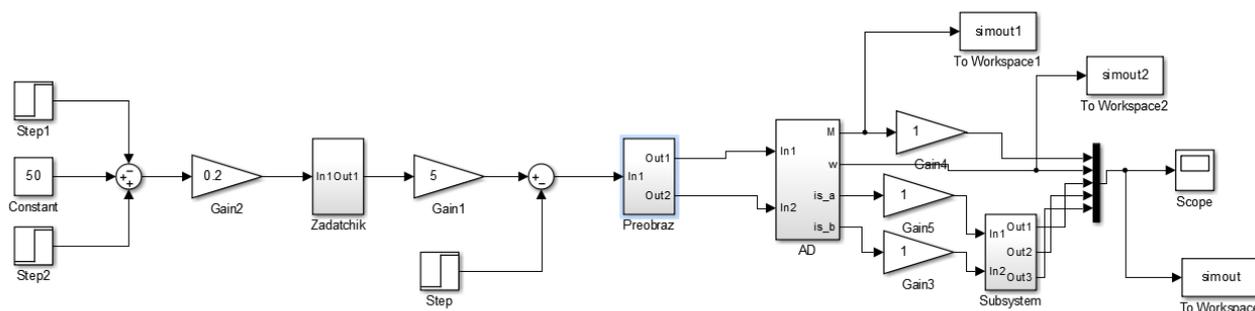


Рисунок 5.7–Имитационная модель разомкнутой системы ПЧ-АД

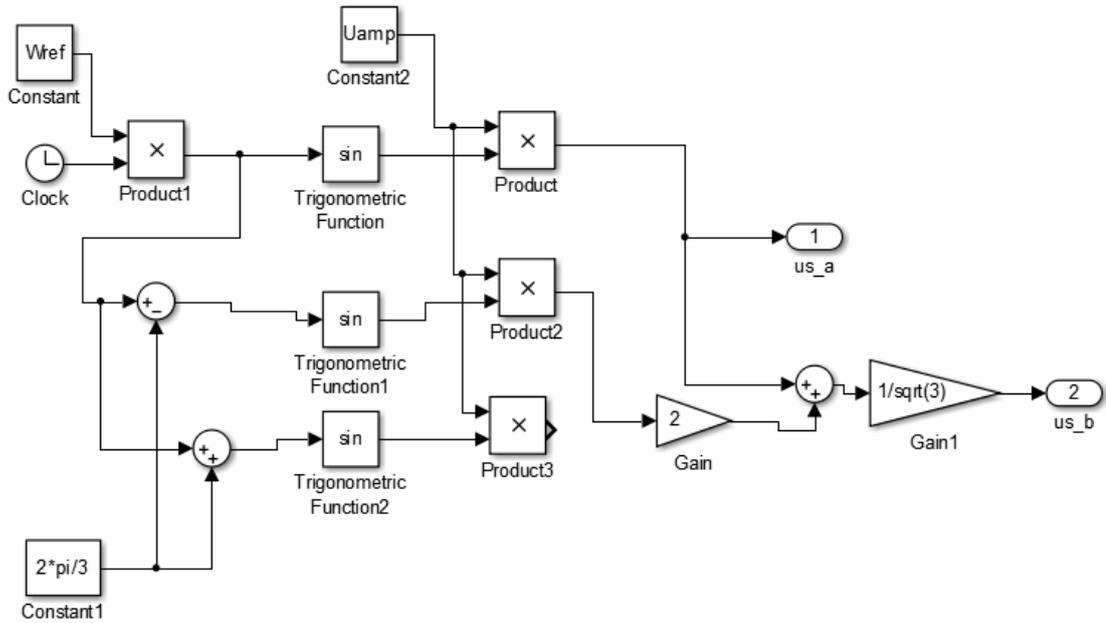


Рисунок 5.8 - Имитационная модель формирователя фазных напряжений статорных обмоток двухфазного двигателя в неподвижной системе координат  $\alpha, \beta$

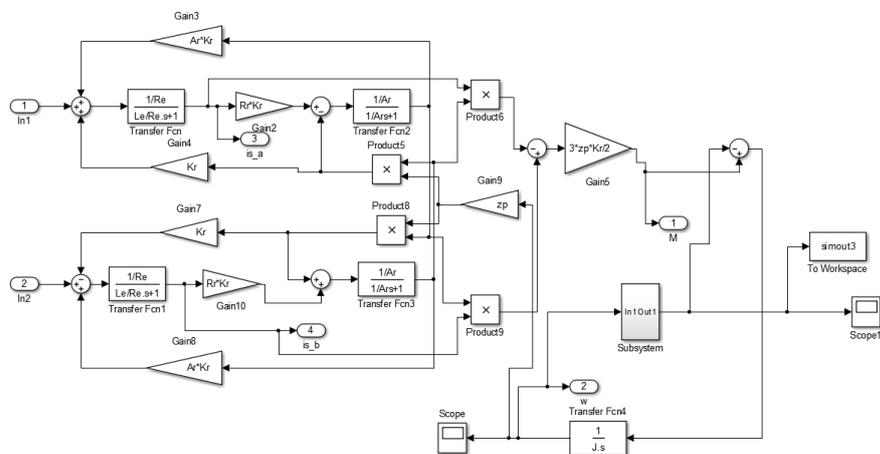


Рисунок 5.9 - Имитационная модель АД в неподвижной системе координат  $\alpha, \beta$

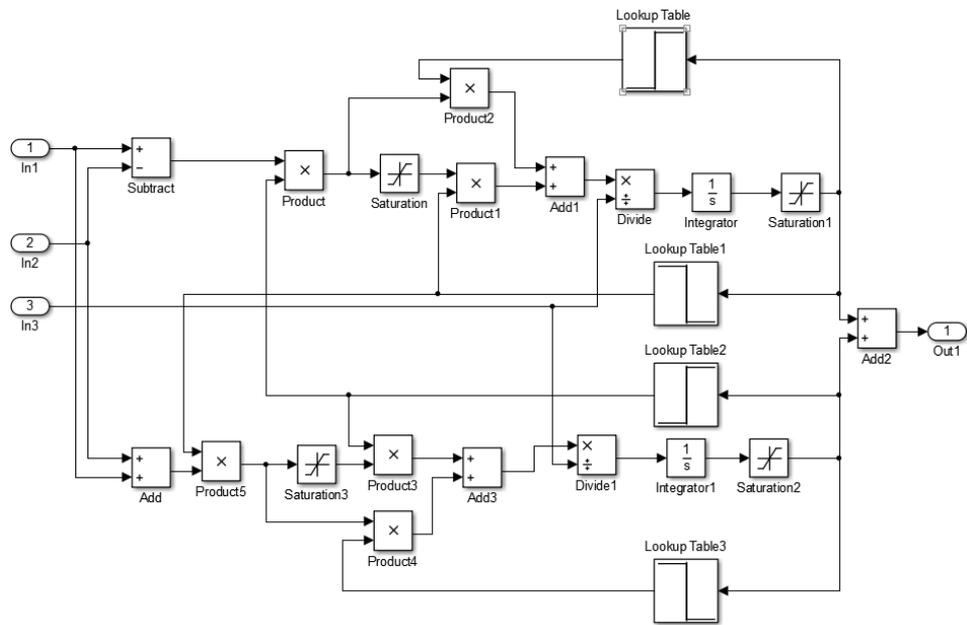


Рисунок 5.10. – Имитационная модель одномассовой механической системы с моментом нагрузки реактивного характера

Имитационная модель, представляющая насосную нагрузку, согласно выражению(2.5)

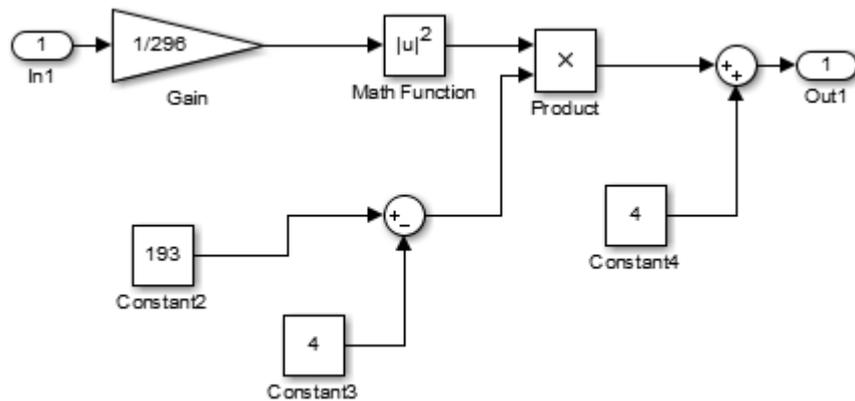


Рисунок 5.11 – Имитационная модель насосной нагрузки

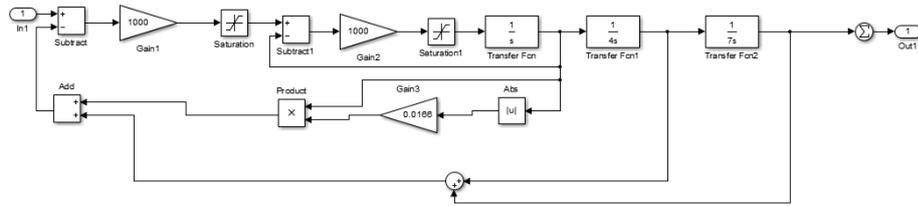


Рисунок 5.12 – Имитационная модель задатчика интенсивности с линейной выходной характеристикой

На рисунке 5.13 представлены математически рассчитанная и аппроксимированная ломаными линиями кривая зависимости  $U_1/f_1^2 = \text{const}$ .

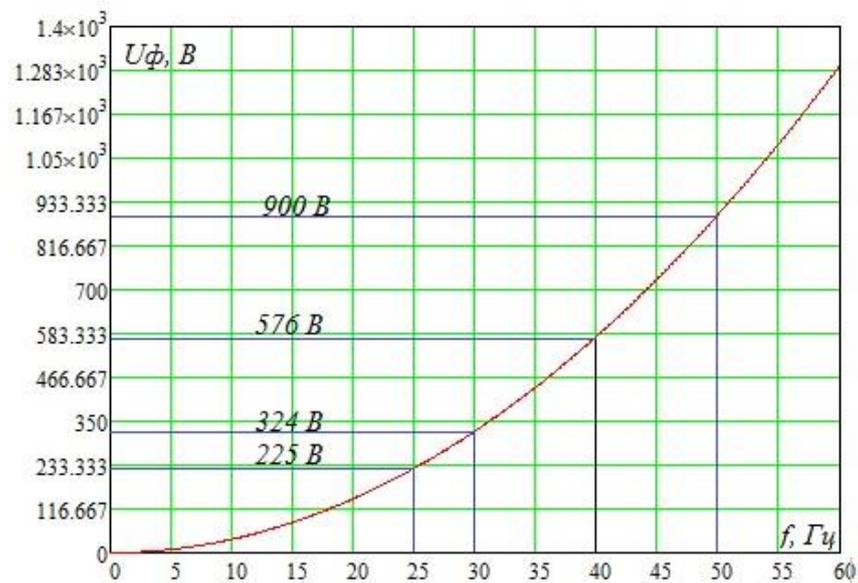


Рисунок 5.13 - Кривая зависимости  $U_1(f_1)$

Кривая задается в блоке ПЧН четырьмя точками и представлена в таблице 5.1.

$$U_{1j}(f_{1j}) = U_{\text{п}} + (U_1 - U_{\text{п}}) \cdot \left(\frac{f_{1j}}{f_1}\right)^2, \quad (5.6)$$

$$U_{11}(f_{11}) = 50 + (900 - 50) \cdot \left(\frac{50}{50}\right)^2 = 900 \text{ В}, \quad (5.7)$$

$$U_{12}(f_{12}) = 50 + (576 - 50) \cdot \left(\frac{40}{50}\right)^2 = 386,64 \text{ В}, \quad (5.8)$$

$$U_{13}(f_{13}) = 50 + (324 - 50) \cdot \left(\frac{30}{50}\right)^2 = 148,64 \text{ В}, \quad (5.9)$$

$$U_{14}(f_{14}) = 50 + (225 - 50) \cdot \left(\frac{25}{50}\right)^2 = 93,75 \text{ В}, \quad (5.10)$$

Таблица 5.1 – Параметры вольт-частотной характеристики преобразователя

$f_1, \text{Гц}$	25	30	40	50
$U_1, \text{В}$	93,75	148,64	386,64	900

Имитацию квантования по времени фазных напряжений на выходе автономного инвертора напряжения преобразователя частоты (рис. 5.10), происходящее в процессе его широко-импульсной модуляции (ШИМ) производится с помощью стандартных блоков библиотеки Simulink:PulseGeneratorи EnabledSubsystem[11].

Период квантования по времени напряжения инвертора ПЧ принимаем равным величине постоянной времени запаздывания при ШИМ

$$T_3 = \frac{1}{f_{in}} = \frac{1}{10000} = 0,0001 \text{ с}, \quad (5.11)$$

где  $f_{in} = 10000$  - несущая частота инвертора.

## 5.2 Имитационные исследования частотно-регулируемого асинхронного электропривода насоса со скалярным управлением

К электрическому приводу центробежного насоса не предъявляется жестких требований к динамическим характеристикам. Из-за этого при выборе параметров настройки задатчика интенсивности скорости, прежде всего, следует исходить из условия обеспечения мягкого пуска погружного электрического двигателя. В ходе имитационных исследований выявлено, что для обеспечения мягкого пуска насоса достаточно принять постоянную времени задатчика  $T_{зи} = 1 \text{ с}$ .

В качестве примера смоделирована отработка электрическим приводом насоса следующего цикла:

- пуск на минимальную скорость вращения ( $f_{и.мин} = 25 \text{ Гц}$ )
- переход на максимальную рабочую скорость насоса ( $f_{р.макс} = 50 \text{ Гц}$ )
- переход на минимальную скорость вращения ( $f_{и.мин} = 25 \text{ Гц}$ ).

– останов электропривода.

На рис. 5.14 отображены временные характеристики обработки электроприводом насоса с законом регулирования  $U_1/f_1^2 = \text{const}$  и настройкой вольт-частотной характеристики в соответствии с (таб.5.1) принятого цикла работы.

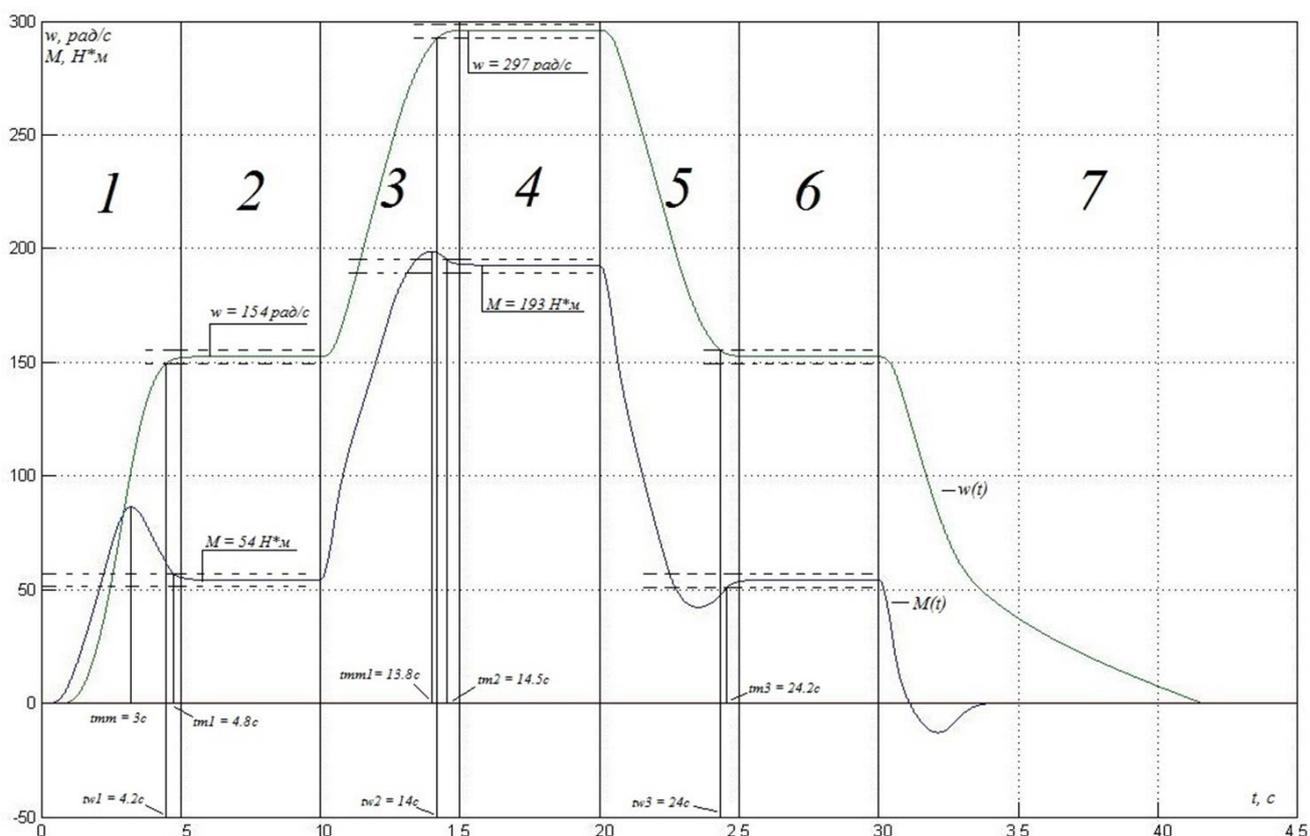


Рисунок 5.14 – Результаты имитационных исследований обработки электроприводом насоса заданного цикла при настройке вольт-частотной характеристики в соответствии с (таб.5.1): графики переходных процессов  $M(t)$  -момента,  $\omega(t)$  - скорости электропривода

**Вывод** Полученные результаты имитационных исследований доказывают, что частотно-регулируемый асинхронный электропривод насоса под вентиляторной нагрузкой при скалярном управлении с законом управления

$U_1/f_1^2 = \text{const}$  и корректировкой вольт-частотной характеристики в соответствии с (4.3) обеспечивает пуск электропривода с начальной частоты  $f_{\text{и. мин}} = 25$  Гц и требуемый диапазон регулирования скорости насоса. Переходные процессы в электроприводе протекают плавно с ограничением динамического момента, токов двигателя и преобразователя. Время пуска и электрического торможения электропривода определяется и может быть изменено путём выбора значения постоянной времени задатчика скорости.

## **6 Производственная и экологическая безопасность при выполнении работ, связанных с обслуживанием скважин, оборудованных УЭЦН**

### **6.1 Введение**

Главными законодательными актами по охране труда в Российской Федерации являются: Конституция России, Основы законодательства и др. в данных документах приводятся правовые вопросы охраны труда и здоровья трудящихся. В основе перечисленных выше источников, а кроме того отталкиваясь от определенных основ безопасности и общепризнанных норм индустриальной санитарии в этой выпускной работе мной разрабатываются главные мероприятия по формированию безопасных условий работы операторов при эксплуатации нефтяных скважин, оснащенных установками электроцентробежных насосов. [21]

Любая работа происходит из четко определенных задач и ориентирована на достижение конкретных целей. Жизненный процесс – интенсивное отношение человека к находящемуся вокруг обществу для целесообразного его переустройства. Совершенно не опасной работы не существует. Согласно сведениям Госкомстата, из-за разнообразных причин в нашей стране на производстве каждый год получают травмы 650-700 тысяч человек, 15-16 тысяч человек со смертельным финалом, 6 миллионов человек работают во вредном

производстве, не менее семисот тысяч единиц оборудования и 61 тысяча построек и сооружений никак не отвечает условиям безопасности. Обычно, каждый год происходит около пятисот тысяч возгораний, главными причинами этих пагубных явлений являются:

- неудовлетворительный уровень обучения и квалификации персонала;
- расхождение научно-технических действий прогрессивным условиям защищенности;
- малое обеспечение изготовления концепциями очищения выбросов;
- устарелое спецоборудование;

В этом случае, описывается ряд событий по улучшению охраны и условий труда, защиты окружающей среды, предоставлены разнообразные чрезвычайные ситуации и их предотвращение.

## **6.2 Производственная безопасность**

### **6.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

Одной из основных отличительных черт условий работы операторов по добыче нефти – это работа, в своей основе, на открытом воздухе (на кустах скважин), а кроме того труд связанный с переходами на территории объекта и между объектами (кустами), нередкими подъемами на особые площадки, располагающиеся на высоте. По этой причине в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с крайне низкими температурами (зимой до  $-50^{\circ}\text{C}$ ) и достаточно высокой влажностью (летом до 100%) большую значимость играют метеорологические факторы. При низкой (сверхдопустимых норм) температуре окружающей среды термический баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, влекущее за собой серьезные заболевания. В случае крайне низкой температуры окружающей среды становится минимальной подвижность рук и ног из-за активной теплоотдачи

организма, что сковывает движения. Данное обстоятельство способно служить причиной несчастных случаев и аварий.[22]

При продолжительном нахождении трудящегося в условиях крайне низкой температуры и, как следствие, переохлаждении организма возможно возникновение различных острых и хронических заболеваний: воспаление верхних дыхательных путей, ревматизм и другие. Итогами неоднократного влияния крайне низких температур являются пояснично-крестцовый радикулит и хроническое повреждение холодом (ознобление).

При достаточно высокой температуре окружающей среды понижается внимание и скорость реакции трудящегося, что кроме того может являться причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при достаточно высокой температуре (до +50 С) вероятны перегревания организма, солнечные и тепловые удары.

Кусты, в основе своей, отсыпаются песком, из-за этого при сильных ветрах частицы песка и пыли поднимаются, имогут попасть в глаза и верхние дыхательные пути. Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005-76.

В процессе производственных действий рабочие имеют все шансы подвергаться влиянию вредных газов и паров нефти, источником которых могут служить повреждения фланцевых соединений или нарушения герметичности фланцевых соединений, механической целостности фонтанной арматуры (свищи, щели по шву) из-за воздействия внутренней коррозии или износа, превышения предельно возможного давления, отказы либо выходы из эксплуатации регулирующих и предохранительных клапанов. Пары нефти и газа при определенной концентрации их в атмосфере могут служить причиной отравления и заболевания. При регулярном попадании нефтяного газа и паров нефти в легкие подвергается поражению центральная нервная система, снижается артериальное давление, пульс становится реже, а так же и дыхание, понижается температура тела. Особо опасен для человека сероводород –

сильный яд, действующий на нервную систему. Сероводород нарушает доставку тканям кислорода, раздражающе действует на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, вызывает острые и хронические заболевания, ПДК  $H_2S$  – 0,1 мг/м<sup>3</sup> (ГОСТ 12.1.005-76.)

Специфическая отличительная особенность условий эксплуатации нефтяных скважин с высоким дебетом – это высокое давление на устье, которое доходит до 30 МПа. В связи с данным условием любое неверное действие оператора при выполнении работ на устье скважины способно привести к опасной катастрофе.

Высокое давление и загазованность означают повышенную пожаро – и взрывоопасность объекта.

Эксплуатация скважин с установкой электроцентробежного насоса характеризуется присутствием очень высокого напряжения в силовом кабеле. При этом станция управления и скважина оборудованная электроцентробежным насосом как правило не находятся в очень близком расстоянии друг от друга, и часть кабеля расположена на поверхности, что увеличивает зону поражения электрическим током, а значит и вероятность несчастного случая.

Причиной несчастного случая может служить также неудовлетворительное состояние объекта с позиции санитарии, его излишняя захламленность и замазученность, некачественная подготовка нефтяных скважин к замерам пластового давления.

Таким образом, я проанализировал главные факторы производственной среды, оказывающие большое влияние на здоровье и трудоспособность операторов в процессе труда.

Таблица 6.1 Основные элементы производственного процесса, формирующие

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ )		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Повышенное содержание паров нефти и газа в воздухе	токсический (химический)		ГОСТ 12.1.005-88
Работы на высоте		расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола) (физический)	ПОТ Р М-012-2000
Работы на открытом воздухе в ночное время суток	отсутствие или недостаток естественного света(физический)		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03
Работы в условиях низкой температуры	повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны (физический)		ГОСТ 12.1.005–88
Работы в условиях высокой влажности	повышенная или пониженная влажность воздуха (физический)		ГОСТ 12.1.005–88
Работы с высоким напряжением		повышенное значение напряжения в электрической	ПУЭ ГОСТ 12.1.019 -79

		цепи, замыкание которой может произойти через тело человека (физический)	
Работа вахтовым методом		- физические перегрузки; - нервно-психические перегрузки. (психофизиологические)	Р 2.2.2006-05
Работы при повышенном уровне шума	повышенный уровень шума на рабочем месте (физический)		ГОСТ 12.1.003–83
Незащищенные части подвижных элементов производственного оборудования		подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.4.011-89

### 6.2.2. Техника безопасности

Для обеспечения безопасности для выявленных опасных факторов существуют средства защиты, представленные в ГОСТ 12.4.011-89.

Этот стандарт расширяется в ресурсы, используемые с целью избежания либо снижения влияния на трудящихся в небезопасных и вредоносных производственных условиях, и определяет систематизацию и единые условия к средствам защиты трудящихся.

Общие условия к средствам защиты:

Средства защиты трудящихся обязаны гарантировать устранение либо снижение воздействия небезопасных и вредоносных производственных условий.

Средства защиты никак не обязаны являться источником небезопасных и вредоносных производственных условий.

Средства защиты обязаны соответствовать условиям промышленной эстетики и эргономики.

Подбор определенного вида средства охраны трудящихся обязано реализоваться с учетом условий защищенности с целью этого процесса либо типа трудов.

Средства персональной защиты необходимо использовать в тех случаях, если защищенность работ никак не может являться гарантировано безопасной системой оснащения, системой производственных действий, архитектурно-планировочными решениями и орудиями общественной охраны.

Средства персональной защиты никак не обязаны менять собственных качеств при нахождении их в стирке, химчистке и обеззараживании.

Ресурсы персональной защиты обязаны становиться объектом оценки согласно защитным, физиолого-гигиеничным и рабочим признакам.

Условия к маркировке средств персональной защиты обязаны отвечать ГОСТ 12.4.115 и стандартам на маркировку в определенные типы средств персональной защиты.

Средства персональной защиты обязаны обладать руководством с предписанием направления и времени службы изделия, законов его эксплуатации и сохранения.

Средства общественной охраны трудящихся конструктивно обязаны быть соединены с производственным оснащением либо его компонентами управления таким способом, для того чтобы, в случае потребности, возникал принудительный процесс активации средства защиты.

Допускается применять средства общей защиты в свойстве элементов управления с целью введения и выключения производственного оснащения.

Ресурсы общей защиты трудящихся обязаны быть размещены в производственном оснащении либо в трудовом участке подобным способом, для того чтобы регулярно производился контроль его деятельности, а кроме того не опасного обслуживания и ремонтных работ.

Орудиями предохранения от *падения с высоты* являются:

- ограничители движения;
- предохранительные сетки;
- знаки безопасности.

Орудиями предохранения от *поражения электрическим током* являются:

- оградительные приборы;
- приборы автоматизированного контролирования и сигнализации;
- изолирующие приборы и диэлектрические покрытия;
- приборы предохранительного заземления и зануления;
- приборы автоматического отключения;
- приборы выравнивания потенциалов и снижения разности потенциалов;
- приборы удаленного управления;
- предохранительные приборы;
- молниеотводы и разрядники;
- знаки безопасности.

Орудиями предохранения от воздействия *механических факторов* относятся приборы:

- ограничители движения;
- приборы автоматизированного контролирования и сигнализации;
- предохранительные сетки;
- удаленного управления;
- тормозные приборы;
- знаки безопасности.

### **6.2.3. Производственная санитария**

Содержание вредных элементов в атмосфере рабочей области никак не обязано быть выше максимально возможных концентраций, применяемых при конструировании производственных строений, научно-

технических действий, оснащения, проветривания, с целью контролирования по качеству производственной сферы и профилактики негативного влияния на состояние здоровья трудящихся.

Содержание вредоносных элементов в атмосфере рабочей области подлежит регулярному контролированию с целью предотвращения возможности превышения максимально возможных концентраций - предельно единовременных рабочей области и среднесменных рабочей.

повышенный уровень шума на рабочем месте согласно источнику [8] выполнение всех видов работ на регулярных местах работы в производственных зданиях и на территории расположения предприятий уровни звука и эквивалентные уровни звука, не должны превышать 80 дБА. Защита от шума осуществляется использованием устройств и методов общественной охраны и использованием средств индивидуальной защиты.

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Нормируемый показатель искусственного и естественного освещения по п.191 составляет 30 Лк. Для уменьшения влияния этого вредного фактора применяют средства и методы коллективной защиты и средства индивидуальной защиты . [28]

Воздушное пространство рабочей области (микроклимат) производственных комнат устанавливают соответствующие характеристики: температура атмосферы в помещении, относительная влага атмосферы, темп перемещения воздуха, насыщенности термического облучения трудящихся в рабочих участках с производственных источников. Данные характеристики в ансамбле и по раздельности оказывают большое влияние на тело человека. В вентиляторной камере во все без исключения периоды года удерживается одна и та же температура (Приложение 6). [26]

Допустимые величины насыщенности термического облучения поверхности тела трудящихся с производственных источников: 21°C - при

группе работ II б. Период присутствия людей при данных параметрах локального климата способен быть равен 8 часам.

Для обеспечения безопасности для выявленных вредных факторов существуют средства защиты представленные в ГОСТ 12.4.011-89.[27]

Ресурсы охраны трудящихся в зависимости от характера их использования подразделяют на 2 группы:

- ресурсы общественной охраны;
- ресурсы персональной охраны.

Средства общественной охраны:

К орудиям охраны от воздействия химических условий принадлежат приборы:

- оградительные;
- автоматического контролирования и сигнализации;
- герметизирующие;
- с целью проветривания и очищения атмосферы;
- с целью извлечения ядовитых элементов;
- дистанционного управления;
- знаки безопасности.

К орудиям охраны от высокой степени шума принадлежат приборы:[24]

- оградительные;
- звукоизоляционные, звукопоглощающие;
- глушители шума;
- автоматического контролирования и сигнализации;
- дистанционного управления.

Средства персональной охраны:[55]

Ресурсы охраны органов дыхания: противогазы, респираторы, самоспасатели, пневмошлемы, пневмомаски, пневмокуртки.

Одежда специализированная предохранительная:тулупы,плащ, пальто, полушубки, накидки, плащи, полуплащи, халат, костюмы, куртки, рубахи,

штаны, шорты, комбинезоны, полукомбинезоны, жилеты, платья, сарафаны, блузы, юбки, фартуки, наплечники.

Средства охраны ног: сапоги, сапоги с вытянутым голенищем, сапоги с кургузым голенищем, полусапоги, башмаки, полуботинки, туфли, обувь, калоши, боты, тапки (сандалии), валенки, туфли, щитки, ботфорты, наколенники, портянки.

Средства охраны рук: варежки, перчатки, полуперчатки, напальчники, наладонники, напульсники, манжеты, налокотники.

Средства охраны головы: каски предохранительные, шлемы, подшлемники, шапки, береты, шляпки, колпаки, косынки, накомарники.

Ресурсы охраны глаз: очки предохранительные.

Средства охраны лица: щитки предохранительные внешние.

Средства охраны органа слуха: противошумовые шлемы, противошумовые вкладыши, противошумовые наушники.

К орудиям охраны от высоких либо пониженных температур атмосферы и температурных скачков принадлежат приборы:[30]

- оградительные;
- автоматического контролирования и сигнализации;
- термоизолирующие;
- дображивающего управления;
- с целью излучательного подогрева и остывания.

К орудиям нормализации воздушной среды

производственных комнат и работников зон принадлежат приборы с целью:[25]

- проветривания и очищения атмосферы;
- кондиционирования атмосферы;
- локализации вредоносных условий;
- отопления;
- автоматического контролирования и сигнализации;

### 6.3. Экологическая безопасность

При непреднамеренном воздействии на окружающую среду при добыче нефти происходит загрязнение атмосферы, поверхностных водотоков, подземных вод, недр. Среди загрязнителей водных объектов, почвогрунтовых недр одно из первых мест занимает нефтегазодобывающая промышленность. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу представлен в приложении 7.

Многие химические реагенты, используемые в нефтедобыче, при попадании в природные воды оказывают отрицательное влияние на их физико-химический состав, самоочищающую способность, а также могут оказывать токсическое воздействие на живой организм, в том числе и на человека. Попадание нефти в почву, поверхностные грунты приводит к разрушению их структур, снижению водопроницаемости, ухудшает корневое питание растений, снижает количество микроорганизмов в почве, способствует образованию в ней углекислого газа.

Охрана воздушной среды в нефтяной промышленности проводится, главным образом, в направлении борьбы с потерями нефти за счет уменьшения испарения ее при сборе, транспортировке, подготовке и хранении. Что касается эксплуатации УЭЦН, для уменьшения испарения при перекачке нефти насосом, проектируются герметизированные системы сбора нефти и антикоррозионные наружные и внутренние покрытия насоса (УЭЦН) и емкостей, устанавливаются непримерзающие клапаны, расширяется применение резервуаров с понтонами или плавающими крышами и другие технические решения.

## **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **6.4.1 Пожарная безопасность**

#### **6.4.1.1 Категория объекта по пожарной опасности**

Помещения и наружные установки в зависимости от способности к образованию взрывоопасных смесей или возгоранию находящихся в них материалов и веществ делятся на взрывоопасные и пожароопасные.[26]

А –Взрывопожароопасные; Б- Взрывопожароопасные; В1-В4 пожароопасные; Г,Д.

Установку электроцентробежного насоса отнесем к категории «Б» по следующему критерию: В аварийной ситуации на работающем оборудовании могут выделяться взрывопожароопасные пары нефти и газа.

#### **6.4.1.2 Основные причины пожаров и взрывов**

К главным причинам пожара и загорания в нефтяной индустрии принадлежат следующие:

- несоблюдение научно-технического хода и дефект оснащения;
- необдуманное обращение с пламенем и домашними электроприборами;
- короткое замыкание электропроводов и перегревание электрооборудования;
- несоблюдение законов пожарной безопасности при изготовлении электрогазосварочных и иных огневых трудов.

Нарушение научно-технического хода - применение при вскрытии и разбурировании результативного слоя бурильного раствора, характеристики коего (вязкость и плотность) никак не отвечают геолого-промышленному наряду, рост бурильного инструмента в отсутствии долива скважины, повышение давления в газопроводе, несоблюдение научно-технического процесса при подготовке нефти к автотранспорту, т.е. неполноценный отдел нефти и газа,

способен послужить причиной к скоплению горючего газа в местности резервуарного парка и сформировать опасную обстановку.

Неисправность оснащения - результат несвоевременных планово-предупредительных ремонтных работ, ржавчины и иных факторов. Все без исключения это в силах послужить причиной к негерметичности оснащения, в зависимости от его назначения, к утечке нефти, её паров либо нефтяного газа, а такое, в свою очередность, — к появлению взрывоопасной сосредоточения газо-воздушной смеси и, равно как результат, к взрыву либо пожару. К подобным результатам приводят, к примеру: негерметичность задвижки, перекрывающей ремонтируемый участок нефтепровода с нефтесборной емкости, негерметичность фонтанной либо компрессионной арматуры, распад либо отбивание набивок либо прокладочных использованных материалов соединений оснащения и запорной арматуры, крышек люков и прочие неполадки.

Короткое замыкание электропроводов и перегревание электрооборудования при наличии газа и паро-воздушных горючих консистенций, гальваническое искрение, сопутствующее короткому замыканию, существенное увеличение температуры, при перегреве электрооборудования неминуемо стимулируют зажигание данных консистенций, к примеру: воспламенение пролитой нефти с искры при схлестывании электропроводов, воспламенение нефти в резервуаре с искры короткого замыкания при обрыве кабеля подогревателя, воспламенение изолирующих использованных материалов из-за короткого замыкания в следствии пробоя либо перекрытия изоляции. Учащенной фактором пожаров кроме того считается снижение контакта в участках присоединения токоведущих элементов.

Нарушение законов пожарной защищенности при электрогазосварочных и иных огневых трудах - прогрев оснащения, включающего легковоспламеняющиеся жидкости, горючие газы, не закрытым пламенем;

брошенные под напряжением энергосиловой и осветительной линии в период фонтанирования скважины и др. Обстоятельства появления пожара и загорания — присутствие горючей среды, окислителя и источников зажигания. Подобными источниками в фирмах нефтяной индустрии имеют все шансы являться машинные и гальванические искры, пирофорные отложения, горячие плоскости, открытое пламя и др. Искрение, образующееся при возникновении статической электроэнергии, способно послужить причиной к пожару из-за нарушения обстоятельств, которые обеспечивают защищенность при сливе, наливке, перекачке и сохранении ЛВЖ и ГЖ.

#### **6.4.1.3 Стационарные установки пожаротушения**

Компании (объекты) нефтяной индустрии обязаны являться оборудованы неподвижными (самодействующими и ручными) установками пожаротушения. Вид установки пожаротушения (автоматизированный либо неавтоматизированный) с целью охраны объекта обуславливается технологическим заданием в планирование, выдаваемым администрацией объекта проектной компании.

#### **6.4.1.4 Портативные установки пожаротушения**

В резервуарных парках, в объектах сбора, подготовки и автотранспорта нефти обязаны быть сформированы основные пункты портативных установок и средств пенного тушения с расчета: 1 опорный пункт в участка объекта никак не наиболее 150 га. Основные пункты формируются вне зависимости от присутствия на объектах неподвижных систем пожаротушения. При месторасположении 2-ух и больше предметов на месте никак не наиболее 150 га может быть основан 1 опорный пункт. Число портативных установок

пенного тушения обуславливается на 1 пламя по объекту, какой потребует максимального расхода огнетушащих средств.

К указаниям и орудиям пенного тушения принадлежат:

- пенопроизводящие установки - генераторы пены средней кратности, воздушнопенные стволы, пеноподъемники с генераторами пены средней кратности;

- пенообразующие элемента - пенообразователи ПО-1, ПО-ОДИННАДЦАТЬ, ПО-ТС, ПО-2А, ПО-3А, ПО-6А и ПО-6.

- воздушные стволы, генераторы пены средней кратности, пеноподъемники следует осматривать никак не реже 1-го раза в месяц. При этом контролируют положение установок и агрегатов в целом и единичных элементов их, чистят устройства) и смазывают трущиеся доли.

#### **6.4.1.5 Первичные средства пожаротушения**

На рабочем месте оператора УЭЦН должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения.

-Переносные огнетушители.

-Асбестовая ткань (войлок, кошму).

-Ящики для песка.

-Бочки для хранения воды.

#### **6.4.2. Возможные чрезвычайные ситуации**

На месте эксплуатации УЭЦН учитывая климатические условия можно спрогнозировать виды ЧС:

Природного характера:

1. сильные морозы (ниже – 40 С°);

2. метели и снежные заносы.

Техногенного характера:

1. пожары;
2. отключение электроэнергии;
3. взрывы и многое другое.
4. прорыв трубы
5. разливы нефти
6. взрыв емкости

Специфической особенностью большинства объектов нефтегазовой промышленности является наличие значительного объема нефти и газа, что обуславливает возникновение аварий, пожаров, взрывов, затоплений, опасного поражения местности и атмосферы сильнодействующими ядовитыми веществами.

#### **6.4.3. Мероприятия по повышению устойчивости работы предприятий в ЧС**

Повышение устойчивости предприятий к ЧС при эксплуатации УЭЦН осуществляется за счет выполнения ряда мероприятий:

- а) обваловка емкостей с горючими и химически опасными веществами в расчете на удержание полного объема хранящихся в них жидкостей;
- б) покрытия огнезащитной краской или обмазкой деревянных конструкций; оснащения средствами пожаротушения в соответствии с нормами;
- в) обучение операторов УЭЦН действиям по безопасной остановке оборудования, своевременный и регулярный инструктаж по пожарной безопасности;
- г) укомплектование инструментов и запасными частями.

## 6.5. Расчет заземления электрооборудования

Расчет производится в соответствии «Типовых расчетов по электрооборудованию».

Сопротивление растеканию тока одиночных стержневых заземлителей определяется по формуле:

$$R_{oc} = \frac{\rho \cdot K_c}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left( \frac{\ln 2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \frac{\ln 4t + l}{4t - l} \right) = \frac{1 \cdot 10^4 \cdot 1,65}{2 \cdot 3,148 \cdot 500} \cdot \left( \frac{\ln 2 \cdot 500}{1,2} + \frac{1}{2} \frac{\ln 4 \cdot 570 + 500}{4 \cdot 570 - 500} \right) = 37,5 \text{ Ом} \quad (6.1.)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта,  $1 \times 10^4$  Ом\*см;

$K_c$  - коэффициент сезонности, для I климатической зоны  $K_c = 1,65$ ;

$l$  – длина стержня, 500 см;

$d$  - диаметр стержня, 1,2 см;

$t$  – глубина залегания, 570 см;

Необходимое количество стержней:

$$n = \frac{R_{oc}}{\eta_c \cdot R_3} = \frac{37,5}{0,61 \cdot 4} = 15,37 \text{ Ом} \quad (6.2.)$$

где,  $\eta$  – коэффициент использования стержневых заземлителей, 0,61;

$R_3$  - сопротивление, оказываемое заземляющим устройством растеканию тока, 4 Ом;

Сопротивление всех стержней:

$$R_c = \frac{R_{oc}}{n \cdot \eta_c} = \frac{37,5}{15,37 \cdot 0,61} = 3,8 \text{ Ом}$$

Сопротивление растекания горизонтального (протяжного) заземлителя определяется по формуле:

$$R_n = \frac{0,336 \cdot \rho_{расч}}{I_n} \cdot \frac{I_n^2}{d \cdot t_1} = \frac{0,336 \cdot 5 \cdot 10^{-4}}{100000} \cdot \frac{100000^2}{1,2 \cdot 70} = 14,3 \text{ Ом} \quad (6.3.)$$

где,  $I_n$  – общая длина горизонтального заземлителя (полосы 40x4 мм),  
100000 см;

$$\rho_{расч} = \rho \cdot K_c = 10^4 \cdot 5 \text{ Ом} \cdot \text{см}$$

$K_c = 5$  - для I климатической зоны;

$t_1$  – глубина залегания протяжного заземлителя; 70 см;

Действительное сопротивление растеканию протяжного заземлителя с учетом коэффициента использования  $\eta_n = 0,32$

$$R_n^Д = \frac{R_n}{\eta_n} = \frac{14,3}{0,32} = 44,7 \text{ Ом} \quad (6.4.)$$

Общее сопротивление заземляющего устройства:

$$R_з = \frac{R_c \cdot R_n^Д}{R_c + R_n^Д} = \frac{3,8 \cdot 44,7}{3,8 + 44,7} = 3,5 \text{ Ом} \quad (6.5.)$$

Из расчета следует, что полученное значение сопротивления не превышает допустимого, а следовательно будет обеспечено полноценное заземление объекта, соответствующее ГОСТу 12.1.006-84.

## 7 Технико-экономическое обоснование проекта

Для технико-экономического обоснования проекта необходимо выполнить следующую работу: [1]

- 1) Спланировать проектные работы.
- 2) Рассчитать затраты на проектирование.
- 3) Рассчитать капитальные вложения в оборудование.
- 4) Оценить технический уровень электропривода

## 7.1 Планирование проектных работ

В данном подразделе производим расчет времени на выполнение проекта отведённого на его реализацию. Время определяется, исходя из трудоемкости работ.

Объем выполняемых работ приведен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Объем выполняемых работ

№ этапов	Наименование этапов проектирования	Продолжительность этапов в %
1	Получение задания на проектирование	2
2	Сбор необходимой информации	20
3	Подбор УЭЦН к скважине	5
4	Подбор двигателя и гидрозащиты	5
5	Расчет схемы замещения	5
6	Расчет характеристик АД	5
7	Моделирование характеристик АД	10
8	Подбор кабельной линии	7
9	Подбор наземного оборудования	11
10	Проектирование схем: электрической, гидравлической, проектирование структуры алгоритма	20
11	Завершающий этап (проверка, оформление проекта)	10
	Всего	100%

Построим календарный график (таблица 7.2).

Таблица 7.2 - Информация для построения календарного графика

№ п/п	Перечень работ	Количество исполнителей		Длительность выполнения работ, дни	Длительность выполнения всех видов работ по проектам, дни
		Инженер 10 р	Руководитель проекта		
1	Получение задания на проектирование	1	1	1	1
2	Сбор необходимой информации	1		31	32
3	Подбор УЭЦН к скважине	1		10	42
4	Подбор двигателя и гидрозащиты	1		8	50
5	Расчет схемы замещения	1	1	5	55
6	Расчет характеристик АД	1		15	70
7	Моделирование характеристик АД	1		10	80
8	Подбор кабельной линии	1		10	90
9	Подбор наземного оборудования	1		10	100
10	Проектирование схем: электрической, гидравлической, проектирование структуры алгоритма	1		15	115
11	Завершающий этап (проверка, оформление проекта)	1	1	5	120
12	Всего дней работы	120	11		

## 7.2 Расчет затрат на научно-техническое проектирование

Таблица 7.3 – Месячный оклад работников

№	Проектная группа	Оклад
1	Инженер 10 разряд	17000
2	Руководитель проекта (доцент)	26300

Районный коэффициент Томской области  $K_p = 1,3$

*ЗП исполнителей в месяц с учётом районного коэффициента:*

$$ЗП_{исп} = K_p * (ЗП_{т} + ЗП_{доп})$$

$$ЗП_{исп} (НР) = 1,3 * (26300 + 2630) = 37609 \text{ руб./мес.}$$

$$ЗП_{исп} (инж) = 1,3 * (17000 + 1700) = 24310 \text{ руб./мес.}$$

Заполним таблицу 7.4:

Таблица 7.4 – Зарплаты проектной группы

№	Проектная группа	ЗП <sub>т</sub>	ЗП <sub>д</sub>	ЗП <sub>п</sub>	ЗП
1	Инженер	17000	1700	5610	24310
2	Руководитель проекта	26300	2630	8679	37609

Считаем, что в месяце в среднем 21 рабочий день.

Рассчитываем заработную плату за один день для каждого сотрудника:

$$ЗП_{исп} (НР) = 37609 / 21 = 1790,9 \text{ руб./день}$$

$$ЗП_{исп} (инж) = 24310 / 21 = 1157,6 \text{ руб./день}$$

Рассчитываем заработную плату в соответствии план-графиком:

$$ЗП_{исп} (НР) = 1790,9 * 11 = 19699,9 \text{ руб.}$$

$$ЗП_{исп} (инж) = 1157,6 * 120 = 138912 \text{ руб.}$$

*Основная заработная плата исполнителей за весь период работы составит:*

$$ЗП_{осн} = 19699,9 + 138912 = 158611,9 \text{ руб.}$$

*Дополнительная заработная плата за неотработанное время (отпуск):*

$$ЗП_{д} = 0,1 * ЗП_{осн} = 0,1 * 158611,9 = 15861,19 \text{ руб.}$$

*Фонд заработной платы:*

$$\text{ФЗП} = \text{ЗПосн} + \text{ЗПд} = 158611,9 + 15861,19 = 174473,09 \text{ руб.}$$

*Отчисления на социальные нужды:*

$$\text{ОСН} = \text{ФЗП} * 0,3 = 174473,09 * 0,3 = 52342$$

### **7.3 Расчет амортизационных отчислений основных фондов**

Все основные фонды учитываются в натуральных и денежных показателях.

Учет в денежных единицах необходим для начисления ежегодных сумм амортизации и определения финансовых показателей (себестоимости и прибыли). Основные фонды переносят свою стоимость на вновь изготовленную продукцию в виде амортизационных отчислений.

Амортизация – это возмещение стоимости основных фондов в течение срока их эксплуатации. Отчисления производятся регулярно за счет себестоимости в амортизационный фонд. Предприятие, по мере необходимости, снимает эти средства на приобретение новых основных фондов – реновация.

При отсутствии утвержденной нормы амортизации, ее можно принять равной величине, обратной сроку службы. Срок службы компьютерной техники принимаем равной 5 годам, тогда норма амортизации составит 20% в год.

Выберем линейный способ амортизации. Проектированием занимаемся с использованием компьютеров, принтеров, сканера и плоттера.

Данные сведем в таблицу 7.5:

Таблица 7.5 – Амортизационные отчисления

№№ п/п	Оборудование	Стоимость, тыс. р.	Норма Амортизации, % годовых	Амортизационные начисления в год, тыс. р.	Примечание
1	2	3	4	5	6
2	Компьютер	22	20	4,4	1 компьютер по 22000 р.
3	Принтер	8	20	1,6	1 лазерный принтер по 8000 р.
4	Сканер	3	20	0,6	Сканер 3000р.
—	Итого:	33	—	6,6	—

Из таблицы 7.5 (колонка 5) видно, что суммарные амортизационные отчисления на оборудование за год, задействованных в процессе проектирования, составляет:  $A_{\Sigma}=6600$  рублей.

*Произведем расчет амортизационных отчислений основных фондов за период проектирования и заполним таблицу 7.6:*

$$U_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{пр}}}{T_{\text{г}}} * U_{\text{кт}} * \frac{1}{T_{\text{сл}}} = \frac{120}{365} * 6600 * 0,1 = 216 \text{ руб}$$

*Материальные затраты:*

В материальные затраты вносим канцтовары и они равны  $M3=1000$  руб

*Прочие затраты:*

Налоги, сборы, платежи (включая по обязательным видам страхования), отчисления в страховые фонды (резервы) и другие обязательные отчисления, производимые в соответствии с установленным законодательством порядком

$$ПЗ = 0,1 * (МЗ + ФЗП + ОСН + U_{ам}) = 0,1 * (1000 + 174473,09 + 52342 + 216) = 22803,1 \text{ руб}$$

*Накладные затраты:*

Связаны с обслуживанием отдельных подразделений (цехов, участков) или организации в целом и управлением ими. Они состоят из общепроизводственных и общехозяйственных расходов.

$$НАК = 2 * ФЗП = 2 * 174473,09 = 348946,18 \text{ руб}$$

*Итого:*

$$\text{ИТОГО} = МЗ + ФЗП + ОСН + U_{ам} + ПЗ + НАК = 1000 + 174473,09 + 52342 + 216 + 22803,1 + 348946,18 = 599780,37 \text{ руб}$$

Таблица 7.6 – Смета затрат

№ п/п	Элементы текущих затрат		Сумма текущих затрат, руб.
1	Материальные затраты	МЗ	1000
2	Затраты на оплату труда	ФЗП	174473,09
3	Отчисления на социальные нужды	ОСН	52342
4	Амортизация основных фондов и нематериальных активов	$U_{ам}$	216
5	Прочие затраты	ПЗ	22803,1
6	Накладные	НАК	348946,18
7	Итого себестоимость разработки	$\sum$ п. (1 – 5)	599780,37

#### 7.4 Расчет стоимости оборудования (капитальные вложения)

Рассчитаем окупаемость новой системы и сравним эффективность ее использования по отношению к базовому оборудованию (таблица 7.7):

Таблица 7.7 – Расчет капитальных вложений на реализацию проекта

№	Наименование	Стоимость, руб
1	Установка 60 ЭЦН 5 – 30 2550	500000
2	Погружной электродвигатель ПЭДН – 40 - 117	320000
3	Кабельная линия КПБП 3х16 - 2600	800000
4	Трансформатор ТМПН – 125/3 – УХЛ1	450000
5	Станция Управления «Электон – 05-400»	500000
6	Затраты на услуги бригады КРС	1000000
Итого		3570000
НДС 13%		464100
Итого с НДС		4034100

#### 7.5 Оценка технического уровня электропривода

В общем случае результатом реализации проекта является достижение научного, научно-технического, экономического и социального эффекта.

Для оценки научно-технического эффекта можно использовать количественный и качественный анализ. Количественный анализ производится путем расчета и сравнения количественных результатов научной деятельности и технических параметров разрабатываемой техники, приборов, методов. Качественный анализ состоит в сопоставлении преимуществ и недостатков инженерных решений на основе экспертных оценок «хуже-лучше», «больше-меньше», «выше-ниже» и т.п. Оценка дается в баллах, например, по шкале от 1 до 10 или 100 баллов

Оценка научно-технического уровня рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{нту}} = K_{\text{ту}} \cdot K_{\text{ну}},$$

где  $K_{\text{ту}}$  – коэффициент технического уровня энергетического объекта;

$K_{\text{ну}}$  – коэффициент результативности НИР

Вычислить единичный параметрический показатель можно по формуле:

$$q = \frac{P}{P_{100}} \cdot p,$$

где  $q$  – параметрический показатель;

$P$  – величина параметра реального объекта;

$P_{100}$  – величина параметра гипотетического (идеального) объекта, удовлетворяющего потребность на 100%;

$p$  – вероятность достижения величины параметра; вводится для получения более точного результата с учетом элемента случайности, что позволяет снизить риск осуществления проекта.

Каждому параметрическому показателю по отношению к объекту в целом (т.е. обобщенному удовлетворению потребности) соответствует некий вес  $d$ , разный для каждого показателя. После вычисления всех единичных показателей становится реальностью вычисление обобщенного (группового показателя), характеризующего соответствие объекта потребности в нем (полезный эффект или качество объекта):

$$Q = \sum_{i=1}^n q_i d_i,$$

где  $Q$  – групповой технический показатель (по техническим параметрам);

$q_i$  – единичный параметрический показатель по  $i$ -му параметру;

$d_i$  – вес  $i$ -го параметра;

$n$  – число параметров, подлежащих рассмотрению.

Показатель конкурентоспособности новшества по отношению к базовому объекту будет равен

$$K_{\text{ту}} = \frac{Q_{\text{н}}}{Q_{\text{к}}},$$

где  $K_{\text{ту}}$  – показатель конкурентоспособности нового объекта по отношению к конкурирующему по техническим параметрам (показатель технического уровня);

$Q_{\text{н}}$ ,  $Q_{\text{к}}$  – соответствующие групповые технические показатели нового и базового объекта.

Данные для оценки конкурентоспособности разрабатываемого новшества приводятся в табл. 7.8.

Таблица 7.8 – Оценка технического уровня новшества

Характеристики	Вес показателей	Новшество		Конкурент		Гипотетический объект	
		$P_i$	$q_i$	$P_i$	$q_i$	$P_{100}$	$q_{100}$
Полезный эффект новшества(интегральный показатель качества)	1	$Q_{\text{н}}=0,975$		$Q_{\text{к}}=0,802$		$Q_{100} = 1$	
Напор насоса	0,2	2550	0,996	2549	0,995	2560	
Вероятность безотказной работы	0,15	0,996	0,997	0,937	0,937	0,999	
Расход жидкости (объем перекачиваемой жидкости)	0,1	29	0,966	26	0,866	30	
коэффициент полезного действия (привода)	0,16	85	0,944	81	0,9	90	
Ток (привода)	0,14	26	0,981	27,5	0,927	25,5	
Удобство эксплуатации	0,03	9	0,9	6	0,6	10	
Транспортабельность	0,02	8	0,8	2	0,2	10	
Мощность двигателя, кВт	0,2	40	0,975	100	0,4	39	

Произведем расчёт значений  $q_i, Q_{\text{н}}, Q_{\text{к}}, K_{\text{ту}}$ :

$$\begin{aligned}
q_{1(\text{HOB})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{2550}{2560} = 0,996; & q_{1(\text{KOH})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{2549}{2560} = 0,995; \\
q_{2(\text{HOB})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{0,996}{0,999} = 0,997; & q_{2(\text{KOH})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{0,937}{0,999} = 0,937; \\
q_{3(\text{HOB})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{29}{30} = 0,966; & q_{3(\text{KOH})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{26}{30} = 0,866; \\
q_{4(\text{HOB})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{85}{90} = 0,944; & q_{4(\text{KOH})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{81}{90} = 0,9; \\
q_{5(\text{HOB})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{26}{25,5} = 0,981; & q_{5(\text{KOH})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{27,5}{25,5} = 0,927; \\
q_{6(\text{HOB})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{9}{10} = 0,9; & q_{6(\text{KOH})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{6}{10} = 0,6; \\
q_{7(\text{HOB})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{8}{10} = 0,8; & q_{7(\text{KOH})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{2}{10} = 0,2; \\
q_{8(\text{HOB})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{39}{40} = 0,975; & q_{8(\text{KOH})} &= \frac{P_1}{P_{100}} = \frac{40}{100} = 0,4;
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Q_{\text{H}} &= \sum_{i=1}^7 q_{i(\text{HOB})} \cdot d_i \\
&= (0,996 \cdot 0,2) + (0,997 \cdot 0,15) + (0,996 \cdot 0,1) + (0,944 \cdot 0,16) \\
&\quad + (0,981 \cdot 0,14) + (0,9 \cdot 0,03) + (0,8 \cdot 0,02) + (0,2 \cdot 0,975) = 0,975
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Q_{\text{K}} &= \sum_{i=1}^7 q_{i(\text{KOH})} \cdot d_i \\
&= (0,995 \cdot 0,2) + (0,937 \cdot 0,15) + (0,866 \cdot 0,1) + (0,9 \cdot 0,16) \\
&\quad + (0,927 \cdot 0,14) + (0,6 \cdot 0,03) + (0,2 \cdot 0,02) + (0,4 \cdot 0,2) = 0,802
\end{aligned}$$

$$K_{\text{Ty}} = \frac{Q_{\text{H}}}{Q_{\text{K}}} = \frac{0,975}{0,802} = 1,21$$

## Заключение

В данной выпускной квалификационной работе была разработана и исследована с помощью программы Matlab математическая модель погружного асинхронного электродвигателя, имитационная модель разомкнутой системы ПЧ-АД скалярным управлением. В ходе разработки и выполнения проекта был осуществлен выбор оборудования. Выбор и расчет параметров погружного электродвигателя. Предложено использовать современный асинхронный частотно-регулируемый электропривод. Выбран электродвигатель серии ЭДСТ 56 – 96М, преобразователь частоты Электрон-05-100.

Получены механические и электромеханические характеристики выбранного асинхронного двигателя, построенные по расчетным и каталожным значениям. В качестве закона управления, для преобразователя частоты выбран закон регулирования  $U_1/f_1^2 = \text{const}$ .

Также произведено моделирование переходных процессов при пуске двигателя в программной среде Matlab. С использованием имитационных моделей построены динамические характеристики.

Была выбрана система со скалярным управлением и законом  $U_1/f_1^2 = \text{const}$ , с целью обеспечения пускового момента на малых скоростях в преобразователе предусмотрена функция корректировки (повышение начального значения напряжения) вольт-частотной характеристики в области малых частот выходного напряжения инвертора. По результатам, полученным в ходе моделирования, были сделаны выводы.

Спроектированная система удовлетворяет требованиям технического задания.

В экономической части произведена оценка затрат на проектирование.

В разделе безопасности и экологичности проанализированы опасные и вредные производственные факторы, даны практические рекомендации по технике безопасности и производственной санитарии.

## Список использованных источников

1. Антонова З.Г. – Практикум в бизнес - планировании. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 124 с.
2. Ланграф С. В. – реферат по специальности 05.09.03 «Электротехнические комплексы и системы» на тему «Системы управления асинхронным электроприводом переменного тока».
3. Гарганеев А.Г., Каракулов А. С., Ланграф С. В., Нечаев М. А. Опыт разработки преобразователя частоты для асинхронного электропривода общепромышленного применения//Электротехника.2005№9.с.23-26
4. Булгаков А.А.– Частотное управление асинхронными электродвигателями.– М., «Наука», 1966 г., 298с.
5. Башарин А. В., Новиков В. А., Соколовский Г. Г. - Управление электроприводами: Учебное пособие для вузов. – Л.: Энергоиздат, 1982 г., 392 стр.
6. Бочарников В. Ф; Погружные скважинные центробежные насосы с электроприводом: Учебное пособие. — Тюмень; Издательство «Вектор Бук», 2003.- 336 с.
7. Шрейнер Р. Т., Дмитренко Ю. А. - Оптимальное частотное управление асинхронными электроприводами. – Кишинёв, «Штиинца», 1982 г., 328 стр..
8. Чернышев А.Ю., Чернышев И.А. – Расчёт характеристик электроприводов переменного тока. Ч1.Асинхронный двигатель.: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ ,2005 – 136с.
9. Сарбатов Р. С., Сандлер А. С. – Автоматическое частотное управление асинхронными двигателями. – М., «Энергия», 1974 г.
10. Ланграф С.В. – Асинхронный электропривод, методическое пособие, Томск, 2003 г.
11. Герман-Галкин С.Г.«Компьютерное моделирование полупроводниковых систем в MATLAB 6.0», Учебное пособие.– Спб.: КОРОНА принт, 2001

12. Ключев В. И. Теория электропривода: Учеб. Для вузов. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 704 с.: ил.
13. Криницына З.В., Кудинова А.С., Тарновская Л.И., Ясельская А.И. – Производственный менеджмент. Учебное пособие Томск:Изд.ТПУ, 2002. – 162с.
14. Шрейнер Р. Т. Математическое моделирование электроприводов переменного тока с полупроводниковыми преобразователями частоты. Екатеринбург. УРО РАН, 2000, 654 с.
15. НПБ 105-03 нормы пожарной безопасности. Определение категорий помещений и зданий по взрывоопасной и пожарной опасности.
16. Белов М.П., Новиков В.А., Рассудов Л.Н., Сушников А.А. Автоматизированный электропривод – современная основа автоматизации технологических процессов//Электротехника №5, 2003. – 12-16с.
17. Мощинский Ю.А., Беспалов В.Я., Кирякин А.А. Определение параметров схемы замещения машины по каталожным данным // Электричество, 1998, №4, с. 38 – 42.
18. Автоматизированный электропривод промышленных установок. Под ред. Г.Б. Онищенко. – М.: РАСХН – 2001. – 520 с.: ил.
19. Удут Л. С., Мальцева О.П., Кояин Н.В. Проектирование и исследование электроприводов. Часть 1. – Введение в технику регулирования линейных систем. Часть 2. – Оптимизация контура регулирования: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2000. – 144 с.
20. Чернышев А.Ю., Ланграф С.В. Исследование систем векторного управления асинхронным двигателем. Методические указания к выполнению лабораторных работ. – Томск: Изд. ТПУ, 2002. – 22с.
21. Сулейманов М.М. и др. Охрана труда в нефтяной промышленности. М., Недра, 1980 г, 392 с.
22. Бабаев С.Г. Надежность нефтепромыслового оборудования. М., Недра, 1987 г., 265 с.
23. <http://electricvdome.ru/zazemlenie/raschet-zazemlenia.html>

24. <http://lib.podelise.ru/docs/823/index-2268-1.html?page=9>
25. ГОСТ 12.1.005-88 « Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
26. ППБ 01-93\* Правила пожарной безопасности в Российской Федерации.
27. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
28. ГОСТ 12.1.019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
29. ПОТ РМ 012-2000 Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте. - СПб.: ЦОТПБСП, 2001.
30. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях.
31. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
32. ПУЭ Правила устройства электроустановок Издание седьмое.
33. Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
34. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
35. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.
36. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы.
37. ПОТ Р О-14000-001-98. Правила по охране труда на предприятиях и в организациях машиностроения.
38. Методические указания по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность» выпускной квалификационной работы для студентов всех форм обучения /Сост. М.Э. Гусельников, В.Н.

**\*ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСОВ**

**2ВННП5-30ГЗ**  
**2ВННПК5-30ГЗ**  
**2ВННПКН5-30ГЗ**

**ВНН5-30-XXXX/00-00X**  
**ВНН5-30-XXXX/01-00X**  
**ВНН5-30-XXXX/02-00X, для работы в средах с КВЧ до200мг/л**

Q, м³/сут	H, м	КПД, %	N, кВт	Длина секции, м / количество ступеней, шт.														
				3/107	4/146	4.5/165	5/184	6/223	3+4	4+4	4+5	5+5	5+6	6+6	4+4+5	4+5+5	4+5+5	5+5+5
0	6.2	0	0.032	660	900	1020	1135	1375	1560	1800	2035	2270	2510	2750	2935	3170	3405	3645
10	5.9	22	0.030	625	855	965	1080	1305	1480	1710	1935	2155	2385	2610	2790	3010	3235	3460
20	5.4	38	0.032	580	790	890	995	1205	1365	1580	1785	1990	2200	2410	2570	2780	2985	3195
30	4.8	44	0.037	510	695	790	880	1065	1210	1395	1575	1760	1945	2130	2275	2455	2635	2825
45	2.7	32	0.043	285	390	440	495	600	680	785	885	985	1090	1195	1275	1375	1480	1585
50	1.7	22	0.045	185	255	285	320	385	440	505	570	635	705	770	825	890	955	1025
Нном, кВт				3.9	5.4	6.1	6.8	8.2	9.3	10.7	12.1	13.5	14.9	16.4	17.5	18.9	20.3	21.7
Нmax, кВт				5.1	7.0	7.9	8.8	10.7	10.5	12.4	13.8	15.6	17.0	18.9	22.9	24.7	26.5	28.4
Напор насоса, м				500	700	800	900	1050	1200	1400	1600	1750	1950	2150	2250	2450	2650	2800

**\*ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСОВ**

**2ВННП5-30ГЗ**  
**2ВННПК5-30ГЗ**  
**2ВННПКН5-30ГЗ**

**ВНН5-30-XXXX/03-00X**  
**ВНН5-30-XXXX/04-00X**  
**ВНН5-30-XXXX/05-00X, для работы в средах с КВЧ до500мг/л**

Q, м³/сут	H, м	КПД, %	N, кВт	Длина секции, м / количество ступеней, шт.																
				3/91/6	4/124/8	4.5/140/9	5/157/10	6/190/12	3+4	4+4	4+5	5+5	5+6	6+6	4+4+5	4+5+5	5+5+5	5+5+6	6+6+6	
0	6.2	0	0.032	560	765	865	970	1175	1325	1530	1735	2140	2345	2500	2705	2905	3110	3315	3520	
10	5.9	22	0.030	535	725	820	920	1115	1260	1450	1645	1840	2030	2225	2370	2565	2760	2950	3145	3340
20	5.4	38	0.032	490	670	755	850	1025	1160	1340	1520	1695	1875	2055	2190	2365	2545	2725	2900	3080
30	4.8	44	0.037	435	590	670	750	910	1025	1185	1340	1500	1660	1815	1935	2090	2250	2410	2565	2725
45	2.7	32	0.043	245	330	375	420	510	575	665	755	840	930	1020	1085	1175	1260	1350	1440	1530
50	1.7	22	0.045	160	215	240	270	330	370	430	485	545	600	660	700	760	815	875	930	985
Нном, кВт				3.3	4.5	5.1	5.8	7.0	7.9	9.1	10.3	11.5	12.7	13.9	14.9	16.1	17.3	18.5	19.7	20.9
Нmax, кВт				4.4	6.0	6.7	7.5	9.1	8.9	10.5	11.7	13.3	14.5	16.1	19.4	21.0	22.6	24.2	25.8	27.4
Напор насоса, м				450	600	650	750	900	1050	1200	1350	1500	1650	1800	1950	2100	2250	2400	2550	2700

\*-Характеристики могут уточняться.  
Примечание: рамкой выделены насосы, в которых используется вал повышенной прочности, серый цветом – насосы с плавным пуском

Приложение 2 Таблица п.2 Технические характеристики трансформаторов серии ТМПН

Тип трансформатора	Номинал. мощность, кВ·А	Схема и группа соединения обмоток	Кол-во ступеней регулировки	Номинал. напряжение Вн, В	Напряжение, В (ток, А) ступеней регулировки	Потери, Вт		Напряж. жение к.э., % не более	Размеры, мм					Масса, кг		
						х.х.	к.э.		Г	В	Н	А	А <sub>1</sub>		Масла полная	
ТМПН-63/1-УХЛ1	63	У <sub>μ</sub> У-0	10	611	675(53,9)-643(56,6)-611(59,5)-584(59,5)-549(59,5)-517(59,5)-483(59,5)-455(59,5)-423(59,5)-391(59,5)	200	1280	5,5	1140	570	1370	500	480	153	500	
																1023(35,6)-982(37)-941(38,7)-900(40,4)-856(42,5)-824(42,5)-781(42,5)-739(42,5)-698(42,5)-657(42,5)
ТМПН-63/3-УХЛ1			20	921	1143(31,8)-1106(32,9)-1069(34)-1032(35,3)-995(36,6)-958(38)-921(39,5)-884(39,5)-847(39,5)-810(39,5)-773(39,5)-736(39,5)-699(39,5)-662(39,5)-625(39,5)-588(39,5)-551(39,5)-514(39,5)-477(39,5)-440(39,5)											
																736(78,4)-708(78,4)-681(78,4)-649(78,4)-620(78,4)-592(78,4)-562(78,4)-530(78,4)-502(78,4)-475(78,4)
																958(60,3)-920(62,8)-882(65,5)-844(68,4)-810(68,4)-782(68,4)-747(68,4)-709(68,4)-671(68,4)-633(68,4)
																1170(49,4)-1108(49,4)-1045(49,4)-983(49,4)-920(49,4)
ТМПН-100/3-УХЛ1	100	У <sub>μ</sub> У-0	25	1250	1690(34,2)-1646(35,1)-1602(36)-1558(37,1)-1514(38,1)-1470(39,3)-1426(40,5)-1382(41,8)-1338(43,2)-1294(44,6)-1250(46,2)-1206(46,2)-1162(46,2)-1118(46,2)-1074(46,2)-1030(46,2)-986(46,2)-942(46,2)-898(46,2)-854(46,2)-810(46,2)-766(46,2)-722(46,2)-678(46,2)-634(46,2)											
																1610(35,9)-1525(35,9)-1440(35,9)-1355(35,9)-1270(35,9)
																1980(29,2)-2095(29,2)-1980(29,2)-1865(29,2)-1750(29,2)
																2500(28,9)-2440(29,6)-2380(30,3)-2320(31,1)-2260(31,9)-2200(32,8)-2140(33,7)-2080(34,7)-2020(35,7)-1960(36,8)-1900(38)-1840(39,2)-1780(40,5)-1720(42)-1660(43,5)-1600(45,1)-1540(46,9)-1480(46,9)-1420(46,9)-1360(46,9)-1300(46,9)-1240(46,9)-1180(46,9)-1120(46,9)-1060(46,9)-1000(46,9)-940(46,9)-880(46,9)-820(46,9)-760(46,9)-700(46,9)-640(46,9)-580(46,9)-520(46,9)-460(46,9)-400(46,9)
ТМПН-125/3-УХЛ1	125	У <sub>μ</sub> У-0	36	1540												
																1980

### Приложение 3. Таблица п.3 Потери напряжения на 1000м кабельной линии

Потери напряжения в кабеле с медными жилами сечением 3х16 мм., В (на 1000 метров)				Потери напряжения в кабеле с медными жилами сечением 3х21 мм., В (на 1000 метров)				Потери напряжения в кабеле с медными жилами сечением 3х25 мм., В (на 1000 метров)				Потери напряжения в кабеле с медными жилами сечением 3х33 мм., В (на 1000 метров)			
J ном пэд, А	Пластовая температура, °С			J ном пэд, А	Пластовая температура, °С			J ном пэд, А	Пластовая температура, °С			J ном пэд, А	Пластовая температура, °С		
	40-60	70-90	> 100		40-60	70-90	> 100		40-60	70-90	>100		40-60	70-90	> 100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
4,6	28	32	35	14,6	21	24	27	14,6	18	20	23	14,6	13	16	17
18	34	39	44	18	26	30	33	18	22	25	28	18	17	19	21
21	40	46	51	21	31	35	39	21	26	29	33	21	19	22	25
22	42	48	53	22	32	37	41	22	27	31	34	22	20	23	26
24	46	53	58	24	35	40	45	24	29	34	37	24	22	26	28
25	48	55	61	25	37	42	46	25	31	35	39	25	23	27	29
26	50	57	63	26	38	43	48	26	32	36	40	26	24	28	31
27	51	59	66	27	39	45	50	27	33	38	42	27	25	29	32
28	53	61	68	28	41	47	52	28	34	39	44	28	26	30	33
29	55	64	70	29	42	48	54	29	35	41	45	29	27	31	34
30	57	66	73	30	44	50	56	30	37	42	47	30	28	32	35
32	61	70	78	32	47	53	59	32	39	45	50	32	29	34	38
33	63	72	80	33	48	55	61	33	40	46	51	33	30	35	39
34	65	74	83	34	50	57	63	34	42	47	53	34	31	36	40
35	67	77	85	35	51	58	65	35	43	49	54	35	32	37	41
36	69	79	87	36	53	60	67	36	44	50	56	36	33	38	42
37	70	81	90	37	54	62	69	37	45	52	58	37	34	39	43
38	72	83	92	38	55	63	71	38	46	53	59	38	35	40	45
39	74	85	95	39	57	65	72	39	48	54	61	39	36	41	46
40	76	88	97	40	58	67	74	40	49	56	62	40	37	43	47
41	78	90	100	41	60	68	76	41	50	57	64	41	38	44	48
42	80	92	102	42	61	70	78	42	51	59	65	42	39	45	49
43	82	94	104	43	63	72	80	43	53	60	67	43	40	46	51
44	84	96	107	44	64	73	82	44	54	61	68	44	41	47	52
47	90	103	114	47	69	78	87	47	57	66	73	47	43	50	55
48	91	105	117	48	70	80	89	48	59	67	75	48	44	51	56
49	93	107	119	49	72	82	91	49	60	68	76	49	45	52	58
51	97	112	124	51	74	85	95	51	62	71	79	51	47	54	60
53	101	116	129	53	77	88	98	53	65	74	82	53	49	56	62
55	105	120	134	55	80	92	102	55	67	77	86	55	51	58	65
56	107	123	136	56	82	93	104	56	68	78	87	56	52	60	66
57	109	125	138	57	83	95	106	57	70	80	89	57	52	61	67
58	110	127	141	58	85	97	108	58	71	81	90	58	53	62	68
59	112	129	143	59	86	98	110	59	72	82	92	59	54	63	69
60	114	131	146	60	88	100	111	60	73	84	93	60	55	64	70
61	116	134	148	61	89	102	113	61	75	85	95	61	56	65	72

Продолжение таблицы п.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
62	118	136	151	62	91	103	115	62	76	87	96	62	57	66	73
63	120	138	153	63	92	105	117	63	77	88	98	63	58	67	74
64	122	140	155	64	93	107	119	64	78	89	100	64	59	68	75
65	124	142	158	65	95	108	121	65	79	91	101	65	60	69	76
67	128	147	163	67	98	112	124	67	82	94	104	67	62	71	79
69	131	151	168	69	101	115	128	69	84	96	107	69	64	73	81
72	137	158	175	72	105	120	134	72	88	101	112	72	66	77	85
73,5	140	161	179	73,5	107	123	137	73,5	90	103	114	73,5	68	78	86
77,5	148	170	188	77,5	113	129	144	77,5	95	108	121	77,5	71	82	91
78,5	150	172	191	78,5	115	131	146	78,5	96	110	122	78,5	72	83	92
81	154	177	197	81	118	135	150	81	99	113	126	81	75	86	95
82	156	180	199	82	120	137	152	82	100	115	128	82	75	87	96
86,5	165	189	210	86,5	126	144	161	86,5	106	121	135	86,5	80	92	102
88	168	193	214	88	129	147	163	88	108	123	137	88	81	94	103
90,5	172	198	220	90,5	132	151	168	90,5	111	126	141	90,5	83	96	106
98	187	215	238	98	143	163	182	98	120	137	152	98	90	104	115
99	189	217	240	99	145	165	184	99	121	138	154	99	91	105	116
104	198	228	253	104	152	173	193	104	127	145	162	104	96	111	122
131	250	287	318	131	191	218	243	131	160	183	204	131	121	139	154
178	339	390	432	178	260	297	331	178	218	249	277	178	164	189	209

Приложение 4. Таблица п.4 Подбор СУ с частотным регулированием в зависимости от номинальной мощности ПЭД

Модель СУ с частотным регулированием «Электрон-05»	Полная выходная мощность СУ, кВА.	Номинальная мощность подключаемого двигателя общепромышленного исполнения, кВт	Номинальная мощность подключаемого ПЭД при 50 Гц, кВт.	Номинальная мощность подключаемого ПЭД при 70 Гц, кВт.
32	20	до 15	-	-
63	40	до 30	-	-
160	100	до 75	до 32	-
250	160	до 110	до 70	до 25
400	260	до 200	до 125	до 45
630	410	до 315	до 180	до 63
800	520	до 400	до 250	до 90
1000	650	до 500	до 320	до 110
1200	780	до 625	до 400	до 140
1800	1150	до 800	до 500	до 180

Приложение 5. Таблица п.5

Допустимые и оптимальные параметры микроклимата в вентиляционной камере Пб (233-290)

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин □ не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин □ не более**
Холодный	Пб (233-290)	15,0-16□9	19,1-22,0	14,0-23,0	15-75	0,2	0,4
Теплый	Пб (233-290)	16,0-18,9	21,1-27,0	15,0-28,0	15-75*	0,2	0,5

Приложение 6. Таблица п. 6

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Код	Наименование загрязняющего в-ва	Наименование нормируемого в-ва	Использ. критерий	Значение	Класс опасности	Выброс в-ва, т/год
0123	Пыль металлическая	Железа оксид	ПДК с.с	0.04	3	0.345
0143	Марганец и его соед-я	Марганец и его соед-я	ПДК м.р	0.01	2	0.017
0203	Оксиды хрома	Хром шестивалентный	ПДК м.р	0.00	1	0.005
0301	Азота диоксид	Азота двуокись	ПДК м.р	0.08	2	0.245
0330	Серы диоксид	Сернистый ангидрит	ПДК м.р	0.5	3	0.784
0342	Фториды газообразные	Фториды газообразные	ПДК м.р	0.02	2	0.011
2963	Пыль древесная	Пыль древесная	ОБУВ	0.1	-	2.592
2754	Углеводороды предел.	Углеводороды предел.	ПДК м.р	1	4	0.048
0344	Фториды плохораств.	Фториды плохораств.	ПДК м.р	0.2	2	0.013
2904	Мазутная зола	Ванадий	ПДК с.с	0.00	2	0.003

Приложение 7 Таблица п. 7

Распределение некоторых взрывоопасных смесей по категориям и группам

Категория взрывоопасных смесей	Группа взрывоопасных смесей				
	Т 1	Т 2	Т 3	Т 4	Т 5
1	Аммиак, метан, дихлорэтан, изобутилен, метилстирол, метил хлористый, метил хлористый, метилацетат.	Амилацетат, бутилацетат, винилацетат, изопропен, метилметакрилат, спирты: бутиловый, изоамиловый, изопропиловый и др.	Скипидар, уайт-спирт, циклогексан, спирт амиловый, полиэфир ТГМ-3 и др.	-	-
2	Ацетон, бензин-100, бензол, толуол, стирол, пропан, этан, этилбензол, окись углерод и др.	Бензин Б-95/130, бутан, дивинил, диоксан, метиламин, метилфуран, пента пропилен и др.	Бензин: А-66, А-72, А-76, Б-70, гексан, топливо Т-1, ТС-1 и др.	Ацетальде д, этиленгли ль, диэтилов эфир, дибутилов й эфир.	-
3	Коксовый газ (метана 40%, водорода 60%), светильный газ, этилен.	Окись этилена, окись пропилена, этилтрихлорсилан	Винилтрихлормилан, этилдихлорсилан.	Диэтилов (серный) эфир.	-
4	Водород, водяной газ.	- Ацетилен, метиодихлорсилан	Сероводород Трихлорсилан	- -	Сероугле д -

## Приложение 8

### Раздел ВКР выполненный на английском языке

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ГМ5А	Раков И.В.		

Консультант кафедры ЭПЭО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Дементьев Ю.Н.	к.т.н.		

Консультант – лингвист кафедры ИЯ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пташкин А.С.	к.ф.н		

## **Introduction**

The creation of the free-pump pumps in our state began even before the revolution. It was when A.S. Artjunov, together with V.K. Barabashim created a deep apparatus in which a centrifugal pump was driven by a submersible electric motor. Including since the twenties Russian engineers have proposed the study of piston pumps with a piston air motor. It was M.I. Marcishevsky who one of the first created such pumps.

Investigation of a deep pump with an air motor was continued in Azinmash VI. Documented. Deep centrifugal pumps with electric drive were developed in the pre-war period by AA Bogdanov, A.V. Krylov, L.I.

Industrial examples of centrifugal pumps with electric drive were invented in a special design office in the field of bar-free pumps. This enterprise conducts all research in the field of deep-free and bar-free pumps, including in the field of helical pumps, diaphragmatic pumps, etc.

The oil and gas industry, with exploration of the newest fields, needed pumps in order to select a significant amount of water from the bottom of the well. Of course the blade electric water pump, adapted to increase the feeds is more reasonable. Pumps with centrifugal impellers have gained traction with the vane pumps, since they produced enormous pressure when the water supply and the pump dimensions were set. The extensive using of deep centrifugal pumps with an electric drive is conditioned by numerous conditions. The presence of such condition as a large amount of water at the bottom of the well ESP installation is more economical and less difficult to maintain for service companies, in comparison with compression mining and lifting of water from the face, pumps of other types.

With large feeds, the energy consumption for installation is relatively small. Repair and maintenance of ESP units is a simple procedure, since only the control station and the transformer, which do not require continuous maintenance, are located on the surface.

The installation of the ESP equipment is simple, because the control station and the transformer do not need to organize the bases in any way. As a rule these ESP devices there are in a simple booth.

## **1 ESP 3 - 80 - 2000. Purpose, device, principle of operation, technical and operational characteristics**

### **1.1 Purpose**

Fountain and gas lift (compressor and noncompressor) methods of oil production are effective at high and ultra-high pressure at the bottom of the well and a significant gas factor of the produced fluid. After extracting most of the fluid from the deposit, the reservoir energy decreases, the water cut increases in the produced fluid, and the relative gas content decreases of the withdrawn mixture. The level of the bleed liquid is reduced in the borehole. The fountain method of fluid extraction becomes impossible, and the compressor method is not so effective, and because of this they are replaced by a mechanical method of fluid extraction. [6]

Rod and rodless pumps are used to extract the fluid. The rod pumps are equipped with a surface drive, a downhole pump and a long connection between them, which represents a long tube made of metal candles.

Bottom pumps have a downhole pump and a downhole pump drive, directly connected to each other. Electricity is supplied to the pump drive by cable (with electric drive) or by pipeline (with hydraulic drive or pneumatic drive). Due to the lack of a long connection between the drive and the pump, the rodless pumps have much higher power than the rod pumps. This advantage makes it possible to maintain large fluid withdrawals by some types of scraper pumps. These pumps are submersible centrifugal pumps with electric drive. These pumps produce the largest selection of fluid from the bottom of the wells during mechanical oil recovery. In Russia, installations of submersible centrifugal pumps with the abbreviation ESP

(electric drive centrifugal pump installations) have equipped more than 35% of all oil wells and pumped out about 70% of all produced oil.

The main type of energy for rodless pumping units is electricity, or the power of a fluid or gas supplied by a variety of types of communications to the submersible motor. The torque from the engine goes to the deep pump with the help of the transmission, which, depending on the application, can (and has) a diverse design of the main working units of the pump.

A great variety of schemes and designs of blade, volumetric and injection (jet) pumps explains the many permissible types of submersible mechanisms of rodless pumps.

Today, there are about ten varieties of widely used or undergoing industrial testing. The main of them - centrifugal, screw and diaphragm pumps with electric drive, hydro-piston, jet with a hydraulic drive.

In addition to the pump and drive, the units of the rodless pumps have service equipment for controlling, transporting energy, etc.

The oil industry regularly needs pumps to extract even more fluid from the bottom of the well. The most suitable for these purposes are dynamic vane pumps. Of the vane pumps, the pumps with centrifugal impellers had the maximum distribution, because they form a sufficiently high head with certain fluid feeds and pump dimensions, while possessing a rather high efficiency and high failure-free performance.

The submersible centrifugal pump is driven by an immersion motor. Electric power is supplied to the motor by a special cable placed in the well on the surface of the tubing. The extensive use of submersible electric drive centrifugal pumps is conditioned by numerous conditions. With large downhole fluid samplings, ESP units are more economical and less complex when serviced by service companies, compared to compressor mining and fluid lifting by other types of pumps. At high feed rates, the energy costs for installation are relatively cheap. With this sphere of use, its efficiency is quite high (up to 0.35). The service of the ESP units is easy, due

to the fact that only the control station and the transformer, which do not require regular maintenance, are located on the surface. With the use of ESP devices it is easy enough to subject them to automation and telemetry. Installation of ESP ground equipment is simple, due to the fact that the control station and the transformer do not need a base. Overhaul period of service - about a year (basically it depends on the amount of mechanical impurities in the produced ESP fluid).

## **1.2 Device**

### **1.2.1 ESP Device**

The depth pump is multi-sectional and has 80 to 500 sections.

The ESP installation is a difficult technical system, it is a set of components unique in design. The installation consists of two parts: ground part and submerged part.

The fluid is taken by the pump through the coarse filter screen, which is located in its lower part. The grid is used to filter the formation fluid. The pump supplies the fluid from the bottom of the well to the tubing. Submersible electric motor (SED) – is oil-filled and sealed. It has a hydro-protection unit to exclude the possibility of penetration into the formation fluid. The rotor of the electric motor is integrated with the hydroprotection shaft and through it with the pump shaft. During using asynchronous motors, the rotor has a rotational speed of 2800 - 2950 rpm.

It is necessary that the gap between the casing and the submersible centrifugal pump be minimized to increase the effectiveness of the internal diameter of the casing. The minimum clearance that is permissible, ensuring trouble-free descent and lifting equipment is six millimeters as demonstrated by practical activities. The dimensions of the submersible centrifugal pump are chosen from the inside diameter of the casing and the assumed clearance.

The transformer 5 is used to increase the voltage of the current received from the industrial network (380 V). The motor voltage is much higher than this value (400-

2000 V and more). In addition, the transformer is needed to compensate the voltage drop in the long cable.

The control station enables to turn on and off the ESP manually or automatically during emergency operation. In addition, the station contains sensors showing the current strength, voltage, insulation resistance of the cable and other parameters. This equipment makes it possible to perform diagnostics of the ESP performance.

The tubing column is provided with a return 6 and a drain 11 valves. The non-return valve is located in the upper part (head) of the pump in a special coupling, where there is a seat, ball and ball-lift limiter. In some varieties of non-return valves, other types of locking elements (a tare, a cone) are used.

The check valve 11 makes it possible to stop the pump (stops may occur, for example, due to the fact that the electrical power was cut off in the event of an accident on the power line) to store the fluid in the tubing string. Thus, when the submersible pump stops, the fluid does not drain from the pipes into the well, and the time to fill the tubing is not wasted, and the start-up of the plant is facilitated, especially at large tubing depths (a large column of pipes corresponds to a large head). A smaller drive power is required using high headers for a centrifugal pump (in comparison with low head and large feed),.

The drain valve 6 makes it possible to clean the tubing string from the fluid, before lifting the unit from the bottom of the well. The drain valve is similarly located in a special coupling (connecting tubing) and represents a bronze tube (nipple), one end of which is sealed, and the opposite, open end, on the thread is fixed to the coupling from the inside. The drain valve is horizontal with respect to the vertical string of tubing. When it is necessary to lift the installation from the bottom of the well, a scrap is dumped into the tubing string, which destroys the bronze tube of the drain valve, and the fluid is merged during the ascent from the tubing. The using of such drain valve is not recommended if a scraper is used in the installation to clean the tubing from paraffin and hydrates, because when the wire on which scraper is lowered falls, it collapses and destroys the nipple, an unplanned fluid flows into the

near-pipe of the well occurs, and the unit must be lifted. Because of this, drain valves of other types are used, brought into operation without scrapping, for example, by increasing the pressure in the tubing.

The terminal box (remote connection point of the cable) 10 is used to break the cable.

Pumps for oil production produced by the company "BRPO", are used for pumping out formation fluid (a mixture of oil, associated water and gas) from the slaughter of oil wells, water lifting from wells.

As a submersible pump drive, submersible and general industrial asynchronous motors are used. Submersible pumps in accordance with GOST 27.003 apply to products of type I, non-repairable repairable.

### **1.2.2 Downhole centrifugal pumps (ESP)**

Deep centrifugal pumps are considered multi-stage machines. Firstly, this is due to the very small values of the head, which is created by one stage (impeller and directing device).

The design of the submersible centrifugal pump can be normal and wear-resistant, in addition it increases corrosion resistance. The diameters and design of the pump units are the same for all pump designs in most cases.

Submersible electric centrifugal pump of standard design is designed for lifting from the bottom of the well fluid with water cut to 99%. Mechanical impurities in the fluid to be lifted should not be more than 0.1 g / l, hydrogen sulphide - not more than 0.01 g / l, the concentration of gas should not be more than 25% at the pump suction.

The stainless steel electric centrifugal pump is designed to operate at a concentration of not more than 1.25 g / l in the elevated sulphide fluid.

Wear-resistant design makes it possible to raise the fluid with a concentration of mechanical impurities no more than 0.5 g / l.

The working body of the submersible centrifugal pump is a pump stage (SN) with a cylindrical (CL) or oblique-cylindrical blades (NCL), which consists of an impeller and a guiding device. (See Figure 1.2)

Steps with NCL are used in pumps with a high feed rate. They have a higher efficiency and more than one and a half times the increased feed rate, when compared with CF.

The radial bearing of the electric centrifugal pump (figure 1.3) senses the radial loads that appear when the pump is used. It consists of a bearing sleeve with a liner, the support sleeve and the liner are fixed parts and a sleeve rotating together with the shaft. In each module-section there are two radial bearings - upper and lower, and in the module-sections of pumps of wear-resistant design, intermediate radial supports are also used.

### **1.2.3 Submersible motor (SEM)**

Submersible oil-filled three-phase asynchronous squirrel-cage rotors (two- or four-) pole motors are used as a drive for submersible centrifugal pumps for pumping out formation fluid from the bottom of oil wells with an angle of deviation from the vertical at the fixing point of no more than  $60^\circ$ . Electric motors, as well as pumps, are required to have sufficiently small diameters, different for oil wells with different casing columns. The power of electric motors can approach 500 kW.

Small diameters and high power make it necessary to increase the length of electric motors, which sometimes exceeds 8 m.

With the pump the motor is connected with a splined coupling.

Sectional electric motors consist of the upper and lower sections, which are connected when assembling the electric motor on the surface. Each section consists of a stator and a rotor, the arrangement of which is the same as that of a single-section electric motor.

At least 100 modifications of electric motors of different capacities are made, which can help to choose the most optimal combination of electric motor - pump to ensure the operation of the unit with the maximum possible efficiency.

The use of special electrotechnical materials makes it possible to use submersible electric motors at a reservoir fluid temperature of not more than 120 ° C, and in a heat-resistant version - no more than 150 ° C.

After the electric motor is assembled on a special stand, on which the quality of individual components is controlled, the electric motor is subjected to testing at the station in conditions that are close to real, including with heating up to operating temperatures. Tests are carried out on all electric motors, after all the tests have been tested and thoroughly checked. The insulation resistance is monitored by the polarization index.

Submersible electric motor rotor is short-circuited and multi-section. The rotor consists of a shaft, a rotor package, a radial support (sliding bearing), bushings.

The rotor packages are mounted on the shaft in groups of 3-4 packs. The group of packages is fixed to the shaft by locking rings so that a 2-3 mm gap is guaranteed, compensating for thermal expansion during operation.

Alternately, with the packages on the shaft, radial friction pairs are installed: bearings and bearing bushings.

Bearing bushes are made of bronze-graphite powder metallurgy.

The current input unit is used to supply the stator winding with electrical energy and consists of a cable clutch and an electrical insulating pad. In the shoe, there are composite electrical contacts which are connected to the terminals of the stator winding. The connection of the cable coupling to the head of the submersible motor is hermetically, and the electrical contacts of the current input unit are located inside the electric motor, which is filled with dielectric oil.

The electric motor is filled with a special dielectric heat-resistant oil, which has high lubricating properties and a dielectric strength of at least 30 kV.

The oil circulation inside the engine is made from the filter cavity from the inner hole in the shaft through the heel-turbine, then the oil comes in to lubricate the radial bearings, and from there it enters the gap between the stator and the rotor and is directed back to the filter.

#### **1.2.4. Hydraulic motor protection (protector and compensator)**

Hydraulic protection is used for use in submersible oil-filled electric motors with a body diameter of 103, 117 and 130 mm, which are used as a drive for centrifugal pumps to lift fluids from the bottom of oil wells, and is designed to protect the internal cavity of the electric motor from penetration of the formation fluid into it including the leveling of temperature changes in the oil volume.

The reservoir fluid, when it enters the electric motor, significantly reduces the insulating properties of the dielectric oil, and, falling under the insulation of the winding wires, this can cause a short circuit of the winding. In addition, the lubrication of the bearings of the motor shaft also decreases.

At this point in time, the Russian Federation's fisheries are very popular for waterproofing types G, P and PD.

Hydraulic protection type G is made of 2 main assembly units: a protector, which is placed between the pump and the engine and the compensator located at the bottom of the engine.

The protector is designed for hydraulic protection of the motor from the formation fluid and lubrication of the radial-thrust bearing (if necessary) - Fig. 1.9. A larger tread volume, which consists of an elastic bag 5, is filled with a liquid dielectric oil. Through the check valve 7, the outer surface of the bag senses the pressure of the well fluid at the depth of the descent of the underground pump set.

The upper part of the shaft 1 is connected by a splined coupling with the lower end of the pump shaft. The mechanical seal 2 separates the upper cavity, in which the well fluid may be located, from the cavity just below the seal, which is filled with a

transformer dielectric oil, like a wellbore fluid, at a high pressure that is equal to the pressure at the depth of immersion.

Below the face seal 2 there is a sliding friction bearing, and even lower there is the knot 3 - the supporting heel, which perceives the axial force of the pump shaft (also works in liquid dielectric oil). Still further, the second mechanical seal 4 is provided for a higher degree of sealing of the motor. Underneath is a rubber bag 5 in the housing 6, it seals the 2 cavities: an inner cavity of the bag filled with a transformer dielectric oil and a cavity between the housing 6 and the bag itself, into which the well fluid can flow through the check valve 7. The fluid entering the cavity, compresses the bag with dielectric oil to a pressure that is equal to the external one. Liquid dielectric oil through the gaps along the shaft comes to the end seals and down to the submersible motor. It was designed the construction of the hydraulic protection of the diesel locomotive in which there is a small turbine on the shaft, which creates a higher pressure in the inner cavity of the bag 5.

In the body of the compensator there are holes connecting the outer surface of the bag with the borehole. The inner cavity of the bag is connected to the electric motor, and the outer cavity is connected to the borehole.

When the dielectric oil cools down, the volume of the bag decreases and the wellbore fluid passes through the holes in the compensator housing into the gap between the outer surface of the bag and the inner wall of the compensator housing, thereby creating the condition for full filling of the internal cavity of the submerged electric motor with dielectric oil. As the temperature of the dielectric oil increases in the electric motor, its volume increases, and the dielectric oil enters the inner cavity of the compensator bag where fluid through the gap between the outer surface of the bag and the inner surface of the body is forced through holes in the well.

### **1.2.5 Gas separator**

The constant intensification of oil production and a wide range of changes in the gas factor of the oil produced lead to the fact that the permissible values of the free gas content at the pump inlet are exceeded. This leads to a deterioration in the operating conditions of the pump and submersible motor, increasing the vibration of the installation and reducing its performance.

To combat gas in the wells operated by the ESP, various designs of gas separators and dispersing devices are used.

The use of gas separators or dispersants can prevent cavitation, locking the pump's working parts, provide the required pump capacity, and increase the efficiency.

The use of separators implies the installation of special devices separating liquid and gas from the pump and the release of gas into the annulus.

The use of dispersants makes it possible to increase the maximum allowable value of the volumetric gas content at the reception of a submersible pump from 0.10 to 0.25 due to the formation of a finely dispersed structure of the lifted fluid. Dispersers have a high coefficient of efficiency in the watered wells forming a viscous emulsion, since they contribute to the destruction of its structure.

The dispersant is a strong flow turbulator and allows to effectively equalize the structures of the gas-liquid fluid. Dispersers can be mounted both outside the pump housing and inside the pump, however, several operating stages must be removed from the pump casing for this purpose.

World companies produce three types of gas separators: gravity, vortex, centrifugal.

The use of centrifugal gas separators is recognized as the most reliable means of protecting electric centrifugal pumps from the harmful effects of free gas. The operating conditions of centrifugal separators largely depend on the conditions of use and the operating time for failure of a submersible centrifugal pump in a well.

In order to separate the gas from the liquid in these gas separators, it is possible to use the buoyancy of gas bubbles under the influence of gravitational or centrifugal forces.

The gravitational gas separator is the separator with the lowest separation coefficient, the centrifugal separator is the largest separation coefficient, and the vortex gas separator occupies the middle position by the separation coefficient.

The gas separator works in this way: the gas-liquid mixture enters through the grid and the openings of the input module onto the screw and further to the working parts of the gas separator. Due to the created pressure, the gas-liquid mixture enters the rotating chamber of the separator equipped with radial ribs, where, under the action of centrifugal forces, the gas separates from the liquid. Further, the liquid from the outer perimeter of the separator chamber is fed through the channels of the sub-device to the submersible pump, and the gas through the inclined openings is retracted into the annular space.

### **1.2.6 Cable lines of ESP units**

Cable lines are used to transfer electricity to downhole motors of oil pump installations and pumping liquids.

Cable lines are manufactured in sufficiently stringent requirements to the quality of production - low electrical losses, low diametrical dimensions, high dielectric parameters of cable insulation, heat resistance to low and high temperatures, high resistance to formation fluid and gas, etc.

The cable line is made from the main supply cable (round or flat), which is located on the walls of the tubing string from the control station to the downhole electric motor, the extension cable connected to it with the cable entry clutch.

The main cable is connected to the extension cable by an integral coupling (cable splice). With the help of a splice, the sections of the main cable can also be connected to obtain the required length.

The cable line on the main line usually has a circular cross-section (round cable). To reduce the diameter of the downhole unit (cable + submerged centrifugal pump), the lower part of the cable is manufactured in a flat section.

The cable is manufactured with polymer insulation, which is applied to the cable core in two layers. Three insulated cores of the cable are connected together, wrapped with a protective substrate under the armor, and then covered with metal armor. Metal armor tape is the protection of the insulation of the cable veins from mechanical influences during storage, transportation and operation, primarily in the descent and lifting of equipment.

At the downhole electric motor, the cable line ends with a plug-in coupling, which allows a tight connection with the stator winding of the motor.

The cable line during transportation and storage is located on a special drum used also for descents and lifts of installations on oil wells, preventive and repair work with a cable line.

Specifications for cable lines type K43 include 120 standard cable lines with a length of 515 to 2450 m and a cross section of main cables from 10 to 50 mm<sup>2</sup>.

The design of the cables KPPBK and KPPBP are similar to the design of the cables PKBK and KPPP.

Copper single-wire cores of cables KPPBK and KPPBP are covered with tin-lead solder or polyethylene terephthalate film.

The first layer of insulation is made of polypropylene, the second - from polypropylene or high-density polyethylene.

A cable entry clutch is mounted on the end of a flat extension cable that connects to an immersion motor. The cable is in a metal casing, soldered to the armor of a flat

extension cable, the insulated conductors of this cable are hermetically packed in the casing with a rubber seal clamped between the washer and the nut. At the ends of the conductor cores of the cable, screw terminals are mounted with threaded connections, as well as soldering is applied to the threaded surfaces of the conductors to guarantee a reliable electrical contact. Threaded joints make it possible to restore the installation dimensions of the couplings in the shrinkage of the insulation of the cable veins and the axial displacements of the cores themselves without the coupling being reworked.

In order to maintain the integrity of the cable and its insulation in the SPO, it is necessary to fix the cable on the tubing string. For this, it is necessary to use fixing devices near the site of increasing the external diameter of the tubing string, i. Next to the coupling or the expansion under the thread. When fixing the cable, you need to make sure that the cable fits snugly against the tubing, and if a flat cable is used, make sure that the cable does not twist.

The simplest device for fixing the cable to the tubing and tubing of the submersible pumping unit of the ESP are metal belts with buckles or clamps (from the English clamp - clamp, clamp).

Fixing the extension cable to the components of the submersible pump unit (submersible pump, tread and motor) is carried out in the places indicated in the operating manuals of this type of pumping equipment. The extension cable and the main cable are fixed to the tubing on either side of each tubing coupler, at a distance of 200-250 mm from the top and bottom ends of the coupling.

Using the installation of electric centrifugal pumps in inclined, horizontal and curved wells required the design of devices to secure the cables and protect them from mechanical damage.

Russian enterprises CJSC "Izhspetstechnologiya" (Izhevsk) and "Mars-Technology" (Moscow) designed and manufactured protective devices consisting of a body and mechanical locks.

### **1.2.7 Wellhead equipment for operation of the ESP**

The wellhead for operation with ESP facilities is equipped with either standard fountain fittings with a special faceplate for skipping and sealing the cable line (type AFK1E), or with special equipment.

So many Russian firms produce wellhead equipment such as OWEN (Figure 1.13).

The crosspiece 1 which connects to the OK, has in its design a split cone 2, behind which the tubing is attached. On the top of the cone there is a rubber seal 3 sealing the place of withdrawal of pipes and cable 4. The seal is urged by a detachable flange 5. The annulus of the oil well is connected to the tubing from the tubing through the elbow 6 and the check valve 7. The crosspiece 1 has a special hole for using the echo sounder or Other devices for determining the dynamic level.

### **1.2.8 Control station, transformer**

The control station is used to control the operation (start / stop) and to protect the installation of the electric centrifugal pump. All control stations are equipped with the necessary instrumentation and systems, circuit breakers, various relays (maximum, minimum, intermediate, time relay). If an abnormal situation occurs, the appropriate protection systems are triggered and the installation is disabled.

The ELECTRON control stations (ZAO "Elekton") are used for manual, automatic and remote control and protection of submersible pumping units equipped with asynchronous or ventilated electric motors rated up to 1100 kVA.

The transformer increases the voltage so that the motor at the input to the stator winding has a specified nominal voltage. As explained above, the rated voltage of the motors is 470-2300 V. In addition, it is necessary to take into account the voltage drop in the long cable (long line effect).

### **1.3. Requirements for the electric drive to ensure the uninterrupted operation of the installation**

Electric drive installations must meet the following requirements and operating conditions.

The plant works on the rise of the GLM in two technological modes:

- capacity control under normal conditions in the zone of the adjustment zone of the plant parameters;

- maintenance of productivity at a pressure not less in conditions of reservoir temperature at the level of the receiving grid within  $87^{\circ}\text{C}$ - $97^{\circ}\text{C}$ .

The mode of operation is continuous.

The control station and the transformer establish a open area with an ambient temperature of  $-40^{\circ}\text{C}$  to  $45^{\circ}\text{C}$  and a relative humidity of not more than 80%.

Three-phase network: 380 10% V, Hz.

The control station must have the necessary technical capabilities to implement the reverse operation of the SEM without additional switching nodes.

## **2 Procedure of ESP selection to the well**

When selecting the pump size, the volume factor of oil and the gas content at the pump intake must be taken into account. These factors lead to significant differences in the volumes of the gas-liquid mixture at the pump intake and the flow rate of the liquid on the surface.

The number of stages in the pump is selected based on the conditions for lifting the liquid to the surface, taking into account the pressure on the buffer, in the annulus and on receiving the pump, the gas lift effect in the tubing and the negative effect of free gas on the operation of the submersible centrifugal pump are also taken into account. When selecting the size and number of stages in the pump, it should be taken into account that the pressure characteristic of the ESP is significantly affected by the

viscosity of the pumped liquid. Also, the required depth of descent, along the fishing head of the pump, depends on the inclinometer, length and diameter of the installation. Based on the results of the selection, recommendations can be given for additional equipment of the installation and the rate of descent / recovery in some intervals of the depths of the well.

## **2.1. Control systems of the electric drive**

Most of the world's leading electrotechnical companies currently produce adjustable automated electric drives (AEP) complete with microprocessor automation in the form of flexibly programmable systems used for widespread use. [2] Because of this, the importance of researching and designing an automated electric drive of a submersible pump aggregate executed in the form of a general industrial implementation consists in solving the problem of selecting an electric drive control system (SUEV) to maximize the efficiency and productivity of process equipment. [4]

Following the requirements for the electric drive control system, two control schemes are provided for the design: a vector control circuit, and in turn a Scalar control circuit for the electric drive of a submersible pumping unit executed by a frequency converter system - a short-circuited asynchronous motor (IF-AD). ]

Frequency control of submersible motors is performed in two main ways.

Scalar principle of frequency control is the most common in the electric drive. The scalar electric drive is characterized by the technical simplicity of measuring and controlling the absolute values of the variables of the blood pressure. The control is performed according to the functional characteristic connecting the voltage and frequency of the stator of the motor ( $U / f$  characteristic), using the IR compensation module to maintain the constant stator flux coupling in accordance with this characteristic. In static modes it is possible to obtain the desired properties of an

electric drive due to negative feedback. Used for electric drives, for which high demands are not made on dynamic indicators. [9]

The vector control principle is based on the forced co-orientation of the vectors of flux linkages and the currents of the AD in the polar or Cartesian coordinate systems in accordance with the regulatory law we need. When controlling the modules of variables and angles between their vectors, the induction motor is controlled both in static mode and in dynamic mode, thereby performing a noticeable improvement in the quality of transients in the electric drive. This circumstance is directly considered determinative in the selection of a vector control system and finds use in electric drives with medium and high dynamics. Drives of such mechanisms as pumps occupy an intermediate state between highly dynamic, dynamic and low-dynamic.

## **2.2 Choice of the law of frequency regulation**

Given that the range of speed control of pumps is small and the mechanisms of this class do not require a high multiplicity of the starting and maximum moments, laws can be adopted as laws of regulation and [3].

The latter is more difficult to implement, but due to an additional reduction in voltage, it makes it possible to reduce the energy consumed from the network. To increase the starting torque at low speeds to the required values, it shall be possible to adjust the volt-frequency characteristic. By determining the parameters of the volt-frequency characteristic, the lower frequencies are associated with the values of the voltages higher than with the chosen regulation law.

## **Conclusion**

In this graduate qualification work, a mathematical model of a submersible asynchronous electric motor was developed and studied with the help of the Matlab program, a simulated model of the open-loop IF-AD system by syscalar control.

During the development and implementation of the project, equipment was selected. Selection and calculation of submersible motor parameters It is proposed to use a modern asynchronous frequency-controlled electric drive. The electric motor of EDST 56 - 96M series, frequency converter Elekton-05-100 is selected.

The mechanical and electromechanical characteristics of the selected asynchronous motor are obtained, constructed according to design and catalog values. As a control law, a regulation law is chosen for the frequency converter.

Also, a simulation of transient processes was performed when the engine was started in the Matlab software environment. With the use of simulation models, dynamic characteristics are constructed.

A system with a scalar control and a law was chosen to provide a starting torque at low speeds in the converter. The correction function (increasing the initial voltage value) of the volt-frequency characteristic in the region of low frequencies of the inverter output voltage is provided. Based on the results obtained during the simulation, conclusions were drawn.

The designed system meets the requirements of the technical task.

In the economic part, the design costs are estimated.

In the section of safety and ecology, hazardous and harmful production factors are analyzed, practical recommendations on safety and industrial sanitation are given.

## List of sources used

1. Antonova Z.G. – Praktikum v biznes - planirovanii. Uchebnoe posobie. Tomsk: Izd. TPU, 1999. – 124 s.
2. Langraf S. V. – referat po special'nosti 05.09.03 «Jelektrotehicheskie komplekxy i sistemy» na temu «Sistemy upravlenija asinhronnym jelektroprivodom peremennogo toka».
3. Garganeev A.G., Karakulov A. S., Langraf S. V., Nechaev M. A. Opyt razrabotki preobrazovatelja chastoty dlja asinhronnogo jelektroprivoda obshhepromyshlennogo primenenija//Jelektrotehnika.2005№9.s.23-26
4. Bulgakov A.A.– Chastotnoe upravlenie asinhronnymi jelektrodvigateljami.– M., «Nauka», 1966 g., 298s.
5. Basharin A. V., Novikov V. A., Sokolovskij G. G. - Upravlenie jelektroprivodami: Uchebnoe posobie dlja vuzov. – L.: Jenergoizdat, 1982 g., 392 str.
6. Bocharnikov V. F; Pogruzhnye skvazhinnye centrobezhnnye nasosy s jelektroprivodom: Uchebnoe .posobie. — Tjumen'; Izdatel'stvo «Vektor Buk», 2003.-336 s.
7. Shrejner R. T., Dmitrenko Ju. A. - Optimal'noe chastotnoe upravlenie asinhronnymi jelektroprivodami. – Kishinjov, «Shtiinca», 1982 g., 328 str..
8. Chernyshev A.Ju., Chernyshev I.A. – Raschjot harakteristik jelektroprivodov peremennogo toka. Ch1.Asinhronnyj dvigatel': Uchebnoe posobie. – Tomsk: Izd-vo TPU ,2005 – 136s.
9. Sarbatov R. S., Sandler A. S. – Avtomaticheskoe chastotnoe upravlenie asinhronnymi dvigateljami. – M., «Jenergija», 1974 g.
10. Langraf S.V. – Asinhronnyj jelektroprivod, metodicheskoe posobie, Tomsk, 2003 g.