

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

Институт – Энергетический
Направление подготовки – Электроэнергетика и электротехника
Кафедра – ЭПЭО

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Электропривод установки электроцентробежного насоса для скважинной добычи нефти УДК 62-83-523:622.276.53

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Г3А	Робенков Виктор Павлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глазырин А. С.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Грахова Е. А.			

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Институт – Энергетический
 Направление подготовки – Электроэнергетика и электротехника
 Кафедра – ЭПЭО

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой
 _____ Ю.Н. Дементьев
 (Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
5ГЗА	Робенков Виктор Павлович

Тема работы:

Электропривод установки электроцентробежного насоса для скважинной добычи нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№873/с от 13.02.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	В данной работе исследуется установка электроцентробежного насоса для скважинной добычи нефти. Режим работы – продолжительный, управление электроприводом – скалярное.
Перечень вопросов подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Основной задачей данной работы – обзор установки электроцентробежного насоса, расчет и выбор компонентов установки, моделирование в системе Matlab. К дополнительным вопросам относятся раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», в котором производится технико-экономическое обоснование исследовательской работы, а также раздел «Социальная ответственность», в котором рассматриваются проблемы обеспечения безопасности жизнедеятельности.
Перечень графического материала	1) Естественные механические и электромеханические характеристики погружного электродвигателя;

	2) Имитационные модели системы ПЧ-АД в среде MatlabSimulink; 3) Характеристики скорости, токов, и электромагнитного момента.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Грахова Елена Александровна
Социальная ответственность	Король Ирина Степановна

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глазырин Александр Савельевич	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ГЗА	Робенков Виктор Павлович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 137 страниц, 47 рисунков, 21 таблица, 28 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 6.0 УЭЦН 5 – 30 – 2500.

Цель работы – Разработка частотно-регулируемого электропривода установки электроцентробежного насоса 6.0 УЭЦН 5 – 30 - 2500.

В результате исследования был разработан частотно-регулируемый электропривод установки электроцентробежного насоса 6.0 УЭЦН 5 – 30 – 2500.

Достигнутые технико-эксплуатационные показатели: полностью соответствующие заданию.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2013 на листах белой бумаги формата А4 с помощью программных средств MATLAB: Simulink, MathCAD, Mathtype.

Содержание

Введение	8
1. Добыча нефти, способы эксплуатации скважин, устройство УЭЦН	10
1.1 Способы эксплуатации скважин.....	10
1.2 Описание УЭЦН.....	11
1.2.1 Устройство УЭЦН.....	11
1.2.2 Скважинные центробежные насосы (ЭЦН)	15
1.2.3 Погружной электродвигатель (ПЭД)	20
1.2.4 Гидрозащита электродвигателя (протектор и компенсатор).....	25
1.2.5 Газосепаратор	29
1.2.6 Кабельные линии установок ЭЦН.....	32
1.2.7 Оборудование устья скважины для эксплуатации УЭЦН	39
1.2.8 Станция управления, трансформатор	41
1.3 Требования к электроприводу для обеспечения бесперебойной работы установки	43
2. Расчет и выбор погружного двигателя для 60 ЭЦН5 – 30 – 2550 и опреде- ление параметров его Т-образной схемы замещения.....	44
2.1 Методика подбора УЭЦН к скважине.....	44
2.1.1 Выбор насосной установки по величине планируемого дебита и напора.....	45
2.1.2 Методика подбора ПЭД и гидрозащиты.....	45
2.1.3 Методика подбора кабельной линии.....	49
2.2 Определение параметров Т образной схемы замещения погружного электродвигателя ПЭДН – 40 – 117.....	51
2.3 Проверка адекватности расчетных параметров двигателя.....	56
2.4 Расчет естественных характеристик электродвигателя.....	56
2.4.1 Расчет естественной механической характеристики.....	56
2.4.2 Расчет естественной электромеханической характеристики.....	58
2.4.3 Механическая характеристика насоса.....	60
3. Обзор систем управления и способов регулирования электропривода... 	62
3.1 Системы управления электроприводом.....	62
3.2 Выбор закона частотного регулирования.....	63

3.3. Методика подбора наземного оборудования	64
3.3.1. Подбор ТМПН.....	64
3.3.2. Подбор станции управления	65
4. Расчет статических характеристик системы преобразователь – двигатель при частотном регулировании.....	67
4.1 Механические характеристики системы преобразователь-двигатель при законе регулирования.....	68
5. Частотно-регулируемый асинхронный электропривод со скалярным управлением.....	71
5.1 Функциональная схема системы скалярного частотного управления.....	75
5.2 Имитационные исследования частотно-регулируемого асинхронного электропривода насоса со скалярным управлением.....	82
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	87
6.1 Техничко-экономическое обоснование НИР	87
6.2 Планирование НИР.....	87
6.3 Определение трудоемкости выполнения работ	88
6.4 Бюджет НИР.....	91
6.4.1 Расчет материальных затрат НИР.....	91
6.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы.....	92
6.4.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	94
6.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды.....	95
6.4.5 Накладные расходы.....	95
6.4.6 Формирование бюджета затрат НИР.....	96
6.5 Оценка научно технического уровня НИР.....	97
7. Социальная ответственность.....	103
7.1. Введение.....	103
7.2. Производственная безопасность.....	104
7.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	104
7.2.2. Техника безопасности.....	107
7.2.3 Производственная санитария.....	109

7.3 Экологическая безопасность.....	112
7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	113
7.4.1. Пожарная безопасность.....	113
7.4.2. Возможные чрезвычайные ситуации.....	118
7.4.3. Мероприятия по повышению устойчивости работы предприятий в ЧС.....	118
7.4.4. Взрывная безопасность.....	119
7.4.5. Основные мероприятия по предотвращению опасностей, связанных с особенностями оборудования.....	121
7.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	121
Заключение.....	124
Список использованных источников.....	124
Приложение 1.....	129
Приложение 2.....	130
Приложение 3.....	131
Приложение 4.....	132
Приложение 5.....	134
Приложение 6.....	135
Приложение 7.....	136
Приложение 8.....	137

Введение

С каждым годом добыча нефти становится все более трудной задачей. Добыча нефти в России идет уже много лет, удобных для добычи месторождений с высоким пластовым давлением и меньшей глубиной расположения становится все меньше. И потому, чтобы раздобыть столь необходимый ресурс приходится бурить скважины колоссальной глубины и использовать электротехнологические установки механизированной добычи нефти.

Погружные установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) реализуют один из основных способов механизированной добычи нефти из глубинных, обводненных, наклонных, а также высокодебитных скважин[1]. В нефтедобывающей отрасли использование УЭЦН начало стремительно развиваться с 1999 года. Этому способствовал переход на интенсивную добычу нефти из-за увеличения глубины спуска, большого содержания свободного газа и механических примесей и откачиваемой пластовой жидкости, отложением солей на элементах погружного оборудования.

УЭЦН способны поднимать на поверхность значительные массы жидкости и создают наибольшие напоры по сравнению со штанговыми насосами, которыми оснащены свыше 70% действующего фонда добывающих скважин.

Современные электропогружные центробежные насосы имеют производительность, колеблющуюся от 200 до 2000 м³/сут, а напор от нескольких метров до 3000 м столба перекачиваемой жидкости. Помимо этого УЭЦН просты в обслуживании и обладают довольно большим межремонтным периодом работы. В УЭЦН электродвигатель расположен под насосом, и благодаря такому расположению привода позволяет передать насосу больше мощности.

В настоящее время УЭЦН имеют наибольший удельный вес по территориальному и корпоративному признакам среди установок насосной эксплуатации скважин. Они обеспечивают свыше 70% извлекаемой на поверхности нефти в России и более 90% нефти в Западной Сибири и на Крайнем

Севере. По существующим прогнозам в среднесрочной перспективе за УЭЦН остается преимущественная роль.

1. Добыча нефти. Способы эксплуатации скважин, устройство УЭЦН

1.1 Способы эксплуатации скважин

Необходимое условие для поступления в скважину жидкости из пласта, будь то нефть или вода: пластовое давление должно быть обязательно больше давления (гидростатического) столба жидкости, находящейся в стволе скважины.

Фонтанный способ эксплуатации скважины применяется как раз тогда, когда это условие выполняется, то есть если энергии пласта достаточно, чтобы вытолкнуть жидкость из скважины на поверхность. Получаем естественный приток нефти.

Однако чаще всего пластового давления недостаточно, и приходится использовать другие способы эксплуатации скважины. Дабы поднять жидкость на поверхность, необходимо либо уменьшить плотность жидкости (ρ) в стволе скважины, либо уменьшить высоту столба жидкости (h).

Газлифтный способ эксплуатации скважины подразумевает изменение плотности жидкости. В скважину закачивают сжатый газ, используя колонны насосно-компрессорных труб (НКТ). Пузырьки этого газа снижают плотность столба жидкости газа, поднимаясь к устью скважины. Это обеспечивает приток нефти из пласта, так как гидростатическое давление столба жидкости уменьшается.

Уменьшение высоты столба жидкости достигается **насосным способом эксплуатации скважины**. Насос спускается в скважину и откачивает жидкость. Вот так и снижается высота столба жидкости до нужного момента, то есть, до тех пор пока нефть не начнет поступать на поверхность. Есть множество различных видов насосов, используемых для откачки нефти, все они используются в зависимости от различных условий, обусловленных формой скважины, наличием примесей в нефти и т. п. Однако, самыми распространенными из них являются штанговые скважинные насосы (ШСН) и электрические центробежные насосы (ЭЦН).

Исходя из вышеупомянутого можно выделить три основных способа разработки нефтяных скважин:

- **фонтанный;**
- **газлифтный;**
- **насосный**

Дебит – важнейшая характеристика любой скважины. Это есть среднесуточный уровень добычи нефти. По значению дебита (тонны/сутки) различают низкодебитные (до 7 т/с), среднедебитные (от 7 до 25 т/с), высокодебитные (от 25 до 200 т/с) и сверхвысокодебитные (более 200 т/с) нефтяные скважины [2].

Таблица 1. – Сравнение показателей различных способов добычи нефти

Способ эксплуатации скважин	Число скважин, %	Средний дебит, т/сут	Добыча, % от общей
Фонтанный	8,8	31,1	19,5
Газлифтный	4,3	35,4	11,6
УЭЦН	27,4	28,5	52,8
ШСН	59,4	3,9	16,1
Прочие	0,1	-	-

1.2 Описание установки электроцентробежного насоса

1.2.1 Устройство УЭЦН

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса, в английском варианте - ESP (electric submersible pump). УЭЦН является самым настоящим чемпионом по

объему добычи нефти, в этом они намного превосходят штанговые насосы. С их помощью добывается около 80% российской нефти.

УЭЦН – это агрегат способный работать в среде весьма агрессивной к присутствующей в ней механизмам. УЭЦН состоит их погружной части, которая опускается в скважину (электродвигатель и насос) и наземного оборудования, включающего в себя систему управления и трансформатор.

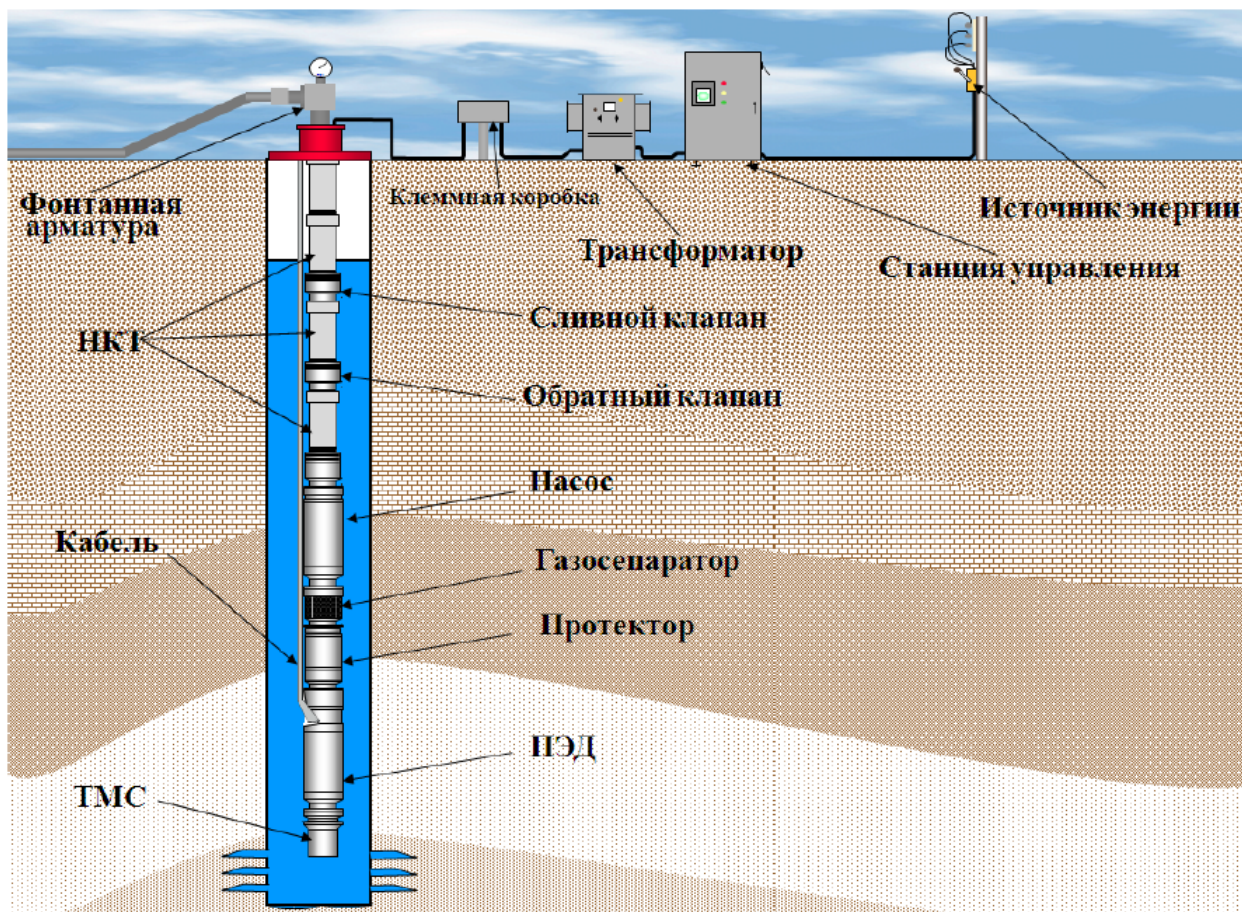


Рисунок 1 – Основные узлы УЭЦН

Основные узлы УЭЦН (Рис. 1):

ЭЦН (электроцентробежный насос) – Самый важный элемент УЭЦН. Осуществляет подъем жидкости из скважины на поверхность. Насос состоит из множества секций. Секции состоят из ступеней и рабочих колес, собранных на валу и заключенных в стальной корпус. У насоса имеется 2 основные характеристики – это напор и дебит, поэтому в названии каждого насоса

присутствуют эти параметры. Например, ЭЦН-80-1500 перекачивает 80 м³/сут жидкости с напором 1500 метров.

ПЭД (погружной электродвигатель) – второй по важности элемент. Представляет собой асинхронный электродвигатель, заполненный специальным маслом. Приводит в движение насос, питание получает с поверхностного источника.

Протектор (или гидрозащита) – элемент, расположенный между электродвигателем и насосом. Задача протектора состоит в отделении электродвигателя, заполненного маслом от насоса, который в свою очередь заполнен пластовой жидкостью.

Кабель. Кабель бывает круглого сечения и плоского. С помощью него к погружному электродвигателю подводится электроэнергия.

Дополнительное оборудование:

Газосепаратор – элемент УЭЦН, который используется для снижения количества газа на входе в насос. Устанавливается, если в нем есть необходимость.

ТМС – термоманометрическая система, которая по сути представляет собой объединенные в одну конструкцию градусник и манометр. Задача такой системы – измерять и выдавать на поверхность данные о температуре и давлении среды скважины, в которую спущен насос.

Также в колонне НКТ кроме уже перечисленного оборудования установлены специальные клапаны (обратный и сливной клапаны). Они располагаются на электродвигателе насоса.

Основной задачей **обратного клапана** (КОШ - клапан обратный шариковый) – задержка жидкости. Он не дает нефти сливаться вниз при остановках насоса. Он устроен так, что во время работы насоса находится в

открытом состоянии (под действием давления жидкости снизу). Как только работа насоса останавливается клапан закрывается уже под действие жидкости, которая находится над ним. Второстепенная задача обратного клапана - заполнение насосно-компрессорных труб жидкостью перед пуском насоса.

Сливной клапан (КС) расположен над обратным и его задача полностью противоположна. Он используется, для спуска жидкости из насосно-компрессорных труб, перед тем, как извлечь насос из скважины.

Как уже упоминалось раньше, насос приводится в движение двигателем. Энергия к двигателю подводится с поверхности, по кабелю, располагаемому вместе с насосно-компрессорными трубами в скважине. На поверхности кабель запитывается на повышающий трансформатор и станцию управления. Установка собирается снизу вверх, включая кабель, который пристегивается к НКТ специальными поясами из металла.

Электроцентробежные погружные насосы имеют ряд заметных преимуществ перед штанговыми:

- Элементы наземного оборудования просты в эксплуатации;
- Параметр дебита достигает до 15000 м³/сут;
- Глубина, на которой может использоваться УЭЦН может достигать более 3000 метров;
- Межремонтный период работы таких насосов весьма большой (от 500 суток до 2-3 лет и даже больше);
- Удобное проведение исследования скважин (без подъема насосного оборудования);
- Удаление парафина со стенок НКТ проходит с использованием менее трудоемких методов.

Эксплуатация электрических центробежных насосов погружного типа возможно в скважинах, которые имеют определенный угол наклона, а также горизонтальное строение. Кроме того, они могут эксплуатироваться в скважинах с высокой обводненностью, в скважине с высоким содержанием брома в воде, а также для откачки растворов на основе кислот и солей. На современном рынке существуют разновидности, которые могут функционировать в одной скважине на разных уровнях с обсадными колоннами. В ряде случаев центробежные погружные насосы могут эксплуатироваться и для откачки воды из пластов горной породы, чтобы поддержать нужный уровень давления в них. Таким образом, спектр эксплуатации электрических насосов погружного типа для обеспечения работы скважины представляет собой наиболее широкую область, и оборудование данного вида может эксплуатироваться наиболее эффективно..

1.2.2 Скважинные центробежные насосы (ЭЦН)

Скважинные центробежные насосы – это многоступенчатые механизмы. Напор, который создает одна ступень (направляющий аппарат и рабочее колесо), очень мал. Этим и обуславливается многоступенчатость механизма. Небольшие значения напора одной ступени (от 3 до 6-7 метров водяного столба) определяется также и небольшими величинами внешнего диаметра рабочего колеса, которое ограничено внутренним диаметром обсадной колонны и размерами оборудования, работающего в скважине – кабеля, ПЭД и т.д.

Скважинный ЭЦН может предусматривать не только обычную конструкцию, но и износостойкую и даже конструкцию с повышенной коррозионной стойкостью. В основном состав узлов насоса, как и их диаметры для всех исполнений насоса одинаковы.

Обычное исполнение скважинного насоса предназначено для работы в относительно неагрессивных жидкостях с содержанием воды до 99%. Содержание механических примесей в жидкости не должно превышать 0,1 г/л, сероводорода – 0,01 г/л, а содержание свободного газа на приеме насоса – не должно превышать 25%.

Центробежный насос коррозионностойкого исполнения лучше защищен от сероводорода и предназначен для работы с пластовой жидкостью, где содержание сероводорода может достигать до 1,25г/л.

Износостойкое исполнение предназначено для работы с жидкостью, которая содержит до 0.5 г/л механических примесей.

Роль рабочего органа скважинного ЭЦН выполняет ступень насосная (СН) с цилиндрическим (ЦЛ) или наклонно-цилиндрическими лопатками (НЦЛ), состоящая из рабочего колеса и направляющего аппарата. (см. рис.2)

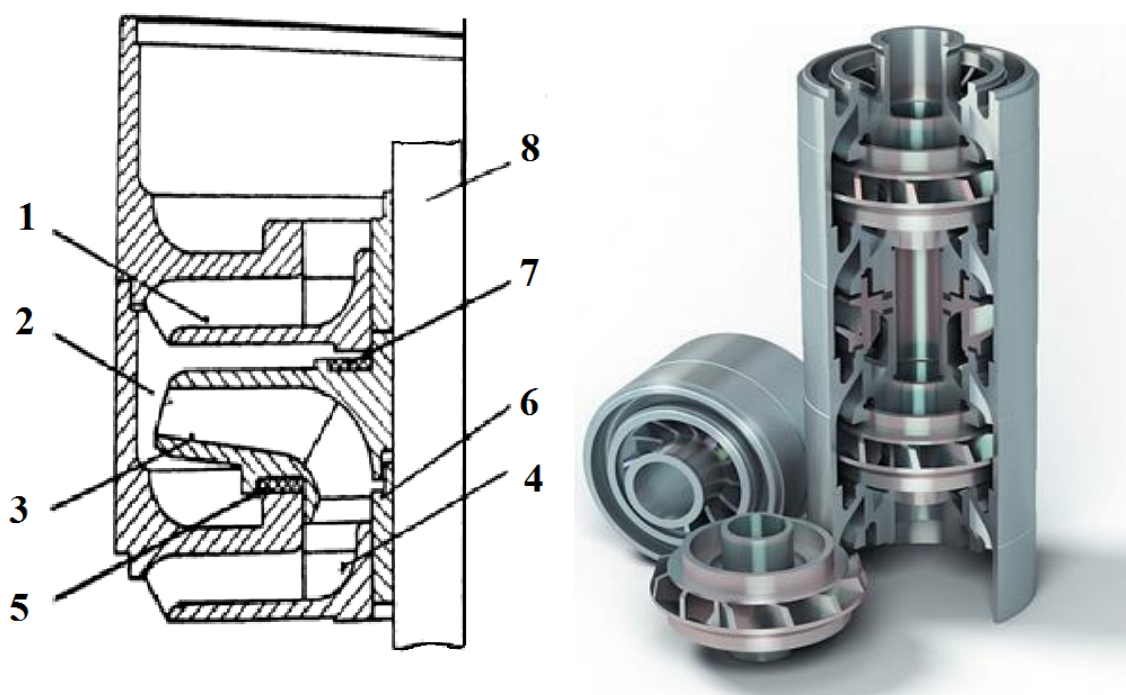


Рисунок 2 – Ступень ЭЦН: 1-направляющий аппарат, 2,4 – кольцевые безлопаточные камеры, 3 – рабочее колесо, 5 – нижняя опорная шайба, 6 – защитная втулка, 7 – верхняя опорная шайба, 8 – вал

Пример материалов направляющих аппаратов и рабочих колес на основе насосов ОАО «АЛНАС»:

- модифицированный серый чугун (насосы обычного исполнения типа ЭЦНА);
- модифицированный чугун повышенной износостойкости (насосы износостойкого исполнения типа ЭЦНАИ);
- чугун типа «Нирезист» (нирезист – модифицированный чугун): насосы коррозионностойкого исполнения типа ЭЦНАК, коррозионноизносостойкого исполнения типа ЭЦНАКИ);
- твердый чугун типа «Нирезист» с твердостью до 240 НВ (насосы повышенной коррозионноизносостойкости);
- полимерные материалы со специальными наполнителями (насосы типа 23..ЭЦНА (К, КИ)).

Ступени с цилиндрическими лопатками применяются в секциях насоса с параметрами номинальной подачи и наружного диаметра:

1. До 125 м³/сут; 86 и 92 мм.
2. До 160 м³/сут; 103 мм.
3. До 250 м³/сут; 114 мм.

Наклонные лопатки применяются в насосах, которые имеют более высокую подачу (в 1.5 раза) и коэффициент полезного действия.

Ступени располагаются в расточке цилиндрического корпуса каждой секции. Одна секция может содержать от 40 до 200 ступеней, это зависит от их монтажной высоты. Насос может содержать до 600 ступеней. Чтобы собрать ЭЦН с таким количеством ступеней и для обеспечения разгрузки вала применяется плавающее рабочее колесо.

Оно может перемещаться в осевом направлении вполне свободно. Ограничителями этого передвижения являются опорные поверхности направляющих аппаратов. Осевая опора, на которую опирается колесо состоит из: опорного бурта, то есть цилиндрического выступа на опорной поверхности; антифрикционной износостойкой шайбы, которая плотно впрессована в расточку рабочего колеса (при таком уплотнении утечка практически нулевая); направляющего аппарата предыдущей рабочей ступени. При всем этом есть один

нюанс. У ступени ЭЦН с плавающим рабочим колесом снижается механический КПД. Это происходит из-за того, что в нижней опоре колеса происходят потери на трение, величина которых пропорциональна осевой силе, загружающей рабочее колесо данной ступени.

Осевые опоры и радиальные подшипники вала насоса.

Когда насос в рабочем состоянии, на его корпус и направляющие аппараты действуют осевые силы, которые передаются от рабочих колес. А на вал действуют 2 осевые силы: осевая сила, которая образуется от перепада давления на торец вала и осевая сила, которая действует на рабочие колеса, прикрученные к валу из-за наличия в нефти механических примесей и элементов, вызывающих коррозию. В насосной секции осевые опоры предусмотрены для того, чтобы можно было воспринять осевые силы. В большинстве насосов российского исполнения осевая опора сама может воспринимать осевые усилия. В насосах зарубежного производства эту функцию выполняет осевая опора гидрозащиты. В секции или, как ее еще называют “модуль-секция” насоса (рис. 3) обычного исполнения, предусмотрен упорный подшипник (или гидродинамическая пятя (рис. 4)). Он состоит из кольца, расположенного между двумя шайбами 2 и 3.

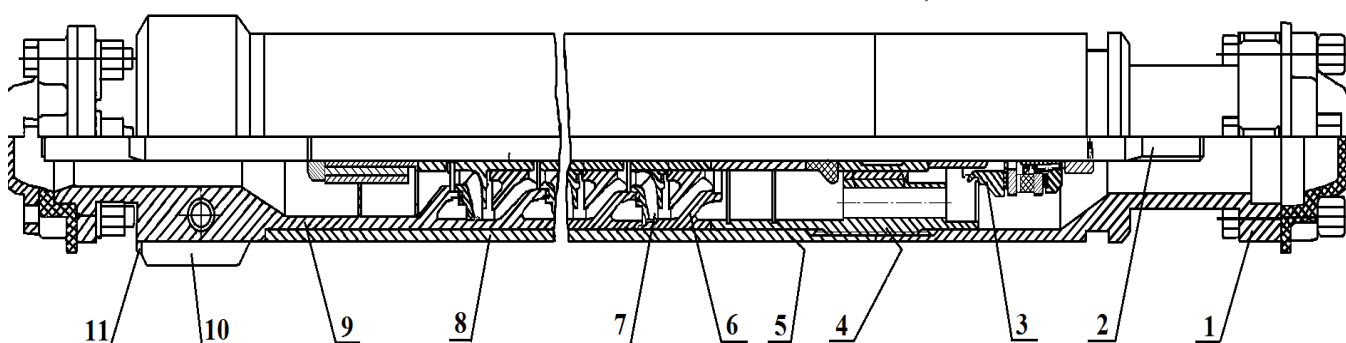


Рисунок 3 – Модуль-секция насоса: 1 – головка; 2 – вал; 3 – опора; 4 – верхний подшипник; 5 – кольцо; 6 – направляющий аппарат; 7 – рабочее колесо; 8 – корпус; 9 – нижний подшипник; 10 – ребро; 11 – основание.

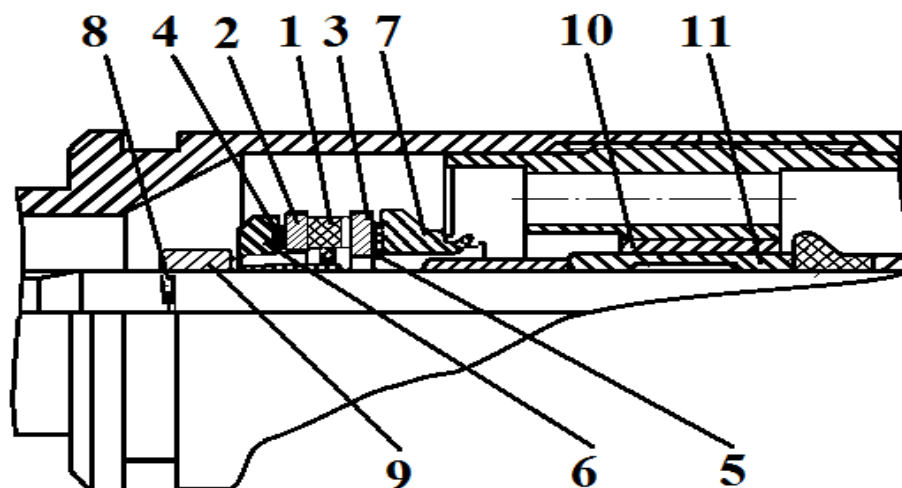


Рисунок 4 – Упорный подшипник ЭЦН: 1 – пятя; 2,3 – гладкие шайбы; 4,5 – резиновые шайбы-амортизаторы; 6,7 – верхняя и нижняя опоры; 8 – пружинное кольцо; 9 – дистанционная втулка.

Упорный подшипник сделан с плоской частью на поверхности трения о подпятник, канавками (радиальными) и скосом. Чаще всего он изготавливается из бельтинга – техническая ткань с крупными ячейками. Бельтинг пропитан графитом с резиной и завулканизирован в пресс форме. Когда подшипник вращается, жидкость от центра идет к периферии по канавкам, потом, попадая под скос, нагнетается в зазор между плоскостями пяты и подпятника, таким образом обеспечивается скольжение подпятника по жидкости. Потери энергии в пяте, при таком трении о жидкость незначительны, так как коэффициент трения в таких условиях небольшой, так же благодаря жидкости значительно уменьшается износ деталей подшипника, даже при вполне большом осевом усилии.

Радиальные нагрузки, возникающие при работе насоса, воспринимаются радиальным подшипником насоса (рис. 5), который состоит из неподвижной втулки, которая является опорной, и вращающейся вместе с валом втулки. Модуль-секции электроцентробежных насосов содержат 2 радиальных

подшипника (нижний и верхний). Это касается насосов обычного исполнения. В износостойких насосах есть еще и промежуточные радиальные опоры.

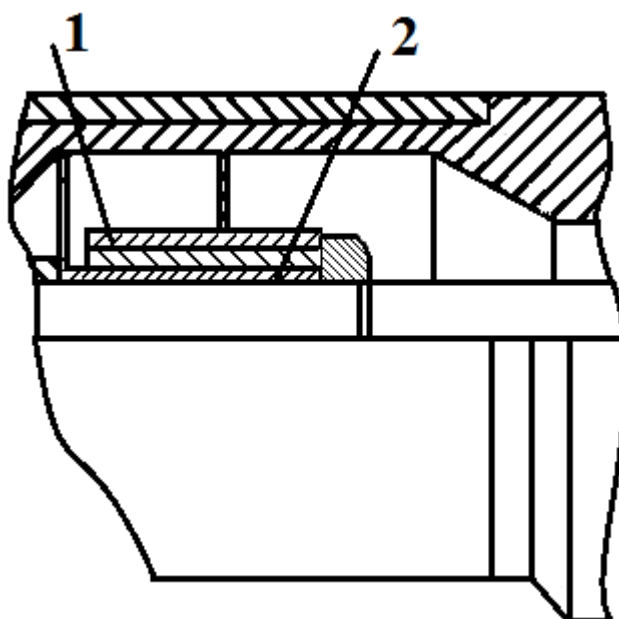


Рисунок 5 – Радиальный подшипник ЭЦН. 1 – неподвижная втулка с вкладышем; 2 – вращающаяся с валом втулка.

1.2.3 Погружной электродвигатель (ПЭД)

Погружные маслonaполненные трехфазные асинхронные с короткозамкнутым ротором (двух- или четырех-) полюсные электродвигатели применяются в качестве привода для центробежных насосов для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин с углом отклонения от вертикали в месте подвески не более 60° . Двигатели, как и насосы, должны иметь малые диаметры, различные для скважин с разными ОК. Мощность двигателей может достигать 500 кВт.

Малые диаметры и большие мощности вызывают необходимость увеличивать длину двигателей, которая иногда превышает 8 м.

Электродвигатель состоит из статора, ротора, головки, основания и узла токоввода.

Статор представляет собой выполненный из специальной трубы корпус, в который запрессован магнитопровод из листов электротехнической

стали. В пазы статора уложена трехфазная обмотка из специального обмоточного провода. Фазы обмотки соединены в «звезду». Выводы обмотки статора соединены с колодкой кабельного ввода.

Внутри статора размещен *ротор*, представляющий собой набор пакетов также из листов электротехнической стали, разделенных между собой промежуточными подшипниками. В пазы пакетов вставлены медные стержни, сваренные по концам с медными кольцами («беличье колесо»). Вал ротора – полый (для обеспечения циркуляции масла). В *головке* электродвигателя размещен узел упорного подшипника (состоит из *пяты* и *подпятника*), который воспринимает осевые нагрузки от веса ротора. В нижней части электродвигателя размещено *основание*, в котором размещен фильтр для очистки масла. Двигатель с насосом соединяется с помощью шлицевой муфты.

Секционные двигатели состоят из верхней и нижней секций, которые соединяются при монтаже двигателя на скважине. Каждая секция состоит из статора и ротора, устройство которых аналогично односекционному электродвигателю. Электрическое соединение секций между собой последовательное, внутреннее и осуществляется с помощью трех наконечников. Герметизация соединения обеспечивается уплотнением при стыковке секций. Соединение корпусов – фланцевое, валов – шлицевой муфтой. Вверху нижней секции расположена межсекционная колодка (муфта), которая снабжена подпружиненным стопором, предотвращающим ее проворачивание. В головке нижней секции расположен ловитель для установки правильного положения секций и защите наконечников выводных проводов при сочленении.

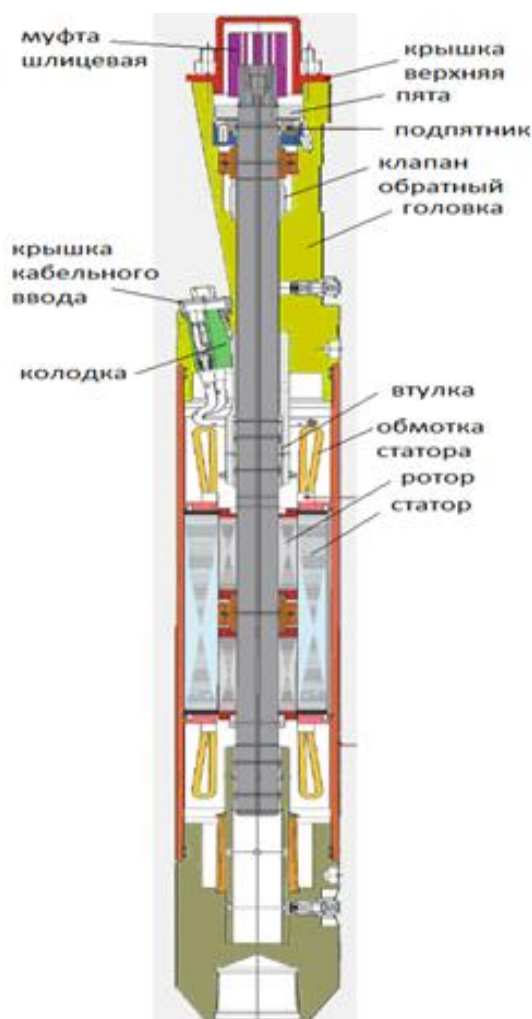


Рисунок 6 – Погружной электродвигатель

Выпускается более 100 модификаций ЭД различной мощности, что позволяет подобрать наиболее оптимальное сочетание двигатель – насос для обеспечения работы установки с максимально возможным КПД.

Применение специальных электротехнических материалов позволяет эксплуатировать погружные двигатели при температуре пластовой жидкости до 120°C, а в термостойком исполнении – до 150°C.

После сборки на специальных стендах, на которых контролируется качество отдельных узлов, электродвигатель испытывается на станции в условиях, приближенных к реальным, в том числе с нагревом до рабочих температур. Испытаниям подвергается 100% двигателей, после испытаний все они разбираются и тщательно проверяются. Проводится контроль сопротивления изоляции по индексу поляризации.

Магнитопровод шихтуется из отдельных листов электротехнической стали марки 2212 или 2215. Сталь поставляется в виде резаной ленты шириной 98, 100, 110, 115, 120, 124, 130, 140, 180, 204 и 213 мм, толщиной 0,5 мм со следующими требованиями:

- по толщине – повышенной точности прокатки;
- по ширине – повышенной точности изготовления;
- по серповидности – повышенной точности изготовления.

Длина статора до 6,5 м. Наличие промежуточных опорных поверхностей для подшипников накладывает повышенные требования к точности диаметральных размеров сердечника, прямолинейности и соосности статора относительно резьбовых поверхностей.

Ротор погружного электродвигателя короткозамкнутый, многосекционный. В состав ротора входят вал, пакеты ротора, радиальные опоры (подшипники скольжения), втулки.

Пакеты ротора изготавливаются из отштампованных листов электротехнической стали марки 2212 или 2215, количество пакетов зависит от мощности двигателя.

Обмотка пакета ротора выполнена из медных стержней и медных короткозамыкающих колец. Короткозамыкающие кольца набираются из отдельных штампованных медных листов или из медных колец, полученных методом порошковой металлургии.

Пакеты ротора насаживаются 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 выполнены из бронзо-графита методом порошковой металлургии.

Головка, пята, подпятник.

Головка представляет собой сборочную единицу, расположенную в верхней части двигателя (над статором). В головке размещен узел упорного подшипника, состоящий из пяты и подпятника, крайних радиальных подшипников ротора, узлов токоввода и пробки, через которую производится закачка масла в протектор при монтаже.

Осевые нагрузки ротора двигателя воспринимают пята и подпятник. Пята выполнена из стали 20Х с последующей цементацией поверхности пары скольжения и термообработкой. В пяте в радиальном направлении имеется два или четыре отверстия, которые выполняют роль турбины для создания циркуляции масла во внутренней полости двигателя.

Осевые нагрузки через пяту воспринимаются верхним и нижним подпятниками. Подпятник изготавливается из бронзы с нанесенным слоем баббита или композиционных материалов.

Подпятники выполняются со сферическим основанием (предназначено для самоустановки и центрирования) имеют шесть сегментов с баббитовым слоем, которые установлены на отдельных стержнях (ножках).



Рисунок 7 – Подпятники фирмы «Новомет»

Узел токоввода служит для питания обмотки статора и содержит кабельную муфту и электроизоляционную колодку. В колодке размещены составные электрические контакты, связанные с выводами обмотки статора. Соединение кабельной муфты с головкой ПЭД герметично, при этом электрические контакты узла токоввода находятся в полости двигателя, заполненного диэлектрическим маслом.

Колодка имеет три отверстия для установки контактных гильз и центральное отверстие для прохода диэлектрического масла. Она выполнена из электроизоляционных пластмасс типа АГ4.

Выводной провод обмотки статора с впаянным наконечником имеет резьбовое окончание для соединения с контактной гильзой.

Двигатель заполняется специальным диэлектрическим нагревостойким маслом, обладающим высокими смазывающими свойствами и диэлектрической прочностью не менее 30 кВ.

Циркуляция масла внутри двигателя осуществляется из полости фильтра по внутреннему отверстию в валу через пята - турбину, затем масло поступает для смазки радиальных подшипников, откуда попадает в зазор между статором и ротором и возвращается к фильтру.

1.2.4 Гидрозащита электродвигателя (протектор и компенсатор)

Гидрозащита предназначена для комплектации погружных маслonaполненных электродвигателей диаметра корпуса 103, 117 и 130 мм, используемых в качестве привода центробежных насосов для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин, и служит для предохранения внутренней полости двигателя от попадания пластовой жидкости, а также компенсации температурных изменений объема масла.

Пластовая жидкость, попадая в электродвигатель, снижает изоляционные свойства масла, а проникая через изоляцию обмоточных проводов, может привести к короткому замыканию обмотки. Кроме того, ухудшается смазка подшипников вала двигателя.

Гидрозащиты изготавливаются:

- обычного и коррозионностойкого исполнения;
- по теплостойкости – обычного исполнения для работы в среде с температурой до 90 °С, теплостойкого исполнения для работы в среде с температурой до 120 °С;
- с головкой верхней обычной или совмещенной с приемным устройством насоса с шести или восьми шпилечным соединением на торце верхней головки;
- с узлом усиленного подпятника, выдерживающего осевую нагрузку до 700 кг, или обычным подпятником;
- с полиэтиленовой пробкой и обычным клапаном в перепускном канале компенсатора.

В настоящее время на промыслах Российской Федерации широко распространены гидрозащиты типа Г, П и ПД.

Гидрозащита типа Г состоит из двух основных сборочных единиц: *протектора*, который устанавливается между насосом и двигателем и *компенсатора*, расположенного в нижней части двигателя.

Протектор служит для гидравлической защиты электродвигателя от пластовой жидкости и смазки радиально-упорного подшипника (при необходимости) – рис. 9. Основной объем протектора, формируемый эластичным мешком 5, заполнен жидким маслом. Через обратный клапан 7 наружная поверхность мешка воспринимает давление продукции скважины на глубине спуска подземного агрегата. Верхний конец вала 1 соединяется шлицевой муфтой с нижним концом вала насоса. Торцовое уплотнение 2 разделяет верхнюю полость, в которой может быть скважинная жидкость, от полости ниже уплотнения, которая заполнена трансформаторным маслом, находящимся, как и скважинная жидкость, под давлением, равным давлению на глубине погружения.

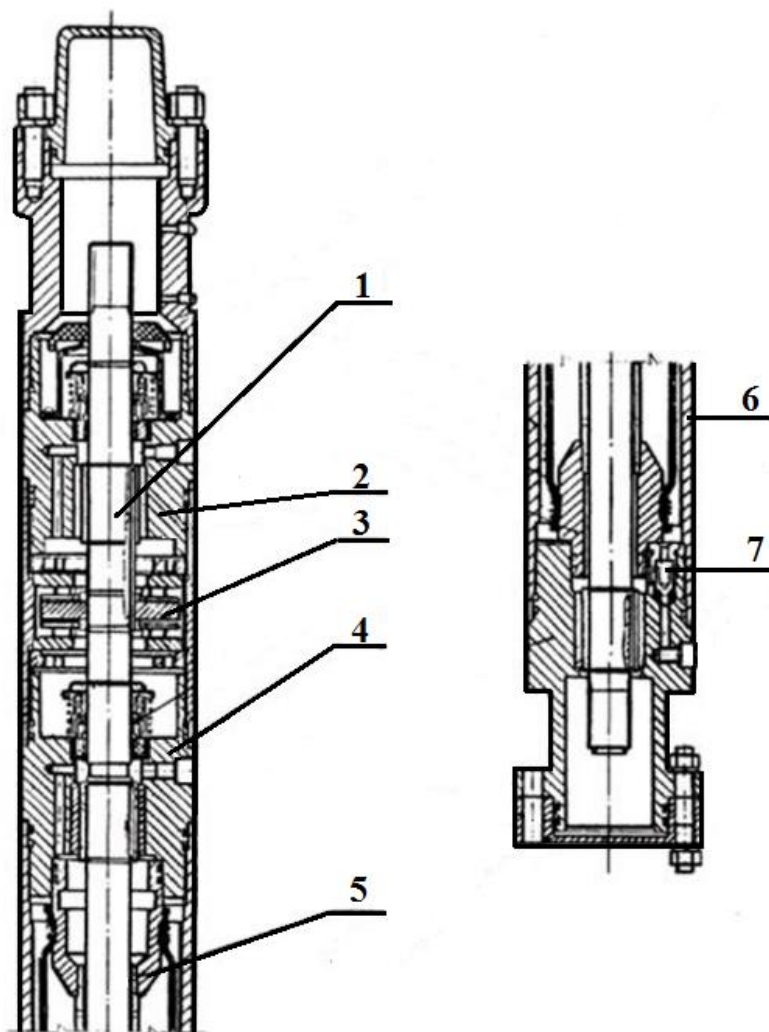


Рисунок 9 – Конструкция протектора гидрозащиты типа Г:1 – вал; 2, 4 – торцовые уплотнения; 3 – упорный узел (опорная пята); 5 – мешок (диафрагма); 6 – корпус; 7 – обратный клапан.

Ниже торцового уплотнения 2 располагается подшипник скользящего трения, а еще ниже – узел 3 – опорная пята, воспринимающая осевое усилие вала насоса (также работает в жидком масле). Ниже расположено второе торцовое уплотнение 4 для более надежной герметизации двигателя. Под ним располагается резиновый мешок 5 в корпусе 6, он герметично разделяет 2 полости: внутреннюю полость мешка, заполненную трансформаторным маслом, и полость между корпусом 6 и самим мешком, в который имеет доступ скважинная жидкость через обратный клапан 7. Она, проникая в

полость, сжимает мешок с маслом до давления, равного внешнему. Жидкое масло по зазорам вдоль вала проникает к торцовым уплотнениям и вниз к ПЭД. Разработана конструкция гидрозащиты ГД, в которой на валу есть небольшая турбина, создающее повышенное давление во внутренней полости мешка 5.

При этом внешняя полость между корпусом 6 и мешком 5 заполняется густым маслом, питающим шариковый радиально-упорный подшипник ПЦЭН.

Компенсатор (рис. 10) расположен в нижней части двигателя и предназначен для выравнивания давления в двигателе ($p_{\text{двиг}} = p_{\text{пласт. жид-ти}}$), а также для компенсации объема масла внутри двигателя при изменении температурного режима электродвигателя (нагревание и охлаждение) и представляет собой эластичный мешок, заполненный жидким маслом и расположенный в корпусе.

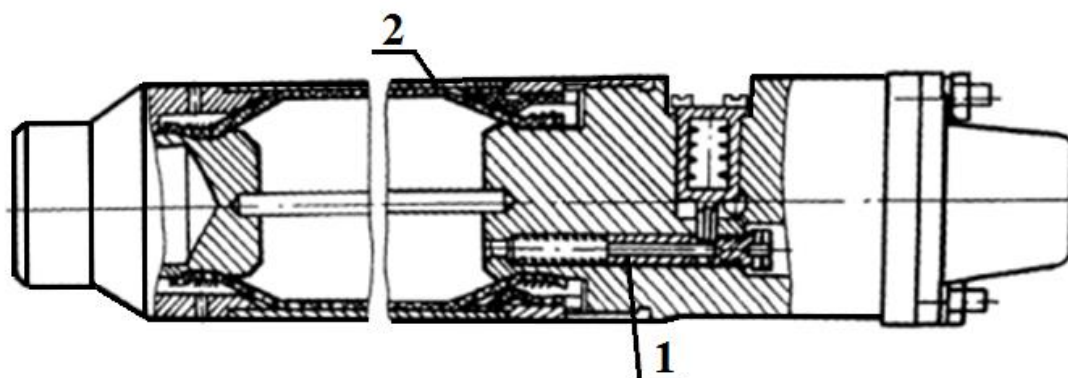


Рисунок 10 – Конструкция компенсатора гидрозащиты типа Г: 1 – поршень автоматического клапана; 2 – диафрагма (мешок).

Корпус компенсатора имеет отверстия, сообщающие наружную поверхность мешка со скважиной. Внутренняя полость мешка связана с электродвигателем, а внешняя – со скважиной.

При охлаждении масла объем мешка уменьшается, и скважинная жидкость через отверстия в корпусе компенсатора входит в зазор между наружной поверхностью мешка и внутренней стенкой корпуса компенсатора,

создавая тем самым условия полного заполнения внутренней полости погружного электродвигателя маслом. При нагревании масла в электродвигателе объем его увеличивается, и масло перетекает во внутреннюю полость мешка компенсатора; при этом скважинная жидкость из зазора между наружной поверхностью мешка и внутренней поверхностью корпуса выдавливается через отверстия в скважину.

В шифрах гидрозащиты, например, 1Г51 приняты следующие условные обозначения: 1 – модификация; Г – тип гидрозащиты; 5 – условный размер ОК; 1 – номер разработки.

К основным составным частям протектора типа П относятся: вал, торцовые уплотнения, корпус, камеры, связанные между собой гидравлически с помощью отверстий, выполненных во фланцах в месте установки торцовых уплотнений. Внутренние полости диафрагм заполнены маслом.

Торцовые уплотнения с двумя диафрагмами, закрепленными на цилиндрах, образуют верхнюю камеру над торцовым уплотнением, в районе верхней диафрагмы – среднюю камеру, в районе нижней диафрагмы – нижнюю камеру.

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.

Применение газосепараторов или диспергаторов позволяет предотвратить кавитацию, заклинивание рабочих органов насоса, обеспечить

необходимую производительность насоса, повысить коэффициент полезного действия.

Применение сепараторов предусматривает установку на приеме насоса специальных устройств, разделяющих жидкость и газ, и выброс последнего в затрубное пространство.

Использование диспергаторов позволяет увеличить допустимое значение объемного газосодержания на приеме от 0,10 до 0,25 за счет образования тонкодисперсной структуры откачиваемой среды. Диспергаторы эффективны в обводненных скважинах, образующих вязкую эмульсию, так как способствуют разрушению ее структуры.

Диспергатор является сильным турбулизатором потока и способствует эффективному выравниванию структуры газожидкостной смеси. Диспергаторы могут устанавливаться как вне, так и внутри насоса взамен нескольких рабочих ступеней.

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

Применение центробежных газосепараторов является самым надежным средством защиты ЭЦН от вредного влияния свободного газа. От эффективности их работы во многом зависят параметры эксплуатации и наработка на отказ погружного насоса в скважине.

Для отделения газа от жидкости в этих газосепараторах используется плавучесть газовых пузырьков под действием гравитационных или центробежных сил.

Гравитационный газосепаратор имеет наименьший коэффициент сепарации, центробежный - наибольший, а вихревой газосепаратор по коэффициенту сепарации занимает промежуточное положение.

Конструкция и принцип действия центробежного газосепаратора.

Центробежные газосепараторы представляют собой отдельные насосные модули, монтируемые перед пакетом ступеней нижней секции насоса

посредством фланцевых соединений. Валы секций или модулей соединяются шлицевыми муфтами.

Принцип действия данного газосепаратора заключается в том, что ротор, вращаясь с валом насоса, создает интенсивное вращательное движение смеси в сепараторе, благодаря чему происходит разделение смеси на жидкость и газ. Газ под действием возникающего при вращении смеси градиента давления выжимается из вращающегося кольца смеси в сторону наименьшего давления (к центру), а жидкость под действием центробежных сил отбрасывается к периферии внутренней камеры газосепаратора.

Газосепаратор (рис.11) состоит из трубного корпуса 1 с головкой 2, основания 3 с приемной сеткой и вала 4 с расположенными на нем рабочими органами. В головке выполнены две группы перекрестных каналов 5, 6 для газа и жидкости и установлена втулка радиального подшипника 7. В основании размещены закрытая сеткой полость с каналами для приема газожидкостной смеси (ГЖС) 8, подпятник 9 и втулка 10 радиального подшипника. На валу размещены пяты 11, шнек 12, осевое рабочее колесо 13 с суперкавитирующим профилем лопастей, сепараторы 14 и втулки радиальных подшипников 15. В корпусе размещены направляющая решетка и гильзы.

Газосепаратор работает следующим образом: ГЖС попадает через сетку и отверстия входного модуля на шнек и далее к рабочим органам газосепаратора. За счет приобретенного напора ГЖС поступает во вращающуюся камеру сепаратора, снабженную радиальными ребрами, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с периферии камеры сепаратора поступает по каналам переводника на прием насоса, а газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство.

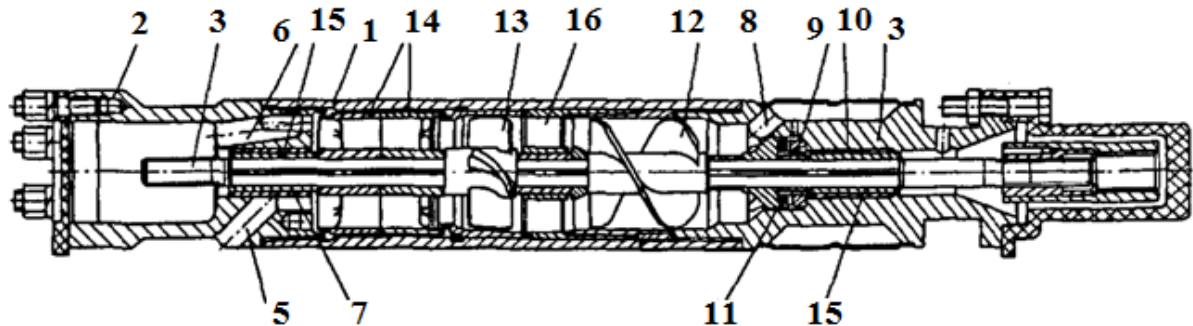


Рисунок 11 – Газосепаратор: 1 – трубный корпус; 2 – головка; 3 – основание; 4 – вал; 5, 6 – перекрестные каналы; 7, 10, 15 – втулки радиальных подшипников; 8 – полость с каналами; 9 – подпятник; 11 – пята; 12 – шнек; 13 – рабочее колесо; 14 - сепараторы.

1.2.6 Кабельные линии установок ЭЦН

Кабельные линии предназначены для подачи электрической энергии к погружным электродвигателям установок добычи нефти и перекачки жидкости.

К кабельным линиям предъявляются достаточно жесткие требования – малые электрические потери, малые диаметральные габариты, хорошие диэлектрические свойства изоляции, термостойкость к действию низких и высоких температур, хорошая сопротивляемость воздействию пластовой жидкости и газа и пр.

Кабельная линия состоит из основного питающего кабеля (круглого или плоского), который расположен вдоль колонны НКТ от станции управления до погружного агрегата, соединенного с ним кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода.

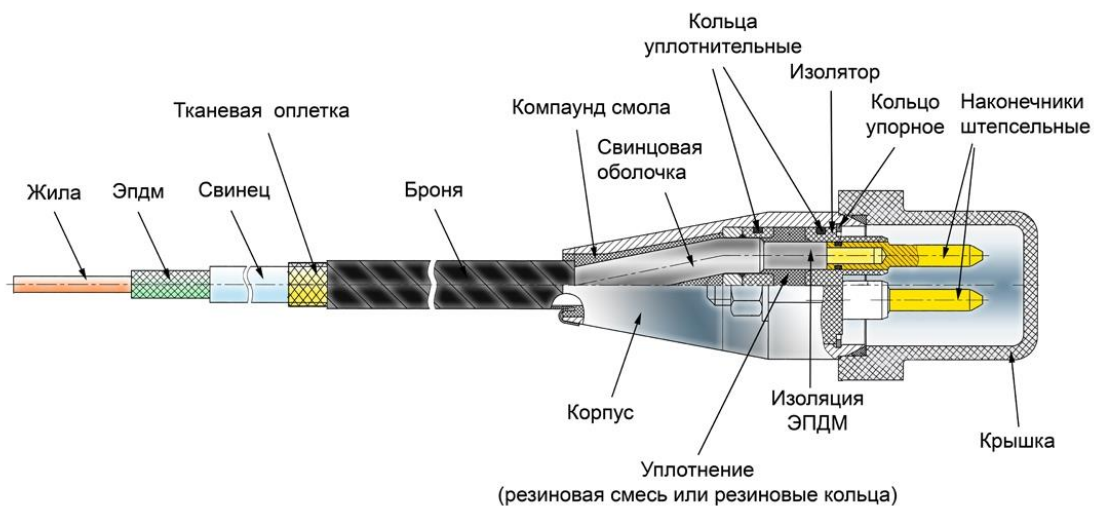


Рисунок 12 – Кабельная муфта компании “Борец”

Соединение основного кабеля с кабелем-удлиннителем обеспечивается неразъемной соединительной муфтой (кабельным сrostком). С помощью сrostка могут быть соединены также участки основного кабеля для получения требуемой длины.

Кабельная линия на основной линии чаще всего имеет круглое сечение (круглый кабель). Для уменьшения диаметра погружного агрегата (кабель+центробежный насос) нижняя часть кабеля имеет плоское сечение.

Кабель выпускается с полимерной изоляцией, которая накладывается на жилы кабеля в два слоя. Три изолированные жилы кабеля соединяются вместе, накрываются предохраняющей подложкой под броню и затем металлической броней. Металлическая лента брони предохраняет изоляцию жил от механических повреждений при хранении и работе, в первую очередь – при спуске и подъеме оборудования.

У погружного двигателя кабельная линия заканчивается штепсельной муфтой, которая обеспечивает герметичное соединение с обмоткой статора двигателя.

Верхний конец кабельной линии проходит через специальное устройство в оборудовании устья скважины, которым обеспечивается герметичность затрубного пространства, и соединяется через клеммную коробку с электрической линией станции управления. Как уже указывалось

ранее, клеммная коробка предназначена для предупреждения попадания нефтяного газа из полости кабельной линии в трансформаторные подстанции и шкафы станций управления.

Кабельная линия в состоянии транспортирования и хранения располагается на специальном барабане, используемом также при спусках и подъемах установок на 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 мм².

Условные обозначения:

КПБК, КПБП – кабель с полиэтиленовой изоляцией, бронированный, круглый; кабель с полиэтиленовой изоляцией, бронированный, плоский. Они предназначены для работы при температуре окружающей среды до 90°С. Используются в качестве основных кабелей.

КППБК, КППБП – кабель с полипропиленовой изоляцией, бронированный, круглый и плоский соответственно. При температуре окружающей среды до 95°С.

Для скважин с температурой среды более 95°С в качестве основных должны использоваться кабели марок КПБПТ, КППБПТ – кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, теплостойкие (при температурах до 110°С и 120°С), а также кабели марок КПБТ, КПБПТ и КЭПБПТ.

В качестве кабеля-удлинителя предусмотрен кабель марки КФСБ с изоляцией из полиамидно-фторопластовой пленки и фторсополимера, предназначенный для работы при температуре до 160°С. Иногда взамен кабеля КФСБ допускается использование кабелей КПБПТ, КППБПТ, КПБП или КППБП.

Примеры условного обозначения:

КП-16-1600-У2-25/10 – основной кабель – плоский с сечением жил 16 мм², длиной 1600м с удлинителем из кабеля КПБПТ («2» - условное обозначение марки кабеля-удлинителя) длиной 25 м, с сечением жил 10 мм².

Кабель КФСБ 3Х6 2500 – кабель марки КФСБ с медными жилами, изоляцией из полиимидно-фторпластовой пленки и фторсополимера, со свинцовыми оболочками поверх изоляции жил, бронированного, плоского, теплостойкого, сечением жил 6 мм², на рабочее напряжение 2500 В.

Конструкции кабелей КПБК (круглого), КПВП и КПОВП (плоских) показаны на рис. 13 а, в, з, где:

- 1 - медная однопроволочная жила;
- 2 - первый слой изоляции из полиэтилена высокой плотности;
- 3 - второй слой изоляции из полиэтилена высокой плотности;
- 4 - полужука из прорезиненной ткани или равноценных заменяющих материалов;
- 5 - броня из стальной оцинкованной ленты S-образного профиля (для кабеля КПБК) или ступенчатого профиля (для кабелей КПВП и КПОВП).

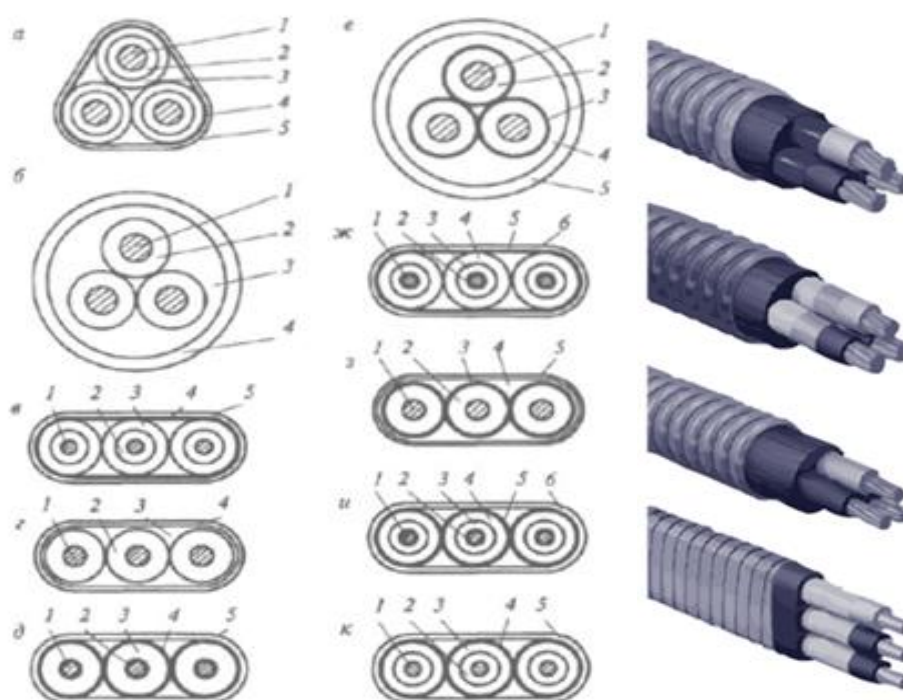


Рисунок 13 – Конструкции кабелей для установок погружных электронасосов

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.

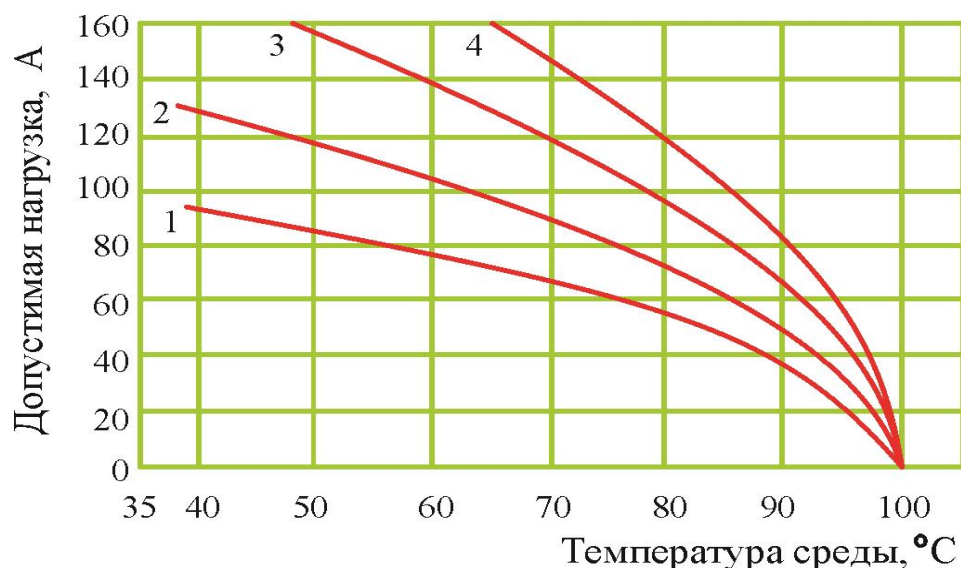


Рисунок 14 – Зависимость допустимых токовых нагрузок кабеля КППБК и КППП от температуры скважинной среды (цифрами обозначены сечения (мм²):

1 – 10; 2 – 16; 3 – 25; 4 – 35)

Муфта кабельного ввода устанавливается на конце кабеля-удлинителя, присоединяемом к ПЭДу. Она имеет металлический корпус 2, припаянный к броне кабеля-удлинителя 7, изолированные жилы которого герметично заделаны в корпусе с помощью резинового уплотнителя 4, зажатого между шайбами 3 и 5 гайкой 6. На концах токопроводящих жил кабеля закреплены с помощью резьбовых соединений штепсельные наконечники 7, при этом резьбовые поверхности токопроводящих жил покрыты припоем для обеспечения надежности электрического контакта. Резьбовые соединения позволяют восстанавливать присоединительные размеры муфт при усадках изоляции жил кабеля и осевых смещениях самих жил без переделки муфты.

При потере герметичности муфта может быть восстановлена поджатием уплотнителя 4 через шайбу 5 гайкой 6.

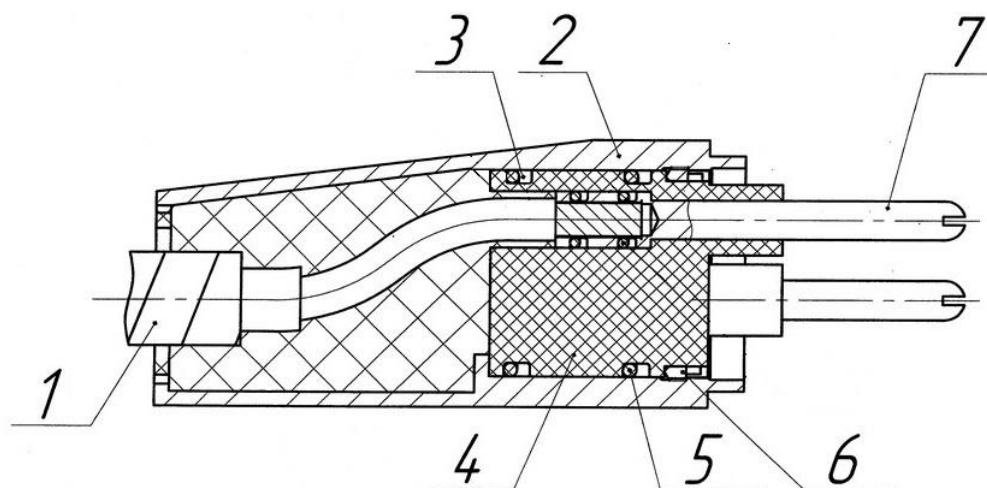


Рисунок 15 – Муфта кабельного ввода: 1 – кабель-удлиннитель; 2 – корпус; 3 – шайба; 4 – уплотнитель; 5 – шайба; 6 – гайка; 7 – наконечник штепсельный

Кабельный сросток.

Соединение токопроводящих жил сращиваемых кабелей может осуществляться пайкой оловянно-свинцовым припоем с использованием медных гильз, а также пайкой с применением медно-фосфорных припоев.

Места соединений токопроводящих жил заполняются самослипающейся лентой типа ЛЭТСАР, накладываемой до диаметра, равного диаметру изолированных жил кабелей. Поверх заполнения накладываются еще два слоя ленты ЛЭТСАР, перекрывающие заполнения на 20 мм в каждую сторону. Изолирование мест соединений жил осуществляется липкой нефтестойкой фторопластовой пленкой Ф-4ЭО-ЛН, накладываемой поверх ленты ЛЭТСАР в 4 слоя с перекрытием каждого предыдущего слоя изоляции

на 10 мм в каждую сторону. Кроме того, поверх уложенных вместе сращенных изолированных жил кабелей накладывается подушка из двух слоев стеклоленты и броня из стальной оцинкованной ленты S-образного профиля. Концы бронеленты припаиваются к броне сращиваемых кабелей.

Приспособления для крепления и защиты кабеля.

Для сохранения целостности кабеля и его изоляции при спускоподъемных операциях необходимо кабель фиксировать на колонне ЦКТ. При этом необходимо применять фиксирующие приспособления вблизи участка изменения диаметра колонны, т.е. около муфты или высадки под резьбу. При фиксации кабеля необходимо следить за тем, чтобы кабель плотно прилегал к трубам, а в случае применения плоского кабеля необходимо следить за тем, чтобы кабель не был перекручен.

Простейшими приспособлениями для крепления кабелей к насосно-компрессорным трубам (НКТ) и узлам погружного насосного агрегата УЭЦН являются металлические пояса с пряжками или клямсы (от англ. Clamp – зажим, скоба).

Крепление кабеля-удлинителя к узлам погружного агрегата (погружного насоса, протектора и двигателя) осуществляется в местах, указанных в руководствах по эксплуатации данного вида оборудования; крепление кабеля удлинителя и основного кабеля к НКТ осуществляется по обе стороны каждой муфты НКТ на расстоянии 200-250 мм от верхнего и нижнего торцов муфты.

Эксплуатация установок УЭЦН в наклонных и криволинейных скважинах потребовала создания приспособлений для крепления кабелей и защиты их от механических повреждений.

Российскими предприятиями ЗАО «Ижспецтехнология» (г. Ижевск) и «Марс-Технология» (г. Москва) разработаны и производятся защитные устройства, состоящие из корпуса и механических замков (рис. 16).

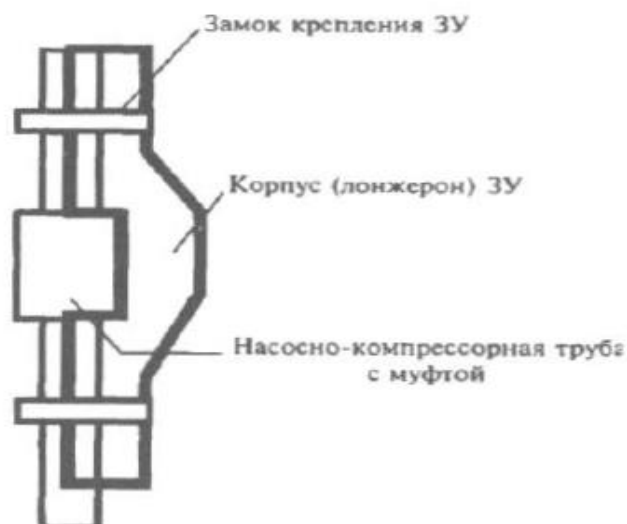


Рисунок 16 – Конструктивная схема защитного устройства

Данные устройства устанавливаются на муфте НКТ и обладают следующими техническими особенностями:

- обеспечивают простую и надежную фиксацию (осевую и радиальную) на НКТ;
- надежно удерживают и защищают кабель, в т.ч. в аварийных ситуациях;
- не имеют сборно-разборных элементов (винтов, гаек, шплинтов и др.), что исключает их попадание в скважину при монтаже и спускоподъемных операциях;
- предполагает многократное использование;
- монтаж 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. 17).

Крестовик 1, соединенный с обсадной колонной, имеет разъемный конус 2, на котором подвешиваются НКТ. Над конусом расположено резиновое уплотнение 3, герметизирующее место вывода труб и кабеля 4. Уплотнение поджимается разъемным фланцем 5. Затрубное пространство скважины соединяется с выкидом из НКТ через колено 6 и обратный клапан 7. Крестовик 1 имеет специальное отверстие для применения эхолота или других приборов для установления динамического уровня. Все основные узлы оборудования устья унифицированы с узлами фонтанной арматуры и устья штанговых скважинных насосных установок, что существенно упрощает комплектацию оборудования устья и его эксплуатацию. Рабочее давление, на которое рассчитано оборудование устья, составляет 14 и 21 МПа, диаметр условного прохода запорных органов - 65 мм. Выпускаются модификации оборудования для умеренного (исполнение У) и холодного климата (ХЛ).

Наиболее распространенным способом уплотнения кабелей в устьевой арматуре скважин является их заделка с помощью резиновых сальниковых уплотнителей (шайб).

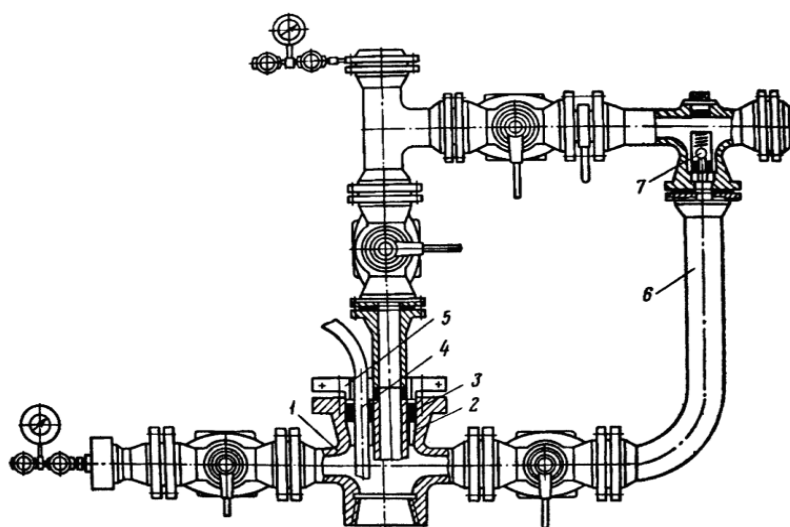


Рисунок 17 – Схема оборудования устья скважины при эксплуатации ее ЭЦН: 1 – крестовина, 2 – разъемный вкладыш, 3 – уплотнение, 4 – кабель, 5 – разъемный фланец, 6 – труба, 7 – обратный клапан

Уплотнение российских кабелей производится по изоляции токопроводящих жил, уплотнение кабелей иностранных фирм - по оболочкам жил или по общим шланговым оболочкам (в зависимости от конструкций кабелей). Данный способ трудоемок и не исключает деформацию изоляции и оболочек жил кабелей.

1.2.8 Станция управления, трансформатор

Станция управления предназначена для управления работой (пуск/остановка) и защиты УЭЦН. Она оснащена необходимыми контрольно-измерительными системами, автоматами, всевозможными реле (максимальные, минимальные, промежуточные, реле времени). При возникновении нештатных ситуаций срабатывают соответствующие системы защиты, и установка отключается.

Достоинством станций управления является простой интуитивно понятный интерфейс, широкая номенклатура вариантов исполнения, высокая надежность, использование гибких алгоритмов управления.

Станция управления выполнена в металлическом ящике. Может устанавливаться на открытом воздухе, но часто размещается в специальной будке.



Рисунок 18 – Станции управления «ЭЛЕКТОН»

Станции управления ЭЛЕКТОН (ЗАО «Электон») предназначены для ручного, автоматического и дистанционного управления и защиты насосных

установок, оснащенных асинхронными или вентильными двигателями номинальной мощностью до 1100 кВА.

Трансформатор повышает напряжение, чтобы двигатель на вводе в обмотку имел заданное номинальное напряжение. Как указывалось выше, рабочее напряжение двигателей составляет 470-2300 В. Кроме того, нужно учитывать снижения напряжения в длинном кабеле.

Трансформатор состоит из магнитопровода, обмоток высокого и низкого напряжений (ВН и НН соответственно), бака, крышки с вводами и расширителя с воздухоосушителем, а также переключателей (рис. 19)

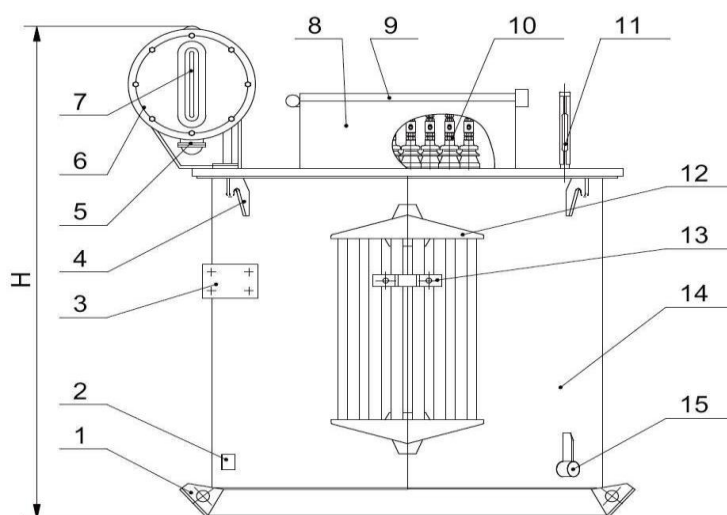


Рисунок 19 – Общий вид трансформаторов ТМПН: 1 – салазки; 2 – заземление; 3 – табличка; 4 – крюк для подъема трансформатора; 5 – воздухоосушитель; 6 – маслорасширитель; 7 – маслоуказатель; 8 – короб; 9 – крышка короба; 10 – вводы; 11 – термометр; 12 – радиатор; 13 – скоба; 14 – бак; 15 – пробка сливная

Трансформаторы выполняются с естественным масляным охлаждением (циркуляция масла - безнасосная). Они предназначены для установки на открытом воздухе. На высокой стороне обмоток трансформатора имеется 5-10 ответвлений (отпаяк), обеспечивающих подачу оптимального напряжения

на электродвигатель. (Например, у одного из трансформаторов мощностью 100 кВ*А отпайки даны на напряжения 1170, 1108, 1045, 983 и 920 В). Масло, заполняющее трансформатор, имеет пробивное напряжение 40 кВ.

В шифре трансформатора приняты следующие обозначения:

ТМПН 100/3-73ХЛ1 – трансформатор трехфазный (Т); маслонеполненный с естественной циркуляцией масла (М); ПН – для скважинных нефтяных насосов; 100 – номинальная мощность трансформатора, кВ*А; 3 – класс напряжения обмотки высокой стороны; 73 – год выпуска; ХЛ – климатическое исполнение (для районов с холодным климатом, при умеренном климате – У); 1 – категория размещения (для работы на открытом воздухе).

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 с температурой окружающего воздуха от -40°С до 45°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 60 ЭЦН5 – 30 – 2550 и определение параметров его Т-образной схемы замещения

2.1 Методика подбора УЭЦН к скважине

Одно из важнейших условий эффективного использования УЭЦН - это правильный подбор УЭЦН к скважине, то есть выбор для каждой конкретной скважины таких взаимообусловленных типоразмеров насоса, электродвигателя с гидрозашитой, кабеля, трансформатора, подъемных труб, и такой глубины спуска насоса в скважину, которые обеспечат освоение скважины и технологическую норму отбора жидкости (номинального дебита) из нее в установившемся режиме работы системы скважина - УЭЦН при наименьших затратах.

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 вредное влияние свободного газа на работу 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 6.0ЭЦН5 – 30-2550 ее параметры занесем в таблицу 2.

Таблица 2 – Параметры выбранной установки 6.0 ЭЦН5-30-2550

QoВм ³ /сут	30
Количество секций	3
Длина секций м	5+6+6
Количество ступеней	537
Напор м	2550

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 60 Гц, 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 50 Гц насос потребляет 19,7 кВт, если предполагается работа только при 50Гц подбирается двигатель 28 кВт.

При предположении работы насоса при 60 Гц будут следующие результаты: если при 50 Гц насос потребляет 55 кВт то при 60 Гц:

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

Находим потребляемую мощность насоса при 60Гц:

$$P_{нас2} = \left(\frac{F_2}{F_1}\right)^3 P_{нас1} = \left(\frac{60}{50}\right)^3 19.7 = 34.04 \text{ кВт} \quad (2.1)$$

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:

$$P_{нас2} = P_{г2} + P_{нас2} = 5,184 + 34.04 = 39,224\text{кВт} \quad (2.3)$$

Из каталожных данных, приведенных в Приложении 2, выбираем погружной двигатель ПЭДН – 40 - 117

Занесем его параметры в Таблицу 3:

Таблица 3 – Параметры выбранного погружного электродвигателя ПЭДН – 40 - 117

Тип электродвигателя	ПЭДН 40 - 117
Номинальная мощность, кВт	40
Номинальное напряжение, В	1250
Номинальный ток, А	26
КПД, %	84,4
Cos φ, о.е.	0,842
Скольжение, %	3,9
Миним. диаметр скважин, мм	123,7
Скорость охлаж. жидкости не менее, м/с	0,07
Кол-во секций	1
Установочная длина, мм	4485
Масса, кг	305

Продолжение таблицы 3

Синхронная частота вращения, об/мин	3000
Мах. темп. охл. жидкости, °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:

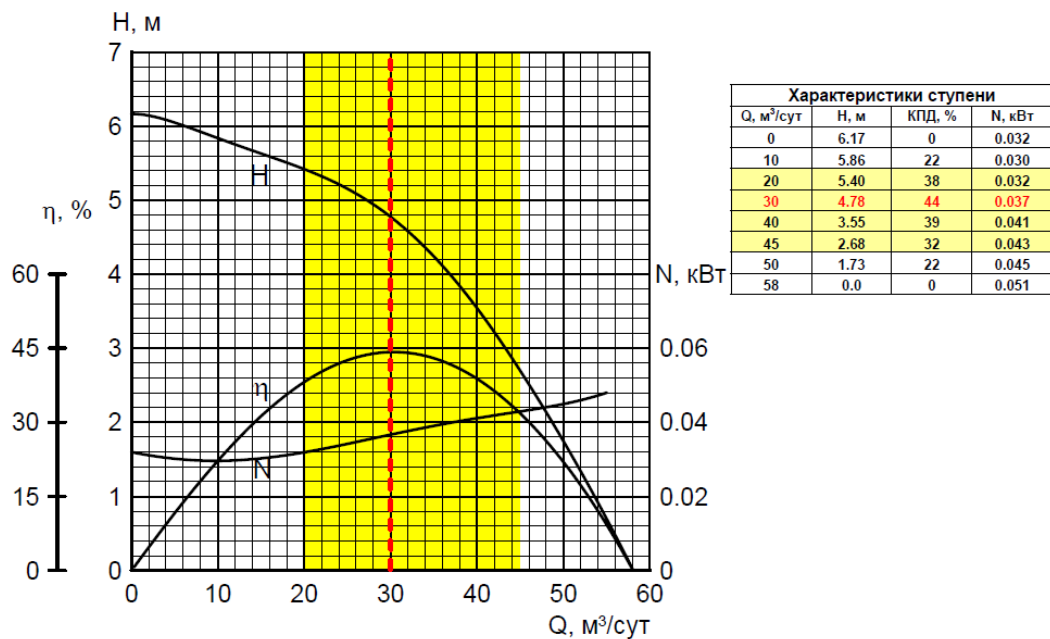


Рисунок 20 – Характеристики ступени ЭЦН 5-30 на воде плотностью 1000 кг/м³ при 2910 об/мин

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:

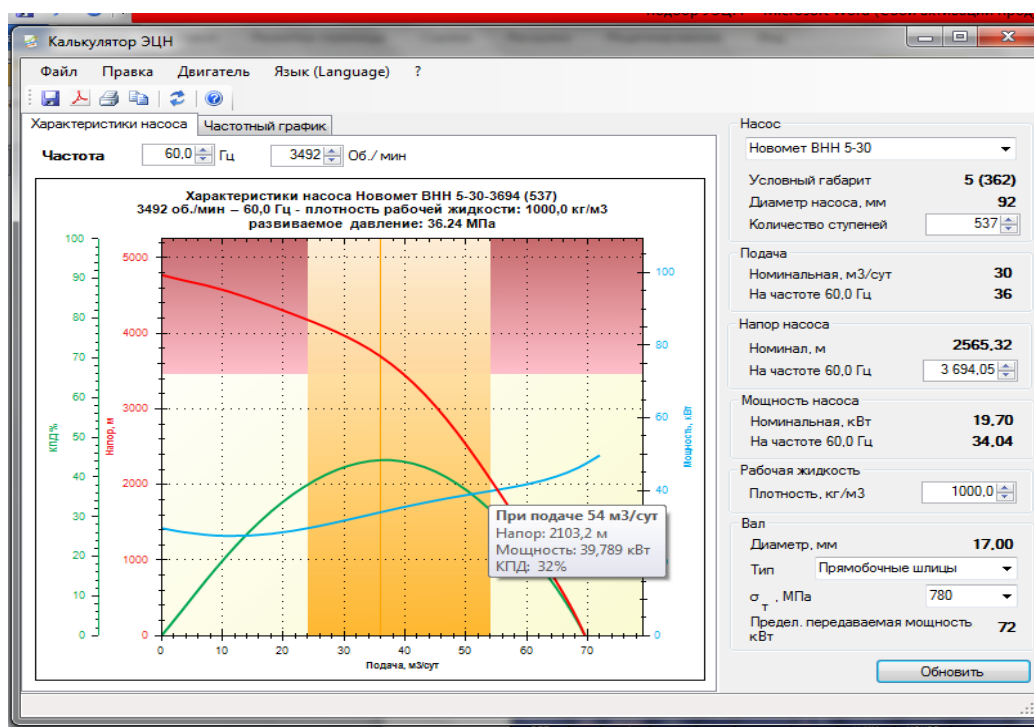


Рисунок 21 – Внешний вид программы Novomet ESP Calculator

Из рисунка 21 видно, что при подаче 54 м³/сут. и при частоте 60Гц, потребляемая мощность насоса составляет 39, 789 кВт, что подтверждает правильность выбора ПЭДН 40 - 117

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. 22, рис. 23).

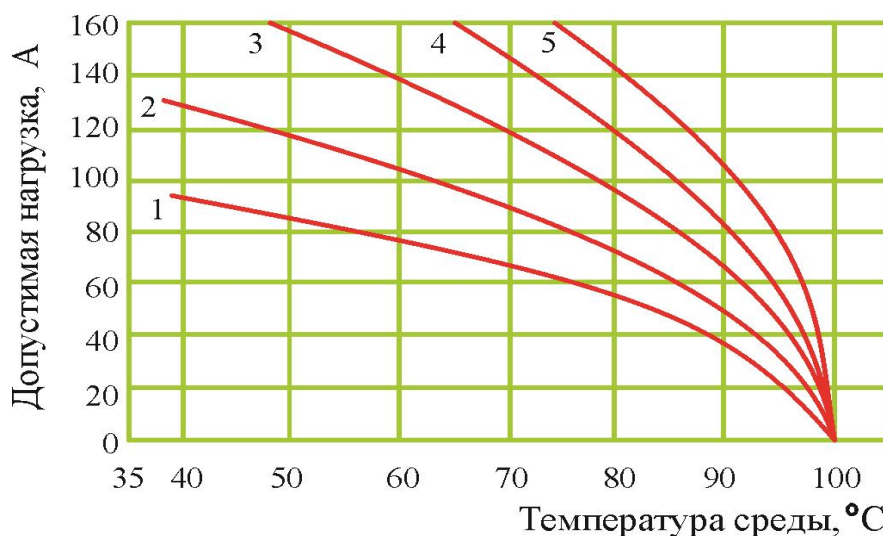


Рисунок 22 – Зависимость допустимых токовых нагрузок кабеля КПБП от температуры скважинной среды (смеси жидкости и газа).

Цифрами обозначены сечения кабеля, мм²: 1 - 10, 2 - 16, 3 - 25, 4 - 35, 5 - 50

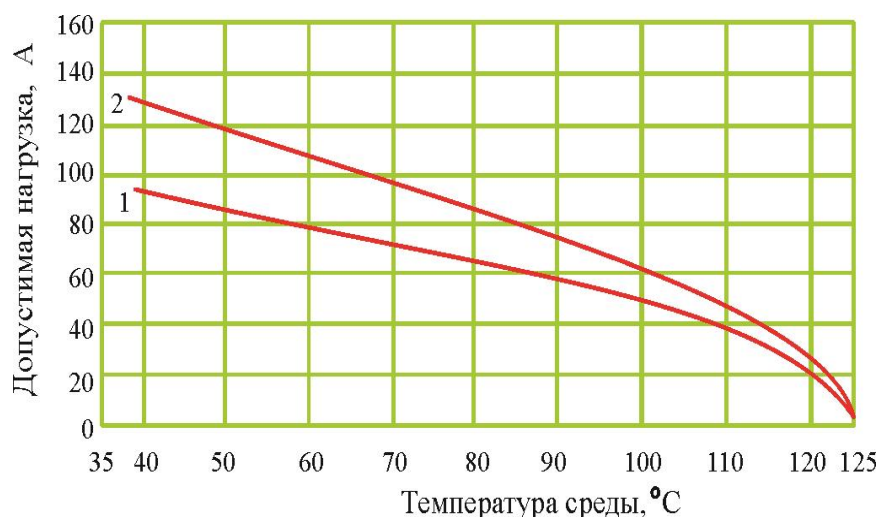


Рисунок 23 – Зависимость допустимых токовых нагрузок кабеля КПБПТ от температуры скважинной среды (смеси жидкости и газа).

Цифрами обозначены сечения кабеля, мм²: 1 - 10, 2 – 16

2.2 Определение параметров Т образной схемы замещения погружного электродвигателя ПЭДН – 40 – 117

Технические данные погружного электродвигателя ПЭДН – 40 – 117 необходимые для определения параметров Т образной схемы замещения, приведены в Таблице 4.

Таблица 4 – Технические данные электродвигателя ПЭДН – 40 – 117:

Напряжение двигателя фазное, В $U_{1\text{фн}}$	735
Синхронная частота вращения, об/мин n_0	3000
Мощность двигателя, кВт $P_{\text{двн}}$	40
Скольжение при номинальной нагрузке, % s_n	3,9
КПД при номинальной нагрузке, % η_n	85,0
$\cos\varphi$ при номинальной нагрузке $\cos\varphi_n$	0,83
Кратность максимального момента m_k	1,9
Кратность пускового момента $m_{\text{п}}$	1,0
Кратность минимального момента $m_{\text{м}}$	0,9
Кратность пускового тока $k_{\text{идв}}$	7,0
Число пар полюсов Z_p	1
Момент инерции двигателя, кг · м ² $J_{\text{дв}}$	2,63

Наиболее простой и удобной для инженерных расчетов асинхронного двигателя является Т-образная схема замещения, представленная на Рис.24.[8], [17]

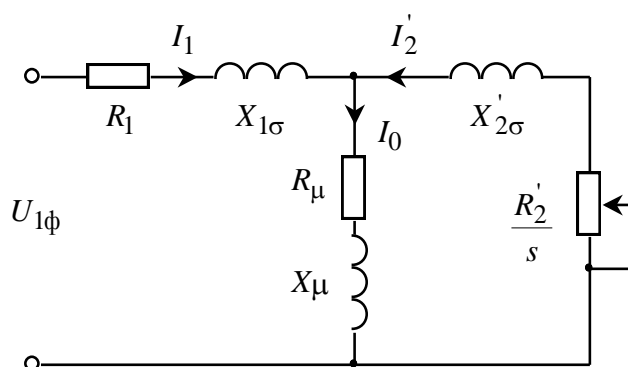


Рисунок 24 – Схема замещения асинхронного двигателя

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);
- $X_{1\sigma}$ - 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 25.

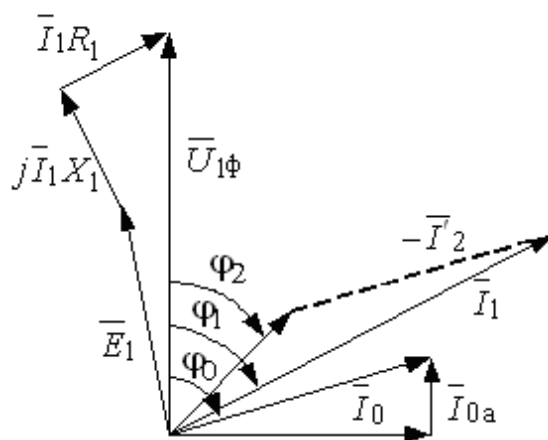


Рисунок 25 – Векторная диаграмма асинхронной машины

Определим дополнительные параметры асинхронного двигателя по каталожным данным.

Синхронная угловая частота вращения двигателя, рад/с

$$\omega_0 = \frac{\pi \times n_0}{30} = \frac{3,14 \times 3000}{30}; \omega_0 = 314,159 \quad (2.7)$$

Номинальная частота вращения двигателя, об/мин

$$n_n = (1 - s_n) \times n_0 = \left(1 - \frac{3,9}{100}\right) \times 3000; n_n = 2883 \quad (2.8)$$

Номинальная частота вращения двигателя, рад/с

$$\omega_n = (1 - s_n) \times \omega_0 = \left(1 - \frac{3,9}{100}\right) \times 314,159; \omega_n = 301,907 \quad (2.9)$$

Номинальный ток двигателя, А

$$I_{1n} = \frac{P_n}{3 \times U_{1n} \times \cos \varphi \times \eta_n} = \frac{P_{двн} \times 1000}{3 \times U_{1фн} \times \cos \varphi_n \times \frac{\eta_n}{100}}; I_{1n} = 25,713 \quad (2.10)$$

Номинальный момент двигателя, Н · м

$$M_n = M_{двн} = \frac{P_n}{\omega_n} = \frac{P_{двн} \times 1000}{\omega_n}; M_n = 132,491 \quad (2.11)$$

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

КПД двигателя при частичной нагрузке, принимаем $\eta_z = 0,85 + \Delta\eta_z$

Коэффициент мощности при частичной нагрузке, принимаем

$$\cos \varphi_z = 0,83 + \Delta \cos \varphi_z = 0,759 \quad (2.12)$$

Ток статора двигателя при частичной нагрузке, А

$$I_{11} = \frac{p_z \times P_n}{3 \times U_{1н} \times \cos \varphi_z \times \eta_z} = \frac{p_z \times P_{двн} \times 1000}{3 \times U_{1фн} \times \cos \varphi_z \times \eta_z}; I_{11} = 20,134 \quad (2.13)$$

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

Определяем предварительное значение тока холостого хода асинхронного двигателя по выражению

Ток холостого хода двигателя, А

$$I_0 = \sqrt{\frac{I_{11}^2 - \left[\frac{p_z \times I_{1н} \times \left(1 - \frac{S_n}{100}\right)}{1 - p_z \times \frac{S_n}{100}} \right]^2}{1 - \left[\frac{p_z \times \left(1 - \frac{S_n}{100}\right)}{1 - p_z \times \frac{S_n}{100}} \right]^2}}; I_0 = 9,547 \quad (2.14)$$

β – 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 $\beta = 2,5$.

$$\text{Расчетный коэффициент } c_1 = 1 + \frac{I_0}{2 \times k_{\text{дв}} \times I_{1\text{н}}}; c_1 = 1,027 \quad (2.15)$$

Критическое скольжение

$$S_k = \frac{S_{\text{н}}}{100} \times \frac{m_k + \sqrt{m_k^2 \times [1 - 2 \times \frac{S_{\text{н}}}{100} \times \beta \times (m_k - 1)]}}{1 - 2 \times \frac{S_{\text{н}}}{100} \times \beta \times (m_k - 1)}; S_k = 0,171 \quad (2.16)$$

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

$$R_{2\text{пр}} = \frac{3 \times U_{1\text{фн}}^2 \times (1 - \frac{S_{\text{н}}}{100})}{2 \times m_k \times P_{\text{двн}} \times 1000 \times c_1^2 \times (\beta + \frac{1}{S_k})}; R_{2\text{пр}} = 1,167 \quad (2.17)$$

Активное сопротивление обмотки статора, Ом

$$R_1 = c_1 \times R_{2\text{пр}} \times \beta; R_1 = 2,995 \quad (2.18)$$

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

$$\gamma = \sqrt{\left(\frac{1}{s_k}\right)^2 - \beta^2}; \gamma = 5,269 \quad (2.19)$$

Индуктивное сопротивление короткого замыкания в номинальном режиме, Ом

$$X_{\text{кн}} = \gamma \times c_1 \times R_{2\text{пр}}; X_{\text{кн}} = 6,312 \quad (2.20)$$

Индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора в номинальном режиме, Ом

$$X_{1\sigma} = 0,42 \times X_{\text{кн}}; X_{1\sigma} = 2,651 \quad (2.21)$$

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

$$L_{1\sigma} = \frac{X_{1\sigma}}{2 \times \pi \times f_{1H}}; L_{1\sigma} = 8,439 \times 10^{-3} \quad (2.22)$$

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

$$X_{2\sigma пр} = 0,58 \times \frac{X_{кн}}{c_1}; X_{2\sigma пр} = 3,566 \quad (2.23)$$

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

$$L_{2\sigma пр} = \frac{X_{2\sigma пр}}{2 \times \pi \times f_{1H}}; L_{2\sigma пр} = 0,011 \quad (2.24)$$

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

$$E_1 = \sqrt{(U_{1\phi H} \times \cos \varphi_H - I_{1H} \times R_1)^2 + (U_{1\phi H} \times \sin \varphi_H - I_{1H} \times X_{1\sigma})^2} \quad (2.25)$$

$$E_1 = 633,203$$

Индуктивное сопротивление контура намагничивания, Ом

$$X_\mu = \frac{E_1}{I_0}; X_\mu = 66,325 \quad (2.26)$$

Результирующая индуктивность, обусловленная магнитным потоком в воздушном зазоре, Гн

$$L_\mu = \frac{X_\mu}{2 \times \pi \times f_{1H}}; L_\mu = 0,211 \quad (2.27)$$

Полученные расчётные параметры Т-образной схемы замещения электродвигателя сведены в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры схемы замещения электродвигателя ПЭДН – 40 -117

R_1 , Ом	$X_{1\sigma}$, Ом	$L_{1\sigma}$, Гн	X_μ , Ом	L_μ , Гн	R_2' , Ом	$X_{2\sigma}'$, Ом	$L_{2\sigma}'$, Гн	$X_{кн}$, Ом
2,995	2,651	$8,439 \times 10^{-3}$	66,325	0,211	1,167	3,566	0,011	6,312

2.3 Проверка адекватности расчетных параметров двигателя

Номинальный электромагнитный момент двигателя

При найденных параметрах рассчитываются значения номинального электромагнитного момента двигателя

$$M_{\text{ЭМН1}} = \frac{3 \times U_{1\text{ФН}}^2 \times R_{2\text{пр}}}{\omega_0 \times \frac{S_{\text{H}}}{100} \times \left[X_{\text{кн}}^2 + \left(R_1 + \frac{R_{2\text{пр}}}{\frac{S_{\text{H}}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{R_1 \times R_{2\text{пр}}}{\frac{S_{\text{H}}}{100} \times X_{\mu}} \right)^2 \right]} \quad (2.28)$$

$$M_{\text{ЭМН}} = M_{\text{ЭМН1}}$$

$$\Psi_{2\text{HZ}} = \sqrt{2} \times I_0 \times L_{\mu}; \Psi_{2\text{HZ}} = 2.85 \quad (2.29)$$

$$M_{\text{ЭМН2}} = \frac{3}{2} \times Z_p \times \frac{L_{\mu}}{L_{\mu} + L_{2\sigma\text{пр}}} \times \Psi_{2\text{HZ}} \times \sqrt{2} \times \sqrt{I_{1\text{H}}^2 - I_0^2} \quad (2.30)$$

Проверяемые условия

$$M_{\text{ДВН}} < M_{\text{ЭМН1}} \leq 1.1 \times M_{\text{ДВН}}; M_{\text{ЭМН1}} \approx M_{\text{ЭМН2}} \quad (2.31)$$

$$M_{\text{ДВН}} = 132.492; M_{\text{ЭМН1}} = 137.171; 1.1M_{\text{ДВН}} = 145.174; M_{\text{ЭМН2}} = 136.998$$

$$\Delta_M = (M_{\text{ЭМН1}} - M_{\text{ЭМН2}}); \Delta_M = 0.174 \quad (2.32)$$

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 $f_{\text{H}} = f_{1\text{H}} = 50\text{Гц}$ по выражению

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

Задаемся скольжением в пределах $s = 0.01, 0.02, \dots, 0.5$ и рассчитываем по программе *Mathcad* естественную механическую характеристику $\omega(M)$ (рис. 26),

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

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

$$\begin{aligned} M_{\text{эм.н}}(s_{\text{н}}) = M_{\text{эм.н}} &= \frac{3 \cdot U_{1\text{фн}}^2 \cdot R_2'}{\omega_0 \cdot s_{\text{н}} \cdot \left[(X_{\text{кн}})^2 + \left(R_1 + \frac{R_2'}{s_{\text{н}}}\right)^2 + \left(\frac{R_1 \cdot R_2'}{s_{\text{н}} \cdot X_{\mu}}\right)^2 \right]} = \\ &= \frac{3 \cdot 735^2 \cdot 1,167}{314,16 \cdot 0,039 \cdot \left[6,312^2 + \left(2,995 + \frac{1,167}{0,039}\right)^2 + \left(\frac{2,995 \cdot 1,167}{0,039 \cdot 66,325}\right)^2 \right]} = 137,171 \text{ Н} \cdot \text{м}, \end{aligned}$$

критического скольжения

$$s_{\text{к}} = R_2' \cdot \sqrt{\frac{1 + \left(\frac{R_1}{X_{\mu}}\right)^2}{R_1^2 + X_{\text{кн}}^2}} = 1,167 \cdot \sqrt{\frac{1 + \left(\frac{2,995}{66,325}\right)^2}{2,995^2 + 6,312^2}} = 0,167 \quad (2.35)$$

и электромагнитного критического момента

$$\begin{aligned} M_{\text{эм.н}}(s_{\text{к}}) = M_{\text{эм.к}} &= \frac{3 \cdot U_{1\text{фн}}^2}{\omega_0 \cdot 2 \cdot \left[R_1 + \sqrt{(R_1^2 + X_{\text{кн}}^2) \cdot \left(1 + \frac{R_1}{X_{\mu}}\right)^2} \right]} = \\ &= \frac{3 \cdot 735^2}{314,16 \cdot 2 \cdot \left[2,995 + \sqrt{(2,995^2 + 6,312^2) \cdot \left(1 + \frac{2,995}{66,325}\right)^2} \right]} = 250,498 \text{ Н} \cdot \text{м}. \end{aligned}$$

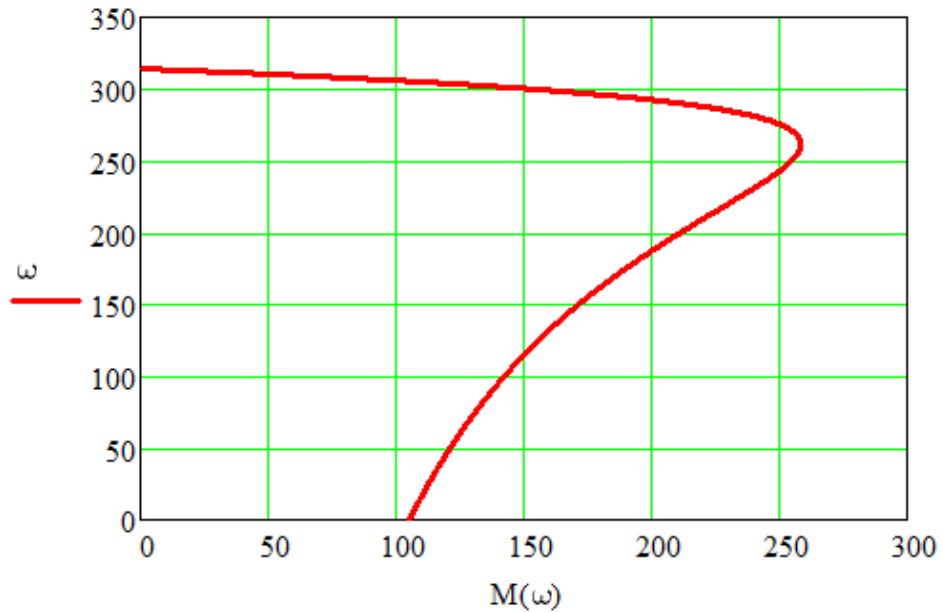


Рисунок 26 – Естественная механическая характеристика асинхронного электродвигателя

$$n_H = 2883 \frac{\text{об}}{\text{мин}} \omega_H = \frac{\pi \times n_H}{30} \omega_H = 301,907 \frac{\text{рад}}{\text{с}} \quad (2.36)$$

$$M_H = \frac{P_H}{\omega_H} M_H = 132.491 \quad (2.37)$$

$$M(\omega) = 137.171$$

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

$$I_1(\omega) = \sqrt{I_0^2 + I_2'^2(\omega) + 2 \cdot I_0 \cdot I_2'(\omega) \cdot 0,673}, \quad (2.38)$$

где

$$I_2'(s) = \frac{U_{1\text{фн}}}{\pm \sqrt{(R_1 + \frac{R_2'}{\omega_0 - \omega})^2 + (X_{1H} + X_{2H}')^2}}; \quad (2.39)$$

- значение приведенного тока ротора от скольжения;

По результатам расчета строим естественные электромеханические характеристики тока статора $I_1 = f(\omega)$ приведенные на рисунке 27

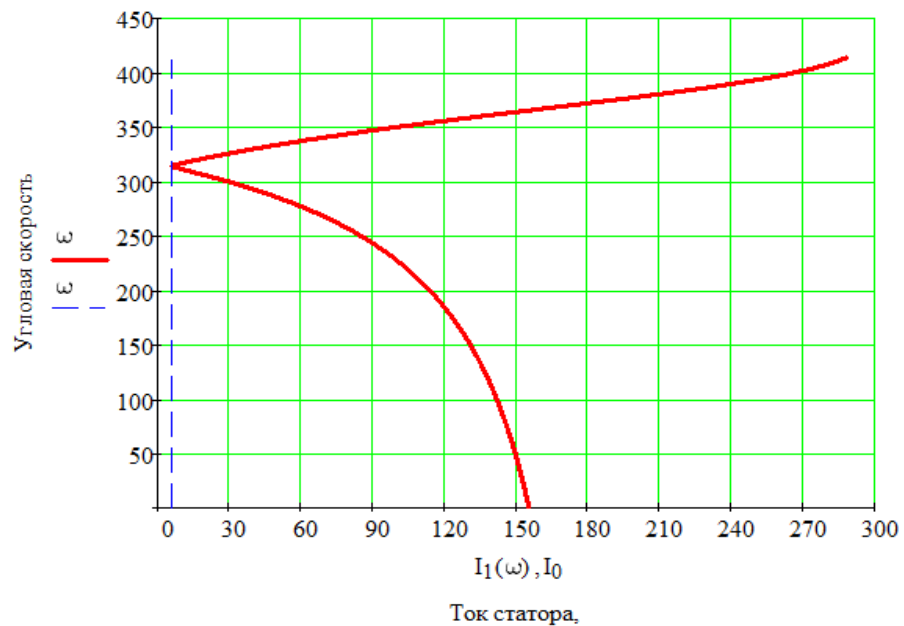


Рисунок 27 – Естественные электромеханические характеристики асинхронного электродвигателя

Оценка достоверности расчетных характеристик двигателя

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

$$s_H = 3,78\%; \quad s_K = 25,1\%; \quad I_{1H} = 25,713 \text{ A}; \quad I_{1\text{макс}} = 116,48 \text{ A};$$

$$I_{1\text{макс}} / I_{1H} = 4,53; \tag{2.40}$$

$$M_{\text{эм.н}} = 137,171 \text{ Н} \cdot \text{м}; \quad M_{\text{эм.макс}} = 294,9 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

$$M_{\text{эм.макс}} / M_{\text{эм.н}} = 2,15; \tag{2.41}$$

$$M_{\text{эм.пуск}} = 274,3 \text{ Н} \cdot \text{м}; \quad M_{\text{эм.пуск}} / M_{\text{эм.н}} = 2.$$

Справочные и расчетные параметры двигателя:

$$s_H = 3,9\%; \quad s_K = 25\%; \quad I_{\text{дв.н}} = 26 \text{ A}; \quad I_{\text{дв.макс}} / I_{\text{дв.н}} = 7;$$

$$M_{\text{дв.н}} = 134 \text{ Н} \cdot \text{м}; \quad M_{\text{дв.макс}} / M_{\text{дв.н}} = 2.2; \quad M_{\text{дв.пуск}} / M_{\text{дв.н}} = 2.$$

Из сравнения параметров расчетных характеристик со справочными параметрами двигателя следует, что совпадение расчетных и справочных параметров 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

$$\Delta M_{\text{с дв}} = M_{\text{эм н}} - M_{\text{дв н}} = 137,171 - 134 = 3,171 \text{ Нм.} \quad (2.42)$$

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]

$$\begin{aligned} M_c(\omega) &= \Delta M_{\text{с дв}} + (M_{\text{с.макс}} - \Delta M_{\text{с дв}}) \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_{\text{дв.н}}} \right)^2 = \\ &= 3,171 + (137,171 - 3,171) \cdot \left(\frac{\omega}{301,907} \right)^2, \end{aligned} \quad (2.43)$$

где $M_{\text{с.макс}} = M_{\text{эм н}} = 137,171 \text{ Нм}$ - момент нагрузки при скорости вращения $\omega_{\text{дв.н}} = 301,907 \text{ рад/с}$, равный номинальному электромагнитному моменту двигателя.

Механические характеристики полного момента сопротивления на валу двигателя, соответствующих механическим характеристикам насоса, приведены на рис. 28.

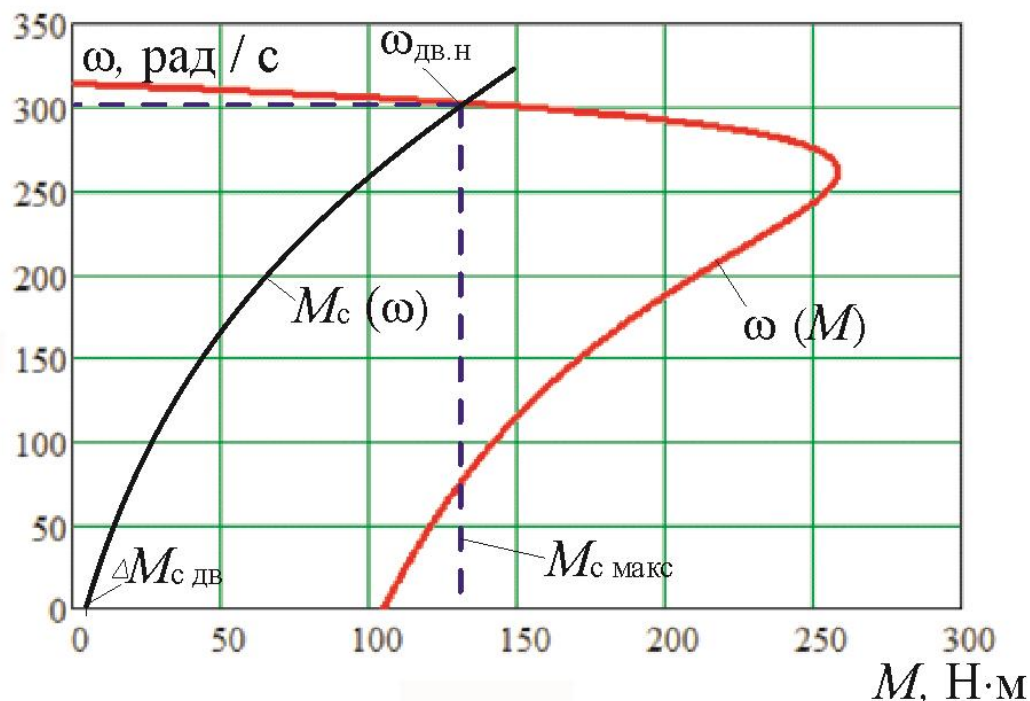


Рисунок 28 - Естественная механическая характеристика двигателя $\omega(M)$ и характеристики полного момента сопротивления на валу двигателя $M_c(\omega)$

Из анализа приведённых на рис. 28 характеристик следует, что электродвигатель ПЭДН-40-117 обеспечивает требуемое значение максимальной скорости насоса 60 ЭЦН 5-30-2550: $\omega_{\text{дв.н}} = 301,907$ рад/с, длительную работу при максимальном моменте нагрузки и более чем двукратную перегрузку по моменту.

Принимаем эквивалентный момент инерции электропривода [5]

$$J_3 = 1,2 \cdot J_{\text{дв}} = 1,2 \cdot 0,0021 = 0,0025 \text{ кг} \cdot \text{м}^2.$$

3 Обзор систем управления и способов регулирования электропривода

3.1 Системы управления электроприводом

Многие ведущие электротехнические корпорации мира сегодня выпускают регулируемые автоматизированные электроприводы (АЭП) комплектно с микропроцессорными средствами автоматизации в виде гибко программируемых систем, предназначенных для широкого использования.[2] Поэтому актуальность проектирования АЭП насосного агрегата, выполненного в общепромышленном исполнении заключается в решении задачи выбора системы управления электроприводом (СУЭП) для максимального повышения эффективности работы и производительности технологического оборудования.[4]

Исходя из требований к СУЭП, при проектировании предлагаются к рассмотрению две схемы управления: схема векторного регулирования и схема скалярного управления электроприводом насосной установки, выполненными по системе преобразователь частоты - короткозамкнутый асинхронный электродвигатель (ПЧ-АД).[5]

Выбор способа и принципа управления производится на основании требований к регулированию скорости и показателям качества регулирования: диапазону регулирования, плавности, точности поддержания заданной скорости. Обязательно учитываются динамические показатели качества процесса регулирования: быстродействие, перерегулирование и др. Кроме того, при выборе системы управления электроприводом обязательен учет характера нагрузки, создаваемой рабочим механизмом. Частотное управление электродвигателями осуществляется двумя основными способами.

Скалярный принцип частотного управления является наиболее распространенным в электроприводе. Ему свойственна техническая простота измерения и регулирования абсолютных значений переменных АД. Управление осуществляется по функциональной характеристике,

связывающей напряжение и частоту статора электродвигателя (U/f - характеристике), с применением модуля IR-компенсации для поддержания постоянства потокосцепления статора в соответствии с этой характеристикой. В статических режимах позволяет добиться за счет обратных связей желаемых свойств электропривода. Применяется для электроприводов, в которых отсутствуют высокие требования к динамике.[9]

Векторный принцип управления базируется на принудительной взаимной ориентации векторов потокосцеплений и токов АД в полярной или декартовой системах координат в соответствии с заданным законом регулирования. За счет регулирования модулей переменных и углов между их векторами обеспечивается управление АД как в статике, так и в динамике, обеспечивая тем самым заметное улучшение качества переходных процессов. Именно этот факт является определяющим при выборе системы с векторным управлением и находит применение в электроприводах со средней и высокой динамикой. Приводы таких механизмов как насосы занимают промежуточное положение между высокодинамичными, динамичными и низкодинамичными.

Поскольку скалярное управление позволило получить искусственные механические характеристики с требуемой жесткостью и учитывая, преимущества этого вида управления, можно сделать вывод, что данный способ управления может быть применён при проектировании СУЭП по системе ПЧ-АД насосной установки.[7]

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:

$$P_{\text{ТМПН}} = N_{\text{НОМ}} \times 1,6 = 64 \text{ кВа}, \quad (3.1)$$

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.

ΔU - 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(ΔU) необходимо соответствующее значение из таблицы привести к общей длине кабеля:

$$\Delta U = \frac{\text{значение из табл.} \times L_{\text{каб.общ}}}{1000} = \frac{57 \times 2600}{1000} = 148,2 \text{ В}, \quad (3.3)$$

где:

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

Тогда напряжение ступени при 60Гц:

$$U_{\text{отп.тмпн}} = \frac{60}{50} \times 1250 + 148,2 = 1648,2 \text{ В}$$

Т.к. на ТМПН 100/3 – УХЛ 1 самая высокая степень 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 степень регулировки из таблицы (Приложение 3):

$$U_{\text{отп.тмпн125}} = 1660 \text{ В}.$$

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 (Приложение 5).

Для ПЭДН – 40 из Приложения 5 выбираем СУ с частотным регулированием «Электон-05-400»

Описание станции управления серии «ЭЛЕКТОН-05-400"»

Станция управления «Электон-05-400"» 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» 400 приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные ха характеристики СУ «Электон-05-400»

Номинальный ток первичной силовой цепи, А	400
Номинальная мощность преобразователя (при 380 В), кВА	250
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	1890x925x758
Масса, кг	380

Описание станции управления серии «ЭЛЕКТОН-05-400»

Станция управления «Электон-05-400» 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.

Электрическая принципиальная схема СУ ЭЛЕКТОН-05-400 приведена в приложении 9.



Рисунок 29 – 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. 30

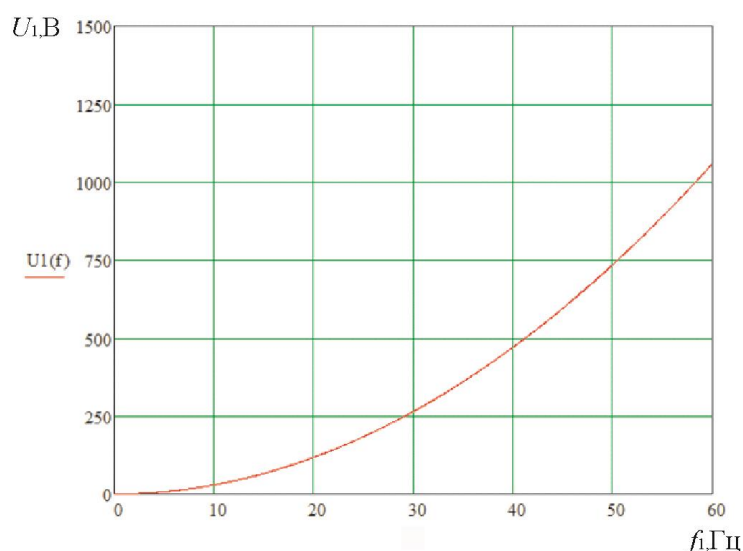


Рисунок 30 - Вольт-частотная характеристика преобразователя: 1 - при законе регулирования $U_1/f_1^2 = \text{const}$ в соответствии с (4.1);

Максимальную частоту инвертора, соответствующую номинальному режиму работы насоса определяем из условия обеспечения номинальной рабочей скорости двигателя $\omega_{\text{дв.н}} = 301,907 \text{ рад/с}$. Принимаем максимальное значение частоты инвертора $f_{\text{н макс}} = f_{\text{н}} = 50 \text{ Гц}$. Для обеспечения пусковой характеристики двигателя исходя из требуемого диапазона регулирования скорости, принимаем минимальную частоту инвертора $f_{\text{н мин}} = 10 \text{ Гц}$.

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 регулирования $U_1/f_1^2 = \text{const}$ для ряда выбранных значений выходной частоты инвертора: $f_{\text{н1}}=50 \text{ Гц}$; $f_{\text{н2}}=30 \text{ Гц}$; $f_{\text{н3}}=15 \text{ Гц}$; $f_{\text{н4}}=10 \text{ Гц}$ рассчитываются с помощью программы *Mathcad* по выражениям:

$$M(s, f_1) = \frac{3 \cdot U_1^2(f_1) \cdot R_2'}{\omega_0 \cdot \frac{f_1}{f_{1H}} \cdot s \cdot \left[\left(X_{KH} \cdot \frac{f_1}{f_{1H}} \right)^2 + \left(R_1 + \frac{R_2'}{s} \right)^2 + \left(\frac{R_1 \cdot R_2'}{s \cdot X_\mu \cdot \frac{f_1}{f_{1H}}} \right)^2 \right]} = \frac{3 \cdot U_1^2(f_1) \cdot 2,49}{314,16 \cdot \frac{f_1}{50} \cdot s \cdot \left[\left(9,12 \cdot \frac{f_1}{50} \right)^2 + \left(3,96 + \frac{2,49}{s} \right)^2 + \left(\frac{3,96 \cdot 2,49}{s \cdot 121 \cdot \frac{f_1}{50}} \right)^2 \right]}, \quad (4.2)$$

Где:

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

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

По результатам расчета на рис. 31 построено семейство механических характеристик $\omega(M)$ системы преобразователь – двигатель при изменении частоты.

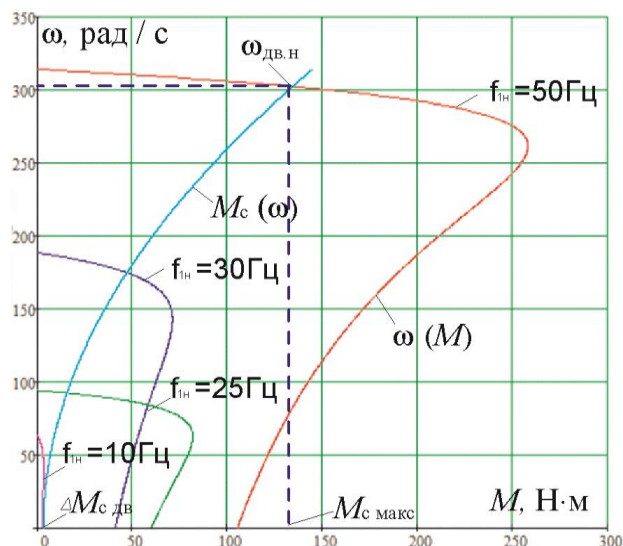


Рис. 31- Механические характеристики $\omega(M)$ системы преобразователь – двигатель при законе регулирования $U_1/f_1^2 = \text{const}$: $\Delta M_{с.дв} = 3,171 \text{ Н} \cdot \text{м}$;

$$M_{с макс} = M_{дв.н} = 137,171 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Анализ приведенных на рис. 31 механических характеристик электропривода и нагрузки показывает, что при законе регулирования $U_1/f_1^2 = \text{const}$ не удастся обеспечить пуск электропривода при выборе начальной частоты инвертора $f_{и.мин} = 10$ Гц.

С целью обеспечения двукратного пускового момента экспериментально выполнен подбор параметров начального участка вольт-частотной характеристики преобразователя. Окончательно выбраны для начального участка характеристики следующие параметры (рис. 30): $U_{1мин} = 79.4$ В, $f_{и.мин} = 10$ Гц.

В результате вольт-частотная характеристика представлена зависимостью

$$U_1(f_1) = U_{1дон} + (U_{1фн} - U_{1дон}) \cdot \left(\frac{f_1}{f_{1н}}\right)^2 = 50 + (735 - 50) \cdot \left(\frac{f_1}{50}\right)^2 \quad (4.3)$$

и приведена на рис. 30 (характеристика 2).

Механические характеристики системы преобразователь – двигатель (рис. 31) с учетом выбранной настройки вольт-частотной характеристики представлены на рис. 32

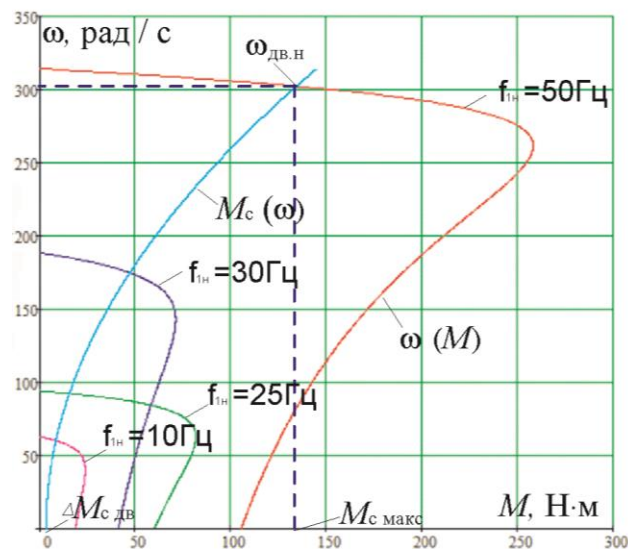


Рисунок 32- Механические характеристики $\omega(M)$ системы преобразователь – двигатель при настройке вольт-частотной характеристики

Анализ приведенных на рис. 31 и 32 характеристик электропривода и нагрузки показывает, что при законе регулирования $U_1/f_1^2 = \text{const}$ и настройке вольт-частотной характеристики в соответствии с (4.3) асинхронный привод обеспечивает пуск насоса с начальной частоты инвертора $f_{н.мин} = 10$ Гц, заданный диапазон регулирования скорости и не менее чем двукратную максимальную перегрузку во всём диапазоне регулирования скорости.

5 Частотно-регулируемый асинхронный электропривод со скалярным управлением

В силовой канал электропривода входят:

- преобразователь частоты, выполняющий функцию электрического преобразователя;
- электродвигатель, который выполняет функцию электромеханического преобразователя;
- механическая система, которая выполняет функцию механического преобразователя.[19]

При решении задач анализа и синтеза регулируемых асинхронных электроприводов обычно применяются модели электродвигателя, составленные на базе обобщенной электрической машины и выполненные в неподвижной или вращающейся двухфазной системе координат. На рисунке 5.1 приведена структурная схема силового канала непрерывной линеаризованной системы преобразователь - асинхронный электродвигатель в неподвижной системе координат [20]. Входными координатами структурной схемы являются составляющие напряжения управления преобразователя $U_{уп.α}$ и $U_{уп.β}$, а выходной величиной – угловая скорость двигателя ω . Структурная схема (рисунок 5.1) характеризуется следующими промежуточными координатами:

$U_{1α}, U_{1β}, I_{1α}, I_{1β}, \psi_{2α}, \psi_{2β}$ – составляющие напряжения, тока статора и потокосцепления ротора в ортогональной системе координат α и β ;

$M_{\text{дв.эм}}$ – электромагнитный момент двигателя, Н·м.

Математическое описание силового канала системы преобразователь частоты - асинхронный электродвигатель (ПЧ-АД), в неподвижной системе координат α, β , ориентированной по вектору потокосцепления ротора.

$$\left\{ \begin{array}{l} U_{1\alpha} = R_{\Sigma} \cdot (T_{\Sigma} p + 1) \cdot I_{1\alpha} - \frac{R_2' \cdot L_{\mu}}{L_2^2} \cdot \psi_{2\alpha} - \frac{L_{\mu}}{L_2} \cdot z_p \cdot \omega \cdot \psi_{2\beta}; \\ U_{1\beta} = R_{\Sigma} \cdot (T_{\Sigma} p + 1) \cdot I_{1\beta} - \frac{R_2' \cdot L_{\mu}}{L_2^2} \cdot \psi_{2\beta} - \frac{L_{\mu}}{L_2} \cdot z_p \cdot \omega \cdot \psi_{2\alpha}; \\ 0 = (T_2 p + 1) \cdot \psi_{2\alpha} - L_{\mu} \cdot I_{1\alpha} + \frac{L_2}{R_2'} \cdot z_p \cdot \omega \cdot \psi_{2\beta}; \\ 0 = (T_2 p + 1) \cdot \psi_{2\beta} - L_{\mu} \cdot I_{1\beta} + \frac{L_2}{R_2'} \cdot z_p \cdot \omega \cdot \psi_{2\alpha}; \\ M_{\text{дв.эм}} = \frac{3}{2} \cdot \frac{L_{\mu}}{L_2} \cdot z_p \cdot (\psi_{2\alpha} \cdot I_{1\beta} - \psi_{2\beta} \cdot I_{1\alpha}); \\ \omega = \frac{1}{Jp} \cdot (M_{\text{дв.эм}} - M_c \cdot \text{sign}(\omega)) \end{array} \right. \quad (5.1)$$

На основании данной системы уравнений была составлена структурная схема асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором в неподвижной системе координат α, β и реактивной нагрузкой приведена на рис.33. Входными величинами на структурной схеме рис.33 являются напряжения переменного тока – фазные напряжения статорных обмоток двухфазного АД:

$$U_{1\alpha}(t) = U_{1m} \cdot \cos(2 \cdot \pi \cdot f_1 \cdot t); \quad U_{1\beta}(t) = U_{1m} \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f_1 \cdot t). \quad (5.2)$$

Параметры звеньев структурной схемы двигателя.

Эквивалентные индуктивности обмоток:

– статора

$$L_1 = L_{1\delta} + L_{\mu} = 0,0084 + 0,211 = 0,2194 \text{ Гн}, \quad (5.3)$$

– ротора

$$L_2 = L_{2\delta}' + L_{\mu} = 0,011 + 0,211 = 0,222 \text{ Гн}. \quad (5.4)$$

Коэффициент рассеяния

$$\sigma = 1 - \frac{L_{\mu}^2}{L_1 \cdot L_2} = 1 - \frac{0,211^2}{0,2194 \cdot 0,222} = 0,086. \quad (5.5)$$

Эквивалентное сопротивление

$$R_3 = R_1 + R_2' \cdot \frac{L_{\mu}^2}{L_2^2} = 2,995 + 1,167 \cdot \frac{0,211^2}{0,222^2} = 4,049 \text{ Ом}. \quad (5.6)$$

Электромагнитные постоянные времени

$$T_3 = \frac{\sigma \cdot L_1}{R_3} = \frac{0,086 \cdot 0,2194}{4,049} = 0,0046 \text{ с}; \quad T_2 = \frac{L_2}{R_2'} = \frac{0,222}{1,167} = 0,19 \text{ с}. \quad (5.7)$$

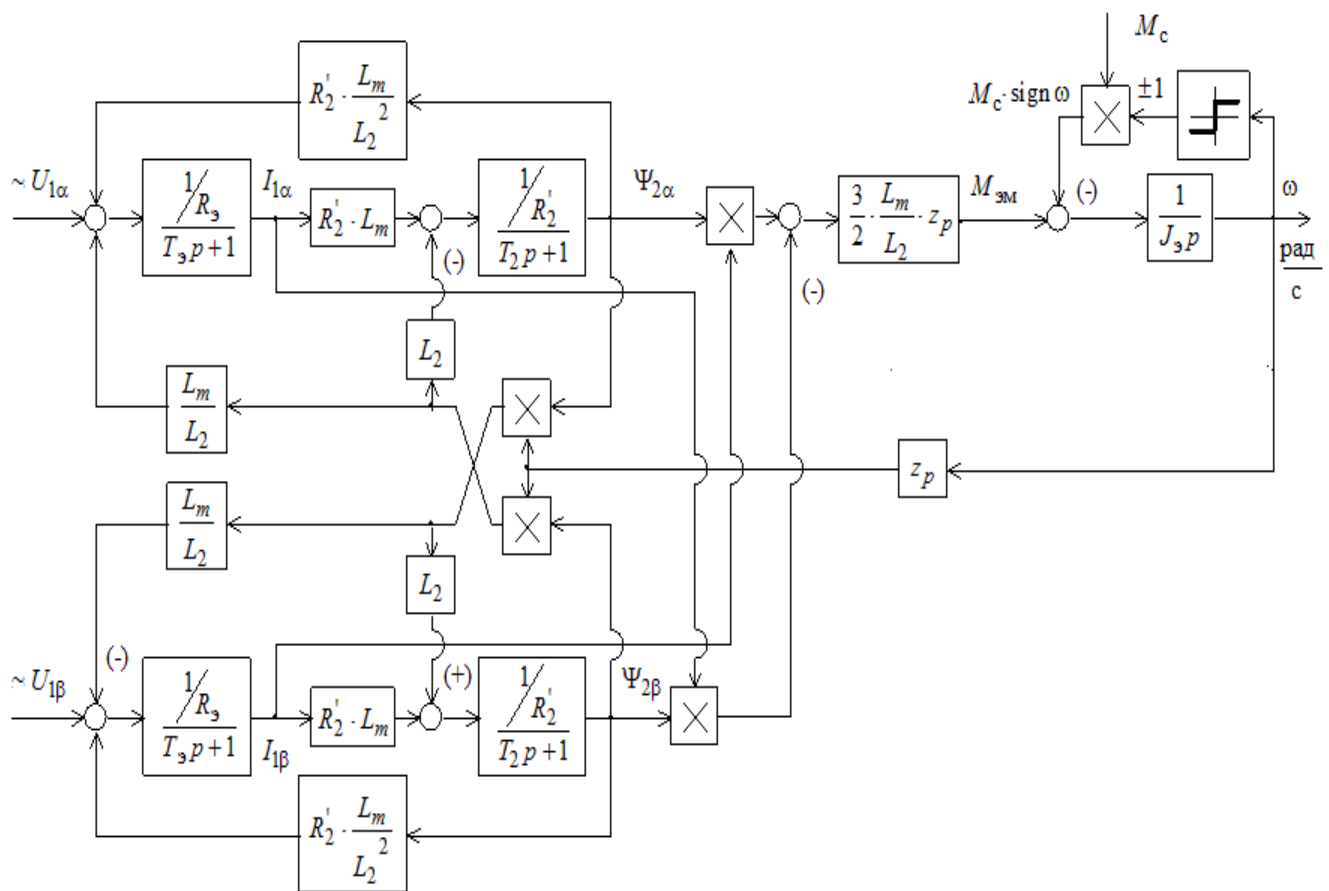


Рисунок 33 - Структурная схема силового канала системы ПЧ-АД в неподвижной двухфазной системе координат α, β

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

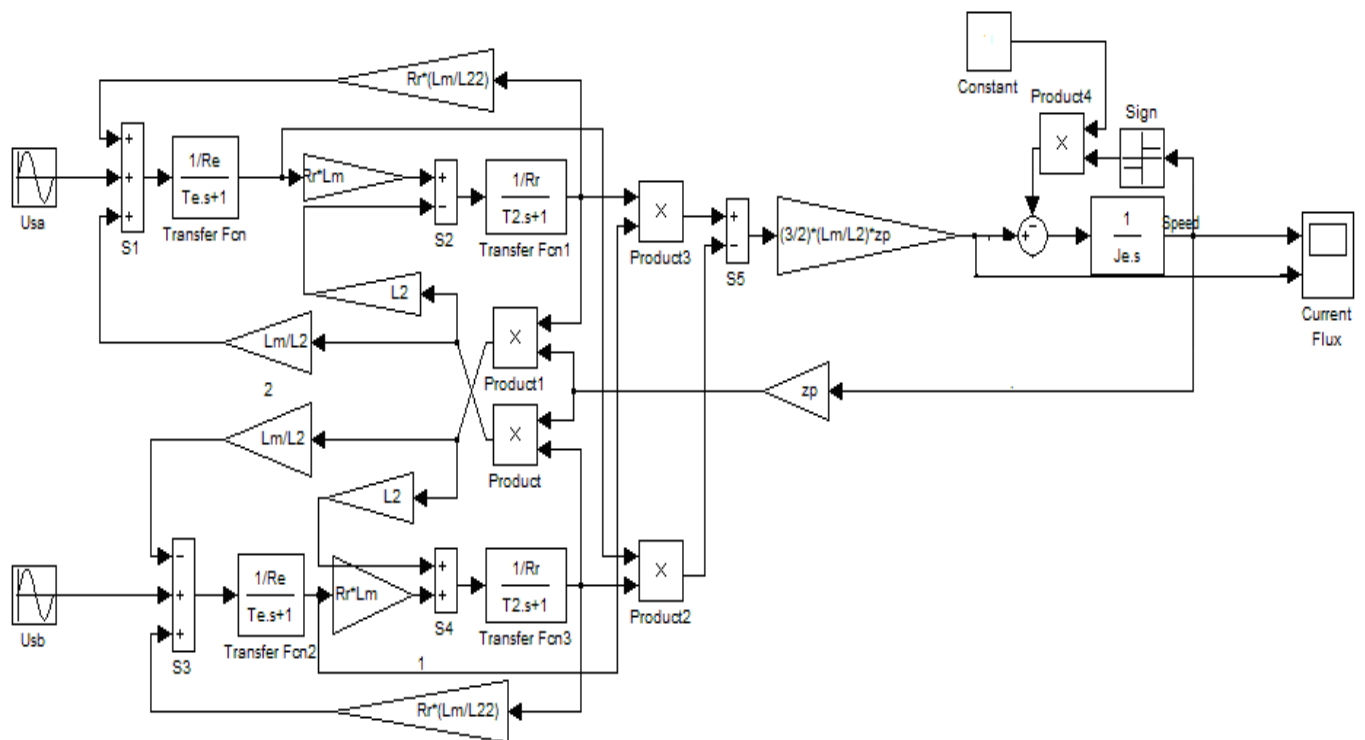


Рисунок 34 – Имитационная модель силового канала системы ПЧ-АД

В библиотеке SimPowerSystem пакета Simulink системы MatLab имеется готовая модель АД. Имитационная модель прямого пуска АД на ее основе приведена на рисунке 34.

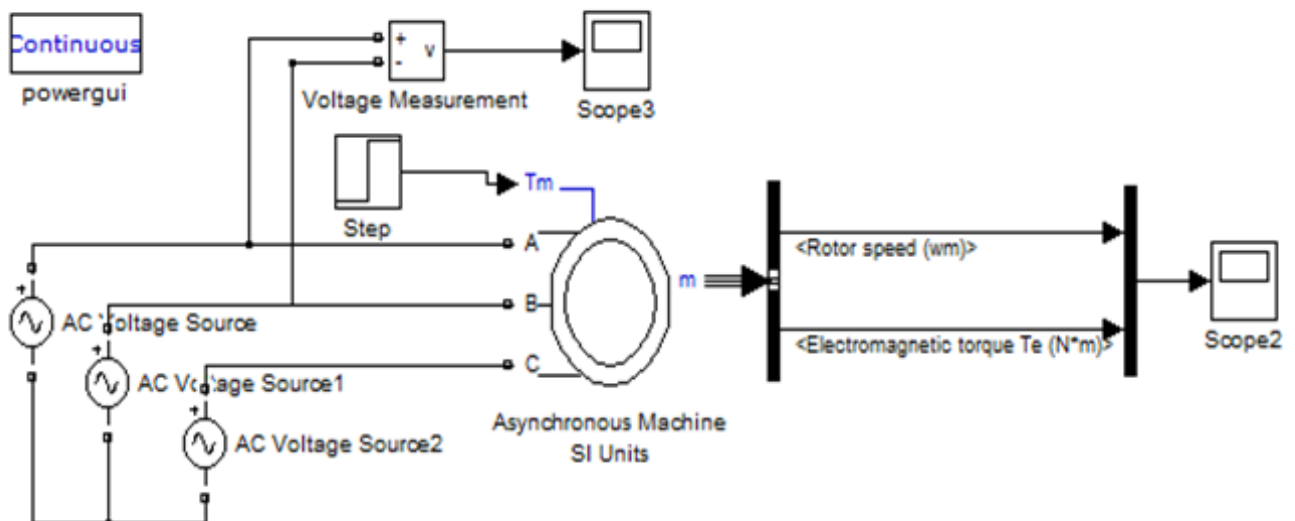


Рисунок 35 - Имитационная модель прямого пуска асинхронного двигателя

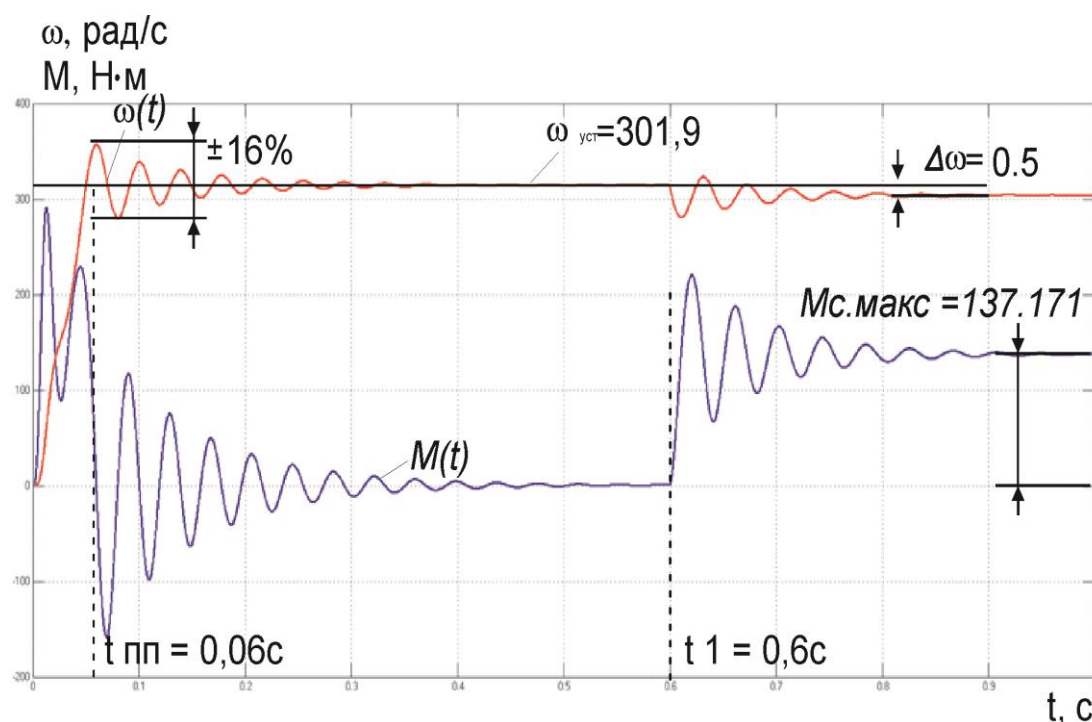


Рисунок 36 - Переходные характеристики скорости ротора и электромагнитного момента АД при прямом пуске, набросе нагрузки $M_{с.макс} = 137,171 \text{ Н*м}$

Сравнивая переходные процессы, имитационной модели силового канала системы ПЧ – АД собранной в Simulink на основании системы уравнений, и имитационной модели с использованием готовой модели асинхронного двигателя, можно заметить, что переходные процессы в обоих случаях протекают фактически идентично. Поэтому при разработке модели системы скалярного частотного управления достаточно использовать готовую модель АД из библиотеки SimPowerSystem, пакета Simulink, системы MatLab.

5.1 Функциональная схема системы скалярного частотного управления

В приводах длительного режима работы с постоянной скоростью, диапазоном регулирования скорости не больше 1:10 и без особых требований к динамике целесообразно применение простейших структур и законов частотного управления [14].

В простейшем случае частотно-регулируемый асинхронный электропривод со скалярным управлением реализуется по разомкнутой структуре.

Функциональная схема частотно-регулируемого асинхронного электропривода со скалярным управлением, выполненная по разомкнутой структуре, приведена на рисунке 36, для двухфазного АД в неподвижной системе координат α, β [18]. На функциональной схеме символом * обозначены сигналы задания и управления и приняты следующие обозначения:

ω - фактическое значение угловой скорости вращения двигателя;

ЗИС - задатчик интенсивности скорости с линейной характеристикой;

ФНУ 1 - формирователь напряжений управления двухфазным АД, который формирует два напряжения переменного тока U_α^* и U_β^* при применении структурной схемы АД в неподвижной системе координат статора α, β

ФНУ 2 - преобразователь напряжений управления двухфазным двигателем в напряжения управления трехфазным двигателем.

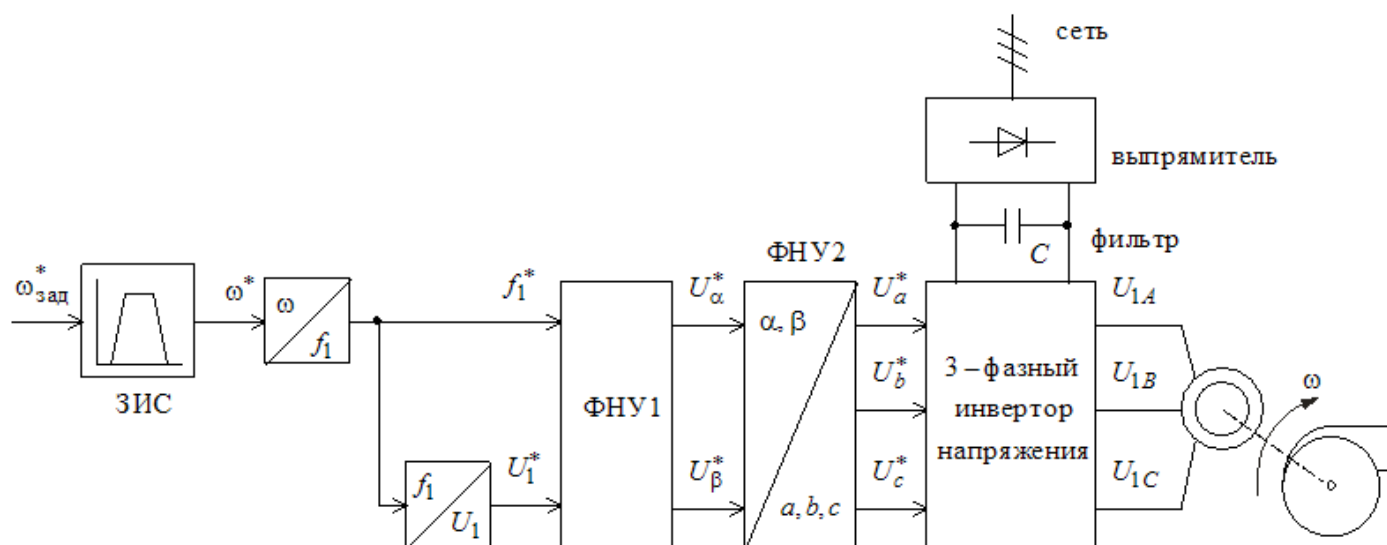


Рисунок 37 - Функциональная схема частотно-регулируемого асинхронного электропривода со скалярным управлением

В разомкнутой системе электропривода со скалярным управлением при уменьшении частоты максимальный момент двигателя уменьшается.

Основная причина этого – возрастания влияния активного сопротивления обмотки статора при снижении частоты питающего напряжения. При законе регулирования $U_1/f_1^2 = \text{const}$, как было показано выше, с целью обеспечения пускового момента на малых скоростях в преобразователе должна быть предусмотрена функция корректировки (повышение начального значения напряжения) вольт-частотной характеристики в области малых частот выходного напряжения инвертора. Либо, как показано в [16], можно применить так называемую IR - компенсацию (повышение фазного напряжения инвертора на величину падения напряжения на обмотке статора $I_l \cdot R_l$) в области малых частот.

Функциональная схема системы скалярного частотного управления приведена на рисунке 38.

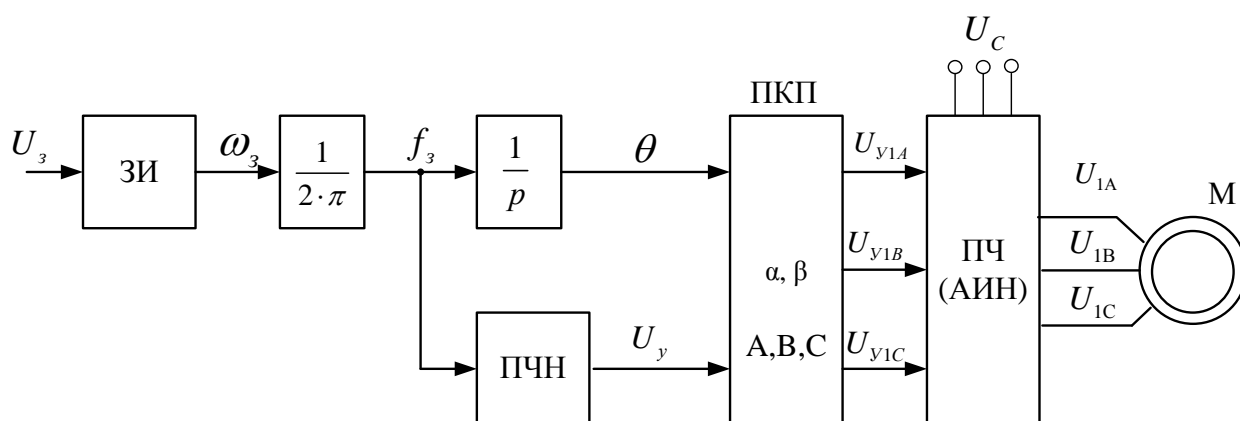


Рисунок 38 - Функциональная схема системы скалярного частотного управления

Для ограничения момента двигателя в пускотормозных режимах электропривода механизмов, у которых по технологии невозможны механические перегрузки (к таким механизмам можно отнести привод насосов), достаточно применения задатчика интенсивности с линейной характеристикой, который устанавливается на входе электропривода в канале задания скорости.

Задатчик интенсивности формирует кривую и темп разгона двигателя. Сигналом задания скорости является задающее напряжение U_3 . Ему соответствует задающая частота f_3 . Блок “преобразователь частота-напряжение” ПЧН формирует требуемую зависимость скалярного управления между частотой и напряжением преобразователя, чем и устанавливается принятый закон частотного регулирования $U_1/f_1^2 = const$. 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 38, составим имитационную модель привода в среде Simulink системы MatLab.

Имитационные модели входящих в нее блоков представлены на рисунках 39 - 44.

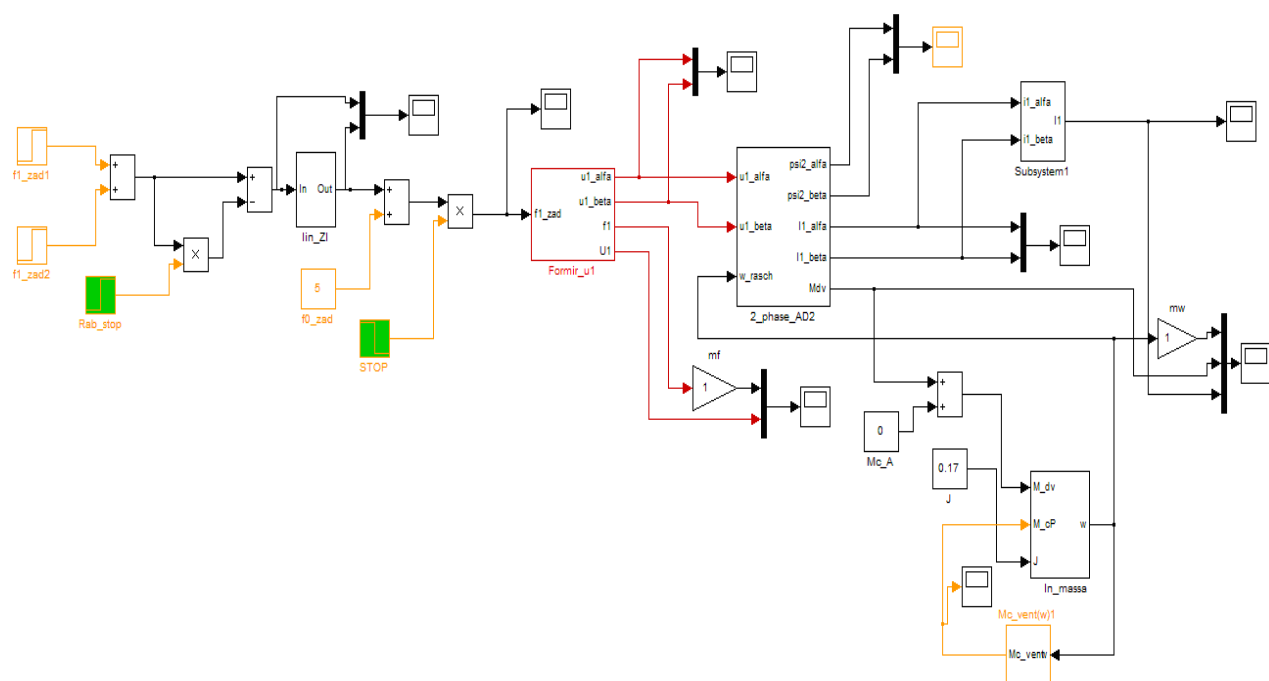


Рисунок 39–Имитационная модель разомкнутой системы ПЧ-АД со скалярным управлением

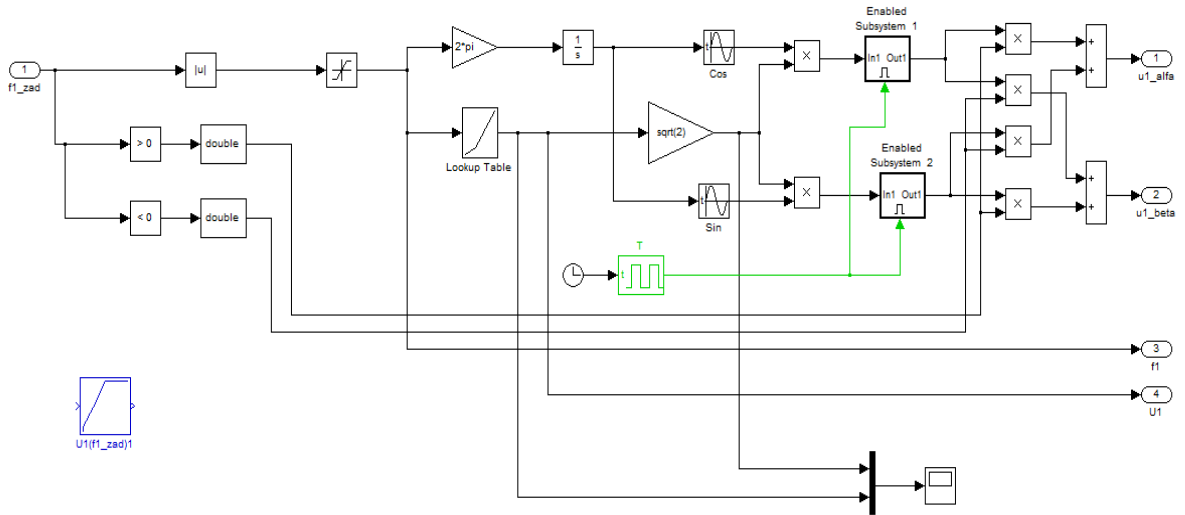


Рисунок 40 - Имитационная модель формирователя фазных напряжений статорных обмоток двухфазного двигателя в неподвижной системе координат α, β

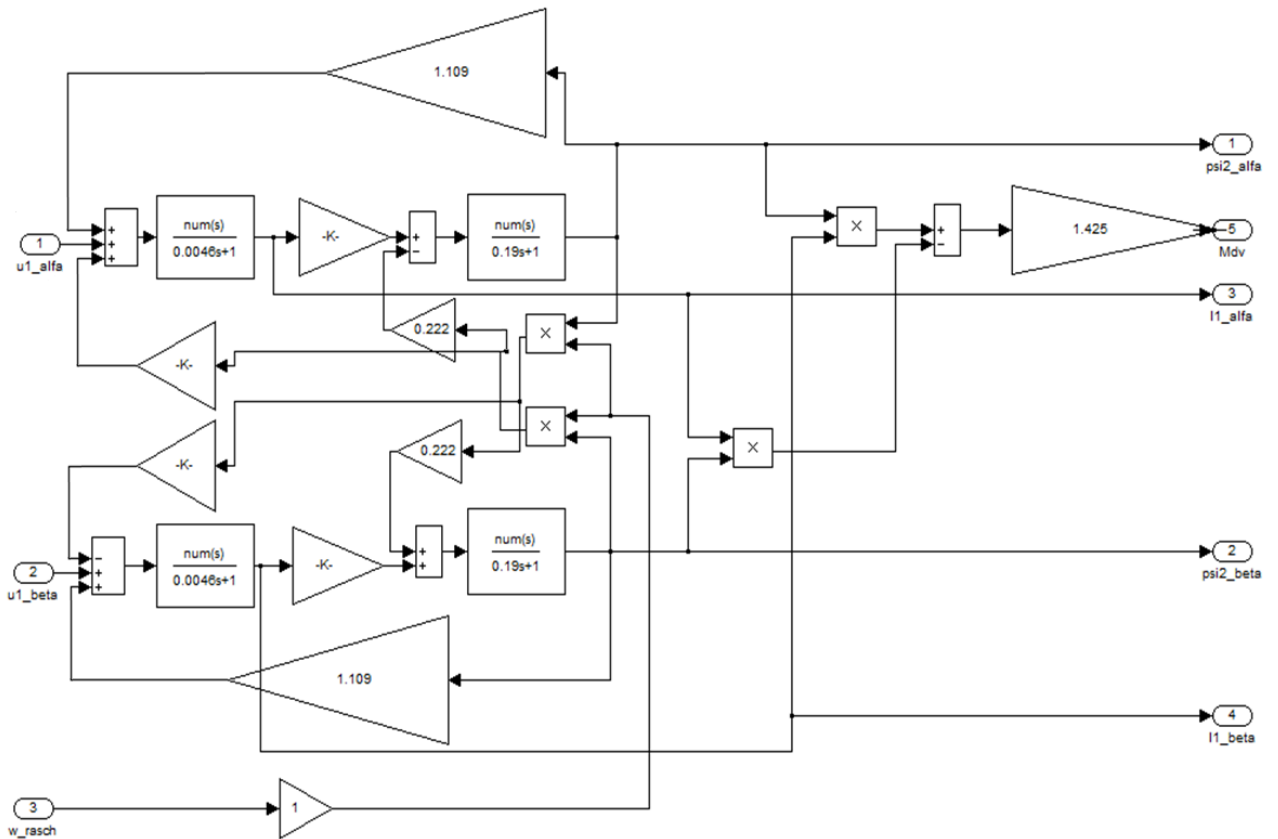


Рисунок 41 - Имитационная модель АД в неподвижной системе координат α, β

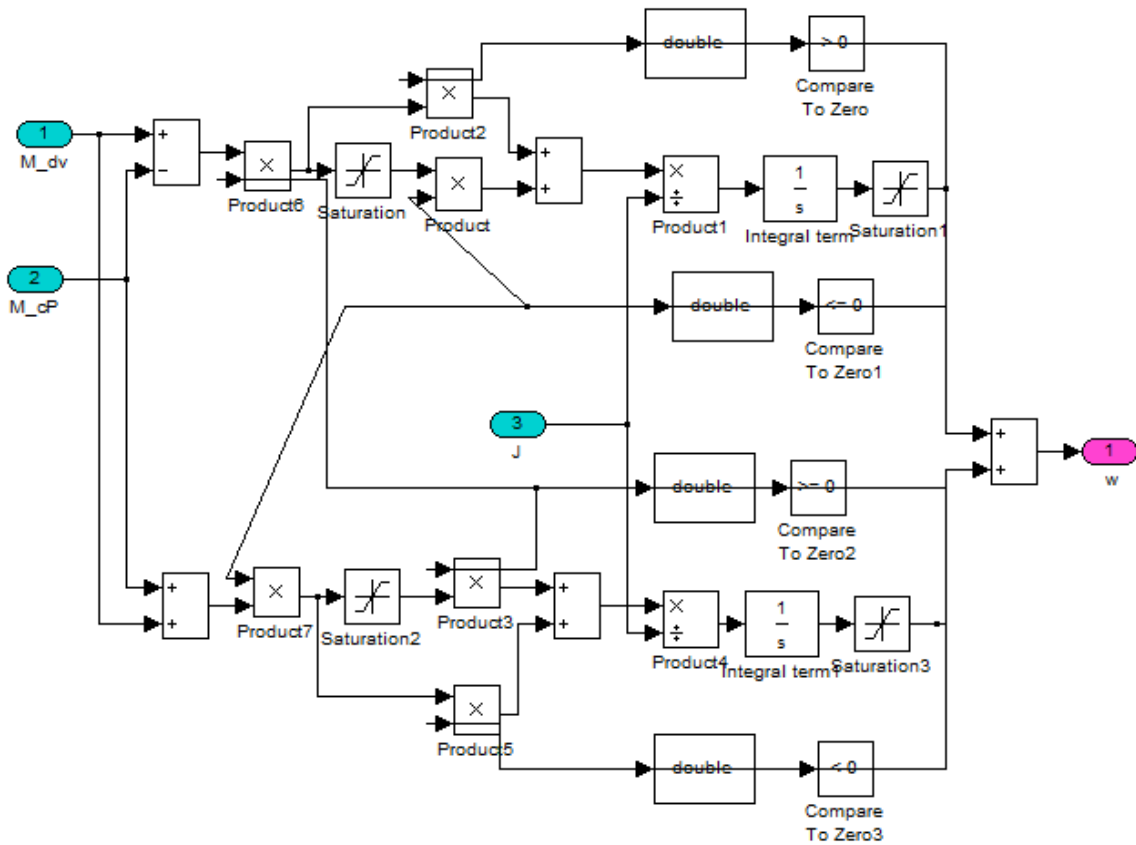


Рисунок 42 – Имитационная модель одномассовой механической системы с моментом нагрузки реактивного характера

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

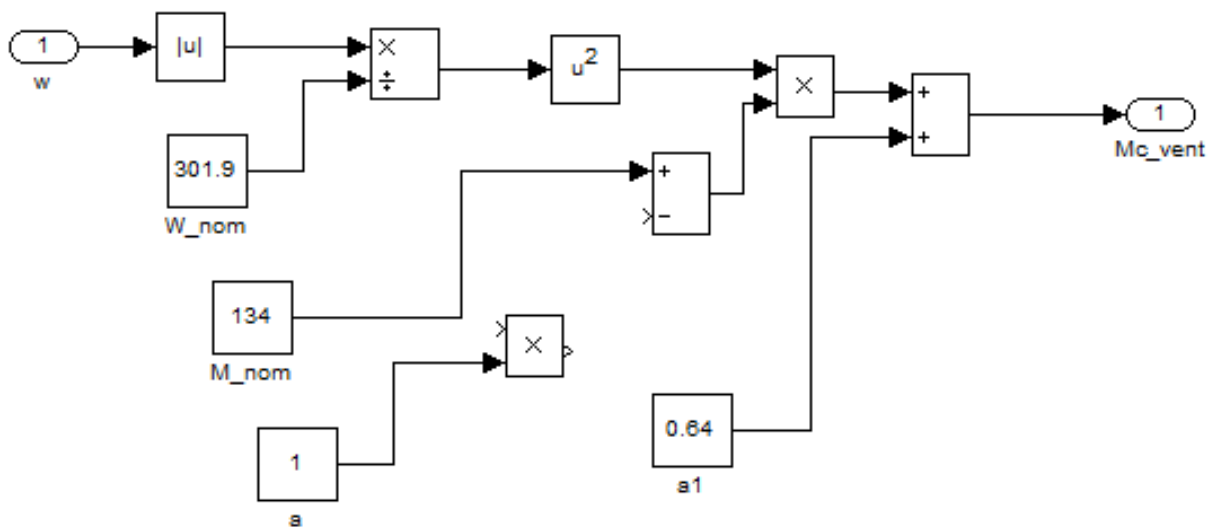


Рисунок 43 – Имитационная модель насосной нагрузки

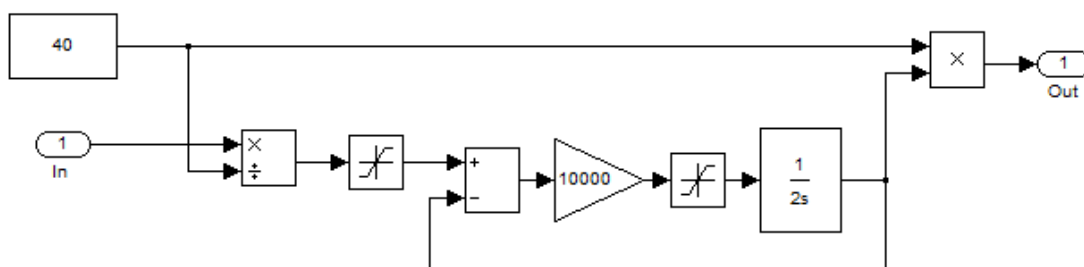


Рисунок 44 – Имитационная модель датчика интенсивности с линейной выходной характеристикой

Определим передаточные функции входящих в нее блоков.

На рисунке 45 представлены математически рассчитанная и аппроксимированная ломаными линиями кривая зависимости $U_1/f_1^2 = \text{const}$.

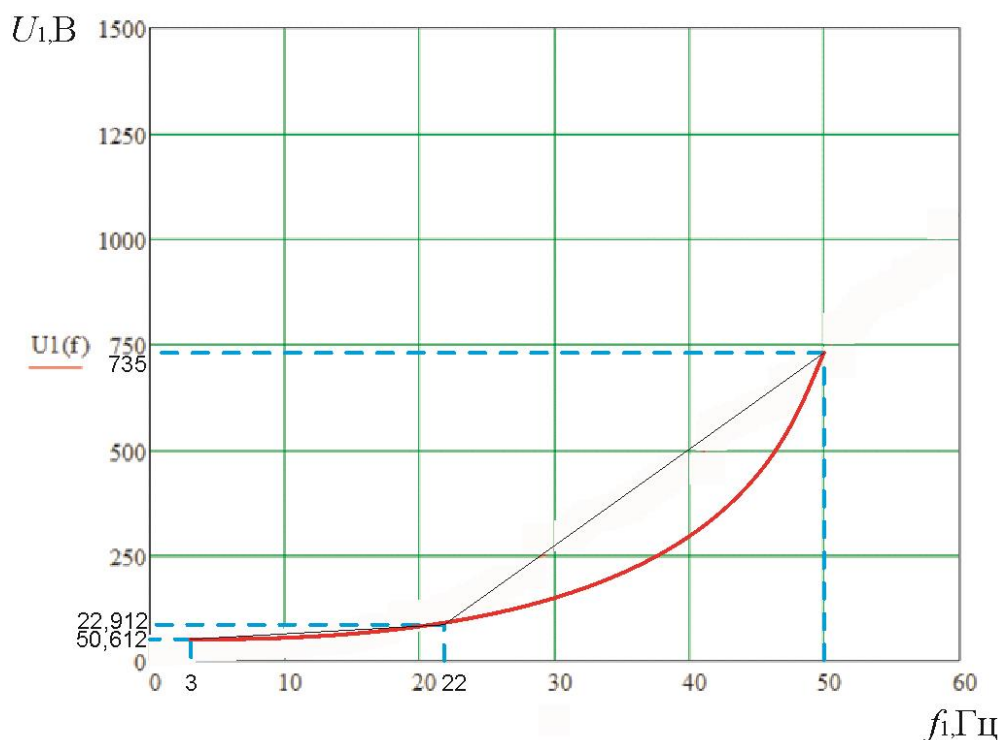


Рисунок 45 - Кривая зависимости $U_1(f_1)$

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

$$U_{1j}(f_{1j}) = U_{\text{п}} + (U_1 - U_{\text{п}}) \cdot \left(\frac{f_{1j}}{f_1}\right)^2, \quad (5.8)$$

$$U_{11}(f_{11}) = 50 + (735 - 50) \cdot \left(\frac{50}{50}\right)^2 = 735 \text{ В}, \quad (5.9)$$

$$U_{12}(f_{12}) = 50 + (220 - 50) \cdot \left(\frac{22}{50}\right)^2 = 82,912 \text{ В}, \quad (5.10)$$

$$U_{13}(f_{13}) = 50 + (220 - 50) \cdot \left(\frac{3}{50}\right)^2 = 50,612 \text{ В}, \quad (5.11)$$

Таблица 7 – Параметры вольт-частотной характеристики преобразователя

$f_1, \text{Гц}$	3	22	50
$U_1, \text{В}$	50,612	82,912	735

Имитацию квантования по времени фазных напряжений на выходе автономного инвертора напряжения преобразователя частоты (рис. 42), происходящее в процессе его широко-импульсной модуляции (ШИМ) производится с помощью стандартных блоков библиотеки *Simulink:PulseGenerator* и *EnabledSubsystem* [11].

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

$$T_3 = \frac{1}{f_{in}} = \frac{1}{10000} = 0,0001 \text{ с}, \quad (5.12)$$

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

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

Имитационные исследования электропривода насоса проводятся с целью проверки его работоспособности в следующих основных технологических режимах: пуск на любую рабочую скорость насоса; переход с одной рабочей скорости насоса на другую и останов насоса в режиме электрического торможения. В процессе имитационных исследований рассмотрим следующие режимы работы системы электропривод – насос:

- пуск электропривода на минимальную рабочую скорость;
- пуск электропривода с минимальной рабочей скорости на максимальную;
- торможение электропривода с максимальной скорости до минимальной;
- останов электропривода.

К электроприводу насоса не предъявляется жестких требований к динамическим показателям. Поэтому при выборе параметров настройки задатчика интенсивности скорости прежде всего следует исходить из условия обеспечения мягкого пуска электропривода. В ходе имитационных экспериментов установлено, что для обеспечения мягкого пуска насоса достаточно принять постоянную времени задатчика $T_{зи} = 1$ с.

В качестве примера рассмотрена отработка электроприводом насоса следующего цикла:

- пуск на минимальную частоту $f_{и. мин} = 10$ Гц
- переход на максимальную рабочую скорость насоса ($f_{р. макс} = 50$ Гц)
- переход на минимальную частоту $f_{и. мин} = 10$ Гц.
- останов электропривода.

На рис. 46 приведены временные характеристики отработки электроприводом насоса с законом регулирования $U_1/f_1^2 = \text{const}$ и настройкой вольт-частотной характеристики в соответствии с (таб. 7) принятого цикла работы.

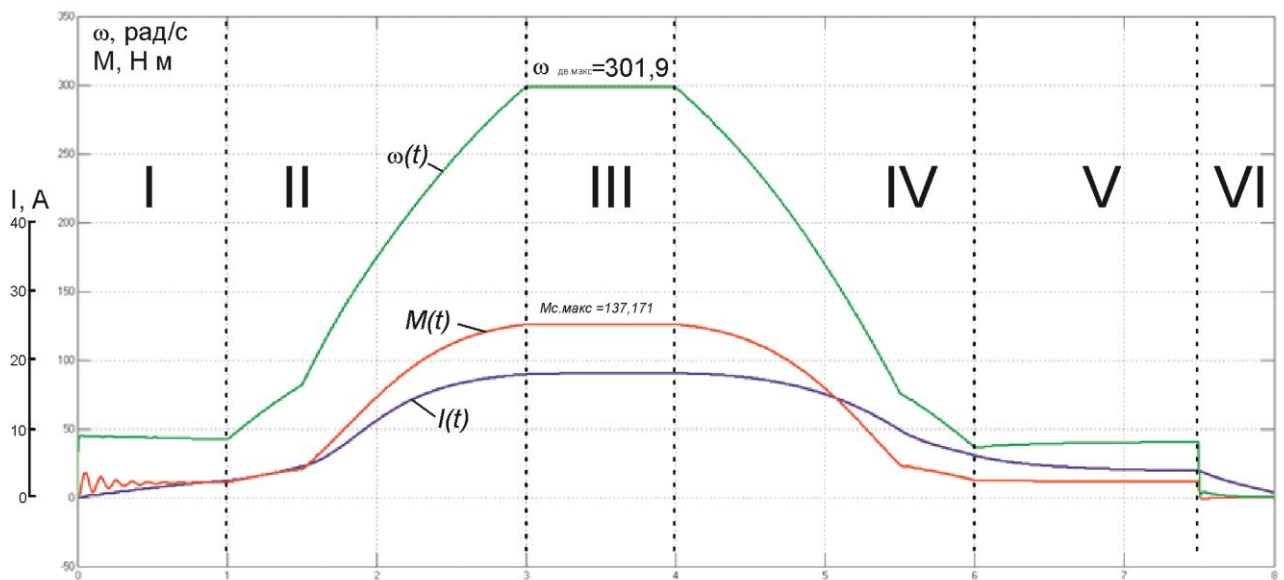


Рисунок 46 – Результаты имитационных исследований отработки электроприводом насоса заданного цикла при настройке вольт-частотной характеристики в соответствии с (таб. 7): графики переходных процессов $M(t)$ -момента, $\omega(t)$ - скорости электропривода

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 $f_{и.мин} = 10 \text{ Гц}$ 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.

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

Студенту:

Группа	ФИО
5ГЗА	Робенкову Виктору Павловичу

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭПЭО
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Электропривод и электрооборудование

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В исследовании задействованы 2 человека: студент-исполнитель и научный руководитель. Приблизительная сумма затрат на выполнение проекта составляет 3.2 млн. рублей.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов» и ГОСТ Р 51541-99 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность». Минимальный размер оплаты труда на 2017 год составляет 7800 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым взносам - 30% от ФОТ.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование НИР. Определение потенциальных потребителей результатов исследования.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение трудоемкости выполнения работ. Разработка графика проведения НИР. Расчет материальных затрат НИР.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка научно-технического уровня НИР

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. График проведения и бюджет НИР;
2. Оценка ресурсной и финансовой эффективности НИР;

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры менеджмента	Грахова Елена Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ГЗА	Робенков Виктор Павлович		

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является оценка коммерческого и инновационного потенциала научно-исследовательской работы (НИР), планирование процесса управления НИР, определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности.

6.1 Технико-экономическое обоснование НИР

Научно-исследовательская работа посвящена изучению установки электроцентробежного насоса и управлению ее эксплуатации.

Основные функции объекта исследования: Погружные установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) реализуют один из основных способов механизированной добычи нефти из глубинных, обводненных, наклонных, а также высокодебитных скважин.

Благодаря отсутствию длинной движущейся механической связи (штанги) между электроприводом и насосом УЭЦН имеют значительно большую мощность, чем штанговые установки, что дает возможность поддерживать большие объемы добычи нефти на больших глубинах. Парк УЭЦН начал стремительно развиваться в нефтедобывающей отрасли с 1999 года в связи с переходом на интенсивную добычу нефти, вызванную увеличением глубины спуска УЭЦН, большим содержанием свободного газа и механических примесей в откачиваемой пластовой жидкости, отложением солей на элементах погружного оборудования.

Способ добычи нефти с помощью УЭЦН Самый эффективный по объему извлекаемой жидкости, поэтому очень важно развивать и совершенствовать УЭЦН, дабы сделать их еще эффективнее.

6.2 Планирование НИР

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по

видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка задания на НИР	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель, студент
Выбор направления исследований в НИР	2	Подбор и изучение литературных данных по теме	Студент
	3	Выбор направления исследований	Научный руководитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель, студент
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Научный руководитель, студент
Обобщение и оценка результатов	6	Оценка эффективности полученных результатов	Научный руководитель, студент
	7	Определение целесообразности проведения ОКР	Научный руководитель, студент
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	8	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Студент

6.3 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях $T_{рi}$, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{рi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

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

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

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

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{рi} \cdot k_{кал},$$

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

$T_{рi}$ – продолжительность выполнения i -ой работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

Где:

$T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; $T_{\text{кал}}$ – количество выходных дней в году; $T_{\text{кал}}$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{366}{366 - 109 - 10} = 1,48 \approx 2$$

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу 9.

Таблица 9 – Временные показатели проведения научного исследования

№ раб.	Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
		t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{\text{ож}}$, чел-дни			
1	Составление и утверждение технического задания	2	2	2	Научный руководитель, студент	1	2
2	Сбор необходимой информации	12	13	12	Студент	12	24
3	Подбор УЭЦН к скважине	1	2	1	Научный руководитель	2	4
4	Подбор двигателя и гидрозащиты	4	5	4	Научный руководитель	4	8
5	Расчет схемы замещения	10	12	10	Научный руководитель, студент	5	10
6	Расчет характеристик АД	11	12	11	Научный руководитель, студент	5	10
7	Моделирование характеристик АД	11	13	11	Научный руководитель, студент	5	10
8	Подбор кабельной линии	7	8	5	Научный руководитель, студент	2	4
9	Подбор наземного оборудования	10	11	10	Научный руководитель, студент	5	10
10	Конструирование УЭЦН	7	9	7	Научный руководитель, студент	4	8

Продолжение таблицы 9

11	Завершающий этап (проверка, оформление)	8	10	10	Студент	10	20
Итого							120

6.4 Бюджет НИР

При планировании бюджета НИР должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НИР используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НИР;
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- накладные расходы научно-исследовательской работы (НИР).

6.4.1 Расчет материальных затрат НИР

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта:

- приобретение со стороны сырья и материалов, необходимых для создания научно-технической продукции;
- покупные материалы, используемые в процессе создания научно-технической продукции для обеспечения нормального технологического процесса и для упаковки продукции или расходуемые на другие производственные и хозяйственные;
- покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, подвергающиеся в дальнейшем монтажу или дополнительной обработке;

— сырье и материалы, покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, используемые в качестве объектов исследований и для эксплуатации технического обслуживания – объектов испытаний;

Расходы на материалы и оборудование отражены в таблице 10

Таблица 10 – Затраты на материалы и оборудование

№	Наименование	Стоимость, руб
1	Установка 60 ЭЦН 5 – 30 2550	500000
2	Погружной электродвигатель ПЭДН – 40 - 117	320000
3	Кабельная линия КПБП 3x16 - 2600	800000
4	Трансформатор ТМПН – 125/3 – УХЛ1	450000
5	Станция Управления «Электон – 05-400»	500000
Итого		2570000

Из затрат на материальные ресурсы, включаемых в себестоимость продукции, исключается стоимость возвратных отходов.

6.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИР, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

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

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

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, р. дней (таблица 2);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}},$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, р. дней (таблица 11).

Таблица 11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней:		
- выходные дни	102	54
- праздничные дни	16	12
Потери рабочего времени:		
- отпуск	28	28
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	220	272

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}},$$

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

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

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

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_T и учитывается по единой для бюджетных организаций тарифной сетке. Расчет основной заработной платы приведен в таблицы 12.

Таблица 12 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Разряд	k_T	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	13	9,3	5580	0,3	0,4	1,3	12332	631	45	34074
Студент	1	1,2	720	0,3	0,4	1,3	1591	81	34	3305
Итого $Z_{осн}$										37379

Основная заработная плата руководителей рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда, которая предполагает состав заработной платы:

- 1) Оклад – определяется предприятием. Оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями, например, ассистент, старший преподаватель, доцент, профессор.
- 2) Стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд и т.д.
- 3) Иные выплаты; районный коэффициент.

6.4.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн},$$

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

$$З_{\text{допр1}} = 34074 \cdot 0,15 = 5111 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{допст}} = 3305 \cdot 0,15 = 496 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{доп}} = 5111 + 496 = 5607 \text{ руб.}$$

6.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

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

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (таблица 13).

Таблица 13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды
Руководитель	34074	5111	10580
Студент	3305	496	1026
Итого			11606

6.4.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовый и телеграфный расходы и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{\text{пр}},$$

где $k_{пр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов в размере 16%.

$$Z_{накл} = (2570000 + 37379 + 5607 + 11606) \cdot 0,16 = 420000 \text{ руб.}$$

6.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основной для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведет в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет бюджета затрат НИР

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты НИР	2570000	Пункт 4.4.1
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей проекта	37379	Пункт 4.4.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	5607	Пункт 4.4.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	11606	Пункт 4.4.4
5. Накладные расходы	420000	16% от суммы ст. 1-4
6. Бюджет затрат НИР	3044592	Сумма ст. 1-5

Расчет произведен с учетом работы в 1 месяц. Общая продолжительность исследования (экспериментальная часть) составляет 4 месяца. Согласно смете затрат на проектирование, наибольшие затраты идут на основную заработную плату научно-производственного персонала и материальные затраты в 1 рабочий месяц составляет 3044592 рублей. Данный уровень расходов соответствует текущему уровню затрат на научно-исследовательскую работу.

6.5 Оценка научно-технического уровня НИР

Важнейшим результатом проведения НИР является его научно-технический уровень, который характеризует, в какой мере выполнены работы и обеспечивается ли научно-технический прогресс в данной области. В последнее время для оценки научной ценности, технической значимости и эффективности, планируемых и выполняемых НИР, получил распространение метод бальных оценок. Бальная оценка заключается в том, что каждому фактору по принятой шкале присваивается определенное количество баллов. Обобщенную оценку проводят по сумме баллов по всем показателям или рассчитывают по формуле. На этой основе делается вывод о целесообразности НИР. Сущность метода заключается в том, что на основе оценок признаков работы определяется коэффициент ее научно-технического уровня по формуле [4]:

$$H_T = \sum_{i=1}^3 R_i \cdot n_i$$

где H_T — показатель, определенный по трем признакам;

R_i — весовой коэффициент i -го признака научно-технического эффекта; n_i — количественная оценка i -го признака научно-технического эффекта, в баллах (таблица 15, 16).

Таблица 15 – Весовые коэффициенты признаков НТУ

Признак НТУ	Примерное значение весового коэффициента
1. Уровень новизны	0,5
2. Теоретический уровень	0,3
3. Возможность реализации	0,2

Таблица 16 – Баллы для оценки уровня новизны

Уровень новизны	Характеристика уровня новизны	Баллы
Принципиально новая	Новое направление в науке и технике, новые факты и закономерности, новая теория, способ	8-10
Новая	По-новому объясняются те же факты, закономерности, новые понятия, дополняют ранее полученные результаты	5-7
Относительно новая	Систематизируются, обобщаются имеющиеся сведения, новые связи между известными факторами	2-4
Не обладает новизной	Результат, который ранее был известен	0

Таблица 17 – Баллы значимости теоретических уровней

Теоретический уровень полученных результатов	Баллы
1. Установка закона, разработка новой теории	10
2. Глубокая разработка проблемы, многоспектральный анализ, взаимодействия между факторами с наличием объяснений	8
3. Разработка способа (алгоритм, программа и т. д.)	6
4. Элементарный анализ связей между фактами (наличие гипотезы, объяснения версии, практических рекомендаций)	2
5. Описание отдельных элементарных факторов, изложение наблюдений, опыта, результатов измерений	0,5

Результаты оценок признаков отображены в таблице 18.

Таблица 18 – Количественная оценка признаков НИОКР

Признак научно-технического эффекта НИР	Характеристика признака НИОКР	K_i	Π_i
1. Уровень новизны	По-новому объясняются те же факты, закономерности, новые понятия	0,5	6
2. Теоретический уровень	Разработка способа (алгоритм, программа, приборы, устройство, вещество и т.п.)	0,3	8
3. Возможность реализации	Время реализации в течение первых лет	0,2	8
4. Масштабы реализации	Одно или несколько предприятий	0,2	2

Используя исходные данные по основным признакам научно-технической эффективности, определяем показатель научно - технического уровня:

$$H_T = 0.5 \cdot 6 + 0.3 \cdot 8 + 0.2 \cdot (8 + 2) = 7.4$$

Таблица 19 – Оценка уровня научно-технического эффекта

Уровень НТУ	Показатель НТУ
Низкий	1 - 4
Средний	4 - 7
Сравнительно высокий	7 - 10
Высокий	10 - 13

Таким образом, данная НИР имеет сравнительно высокий уровень НТУ, равный 7,4.

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были решены следующие задачи:

1. Определено, что установка электроцентробежного насоса превосходит конкурирующие как в ресурсоэффективности, так и в экономической эффективности результата. Вследствие этого фактора конкурентоспособность предлагаемого

результата исследования увеличивается из этого выходит коммерческий потенциал данной установки.

2. Произведено планирование работ, разработан календарный план. Общее содержание работ для проведения исследования составило 8этапов. Для построения таблицы временных показателей проведения НИР был рассчитан коэффициент календарности. С помощью данных показателей был разработан календарный - план график проведения НИР по теме. Общая продолжительность дней на проведение исследования – 120 дней.

3. Рассчитан бюджет научного исследования. Как видно из проведенного анализа, общая стоимость настоящего научного исследования 3044592 руб.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5Г3А	Робенков Виктор Павлович

Институт	Энергетический	Кафедра	ЭПЭО
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Электропривод и автоматика

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объект исследования: Электропривод установки электроцентробежного насоса; Методика исследования: моделирование в программной среде MatLAB; Область применения: Нефтегазовая отрасль Рабочая зона: Нефтяная скважина</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 	<p>1.1 Выявленные вредные факторы производственной среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенная (летом до +50 С) или пониженная температура (зимой до – 50⁰ С) воздуха рабочей зоны. (ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны); – повышенное содержание паров нефти и газа в воздухе, особо опасен сероводород H₂S – 0,1 мг/м³ (Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса.); – расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам); – повышенный уровень шума на рабочем месте, выше 80 Дба (ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности). – Средства защиты: от падения с высоты (ограждения, защитные
---	--

	сетки, знаки безопасности); воздействия химических факторов (оградительные, герметизирующие и т.д.) от повышенного уровня шума (оградительные; звукоизолирующие, звукопоглощающие; глушители шума; и т.д.) и другие.
<p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Выявленные опасные факторы производственной среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся механизмы исследуемого оборудования (ГОСТ 12.4.011 89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.); – повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека (ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов). Средства защиты от поражения электрического тока (устройства дистанционного управления; предохранительные устройства; молниеотводы и разрядники; знаки безопасности) и т. д.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Многие химические реагенты, используемые в нефтедобыче, при попадании в природные воды оказывают отрицательное влияние на их физико-химический состав. Охрана окружающей среды в нефтяной промышленности проводится, главным образом, в направлении борьбы с потерями нефти. В соответствии с ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Наиболее вероятной ЧС при эксплуатации установки электроцентробежного насоса являются пожар или взрыв на рабочем месте.</p> <p>Основные причины пожара и загорания в нефтяной промышленности относятся следующие:</p> <ul style="list-style-type: none"> -нарушение технологического процесса и неисправность оборудования;

	<p>-неосторожное обращение с огнем и бытовыми электроприборами; -короткое замыкание электрических проводов и перегрев электрооборудования; -нарушение правил пожарной безопасности при производстве электрогазосварочных и других огневых работ.</p> <p>Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы: -предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения; -ограничение сферы распространения огня; -обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из сферы пожара; -создание условий эффективности тушения пожара</p> <p>В соответствии с ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.2.033-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. – ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Король Ирина Степановна	К.Х.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Г3А	Робенков Виктор Павлович		

7. Производственная и экологическая безопасность при выполнении работ, связанных с обслуживанием скважин, оборудованных УЭЦН

7.1. Введение

Основными законодательными актами по охране труда в нашей стране являются Конституция России, Основы законодательства и др. в этих документах отражены правовые вопросы охраны труда и здоровья трудящихся. На основании вышеперечисленных источников, а также исходя из соответствующих правил безопасности и норм производственной санитарии в данном проекте нами разрабатываются основные мероприятия по созданию безопасных условий работы операторов при обслуживании скважин, оборудованных Установками электроцентробежных насосов.

Всякая деятельность протекает из определенных мотивов и направлена на достижение конкретных целей. Жизнедеятельность – активное отношение человека к окружающему миру для целесообразного его преобразования. Абсолютно безопасной деятельности не существует. По данным Госкомстата, по различным причинам в Российской Федерации на производстве ежегодно травмируется 650-700 тысяч человек, 15-16 тысяч человек с летальным исходом, 6 млн. человек работают во вредных условиях, более 700 тысяч единиц оборудования и 61 тысяча зданий и сооружений не отвечает требованиям безопасности. В среднем, ежегодно происходит около 500 тысяч пожаров, основными причинами этих негативных явлений являются:

- недостаточный уровень обучения и квалификации персонала;
- несоответствие технологических процессов современным требованиям безопасности;
- недостаточное оснащение производства системами очистки выбросов;
- устаревшее оборудование;

В данном случае, описывается несколько мероприятий по улучшению охраны и условий труда, охраны окружающей среды, предложены возможные чрезвычайные ситуации и их предотвращение.

7.2. Производственная безопасность

7.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте. Поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами (зимой до -50°C) большую роль играют метеорологические факторы. При низкой (сверхдопустимых норм) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма, что сковывает движения. Это может послужить причиной несчастных случаев и аварий.[29]

При длительном пребывании работающего в условиях низкой температуры и, следовательно, переохлаждении организма возможно возникновение различных острых и хронических заболеваний: воспаление верхних дыхательных путей, ревматизм и другие. Результатами многократного воздействия низких температур являются пояснично-крестцовый радикулит и хроническое повреждение холодом (ознобление).

При высокой температуре окружающей среды снижаются внимание и скорость реакции работающего, что также может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре (до $+50^{\circ}\text{C}$) возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары.

Кусты, как правило, засыпаются песком, поэтому при сильных ветрах случается поднятие частиц песка и пыли, которые могут попасть в глаза и верхние дыхательные пути. Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005-76.

В ходе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры (свищи, щели по шву) вследствие внутренней коррозии или износа, превышения максимально допустимого давления, отказы или выходы из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Пары нефти и газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. При постоянном вдыхании нефтяного газа и паров нефти поражается центральная нервная система, снижается артериальное давление, становятся реже пульс и дыхание, понижается температура тела. Особенно опасен сероводород – сильный яд, действующий на нервную систему. Он нарушает доставку тканям кислорода, раздражающе действует на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, вызывает острые и хронические заболевания, ПДК H_2S – 0,1 мг/м³ (ГОСТ 12.1.005-76.)

Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье, которое достигает до 30 МПа. В связи с этим любое ошибочное действие оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к опасной аварии.

Высокое давление и загазованность указывают на повышенную пожаро - взрывоопасность объекта.

Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга, и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а следовательно и вероятность несчастного случая.

Причиной несчастного случая может быть также неудовлетворительное состояние объекта с позиции санитарии, его чрезмерная захламленность и замазученность, плохая подготовка скважин к замерам пластового давления.

Таким образом, мы рассмотрели основные факторы производственной среды, влияющие на здоровье и работоспособность операторов в процессе труда:

Таблица 20 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

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
Токсический (химический)	Повышенное содержание паров нефти и газа в воздухе		Р 2.2.2006–05
Работы на высоте	расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола) (физический)		ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ
Работы в условиях низкой температуры	повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны (физический)		ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ
Работы с высоким напряжением		повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека (физический)	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ
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

Все опасные и вредные производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. (Опасные и вредные производственные факторы) подразделяются на физические, химические, биологические и психофизиологические.

К *физическим* факторам относят электрический ток, кинетическую энергию движущихся машин и оборудования или их частей, повышенное давление паров или газов в сосудах, недопустимые уровни шума, вибрации, инфра- и ультразвука, недостаточную освещенность, электромагнитные поля, ионизирующие излучения и др.

Химические факторы представляют собой вредные для организма человека вещества в различных состояниях.

Биологические факторы – это воздействия различных микроорганизмов, а также растений и животных.

Психофизиологические факторы – это физические и эмоциональные перегрузки, умственное перенапряжение, монотонность труда.

7.2.2. Техника безопасности

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

Данный стандарт распространяется на средства, применяемые для предотвращения или уменьшения воздействия на работающих опасных и вредных производственных факторов, и устанавливает классификацию и общие требования к средствам защиты работающих.

Общие требования к средствам защиты:

Средства защиты работающих должны обеспечивать предотвращение или уменьшение действия опасных и вредных производственных факторов.

Средства защиты не должны быть источником опасных и вредных производственных факторов.

Средства защиты должны отвечать требованиям технической эстетики и эргономики.

Выбор конкретного типа средства защиты работающих должен осуществляться с учетом требований безопасности для данного процесса или вида работ.

Средства индивидуальной защиты следует применять в тех случаях, когда безопасность работ не может быть обеспечена конструкцией оборудования, организацией производственных процессов, архитектурно-планировочными решениями и средствами коллективной защиты.

Средства индивидуальной защиты не должны изменять своих свойств при их стирке, химчистке и обеззараживании.

Средства индивидуальной защиты должны подвергаться оценке по защитным, физиолого-гигиеническим и эксплуатационным показателям.

Требования к маркировке средств индивидуальной защиты должны соответствовать ГОСТ 12.4.115 и стандартам на маркировку на конкретные виды средств индивидуальной защиты.

Средства индивидуальной защиты должны иметь инструкцию с указанием назначения и срока службы изделия, правил его эксплуатации и хранения.

Средства коллективной защиты работающих конструктивно должны быть соединены с производственным оборудованием или его элементами управления таким образом, чтобы, в случае необходимости, возникло принудительное действие средства защиты.

Допускается использовать средства коллективной защиты в качестве элементов управления для включения и выключения производственного оборудования.

Средства коллективной защиты работающих должны быть расположены на производственном оборудовании или на рабочем месте таким образом, чтобы постоянно обеспечивалась возможность контроля его работы, а также безопасного ухода и ремонта.

К средствам защиты от *падения с высоты* относятся: [31]

- ограждения;
- защитные сетки;
- знаки безопасности.

К средствам защиты от *поражения электрическим током* относятся:

- оградительные устройства;
- устройства автоматического контроля и сигнализации;
- изолирующие устройства и покрытия;
- устройства защитного заземления и зануления;
- устройства автоматического отключения;
- устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;

- устройства дистанционного управления;
- предохранительные устройства;
- молниеотводы и разрядники;
- знаки безопасности.

К средствам защиты от воздействия *механических факторов* относятся устройства:[33]

- оградительные;
- автоматического контроля и сигнализации;
- предохранительные;
- дистанционного управления;
- тормозные;
- знаки безопасности.

7.2.3. Производственная санитария

При работах на нефтяном месторождении возникают следующие **вредные** производственные факторы:

токсический (химический);

Согласно источнику [30] Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны подлежит систематическому контролю для предупреждения возможности превышения предельно допустимых концентраций - максимально разовых рабочей зоны (ПДК_{мр.рз}) и среднесменных рабочей зоны (ПДК_{сс. рз}).

повышенный уровень шума на рабочем месте согласно источнику [32] выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий уровни звука и эквивалентные уровни звука, не должны превышать 80 дБА. Защита от шума осуществляется применением средств и методов коллективной защиты и применением средств индивидуальной защиты.

Воздух рабочей зоны (**микроклимат**) производственных помещений определяют следующие параметры: температура воздуха в помещении, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха, интенсивности теплового облучения работающих на рабочих местах от производственных источников. Эти параметры в комплексе и по отдельности влияют на организм человека. В вентиляционной камере во все периоды года поддерживается одна температура и относительная влажность. [29]

Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников: 21°C - при категории работ Пб. Время пребывания людей при данных параметрах микроклимата может составлять 8 часов.

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

Средства защиты работающих в зависимости от характера их применения подразделяют на две категории:

- средства коллективной защиты;
- средства индивидуальной защиты.

Средства коллективной защиты:

К средствам защиты от воздействия *химических факторов* относятся устройства: [30]

- оградительные;
- автоматического контроля и сигнализации;

- герметизирующие;
- для вентиляции и очистки воздуха;
- для удаления токсичных веществ;
- дистанционного управления;
- знаки безопасности.

К средствам защиты от *повышенного уровня шума* относятся устройства:[33]

- оградительные;
- звукоизолирующие, звукопоглощающие;
- глушители шума;
- автоматического контроля и сигнализации;
- дистанционного управления.

Средства индивидуальной защиты:

Средства защиты органов дыхания: противогазы, респираторы, самоспасатели, пневмошлемы, пневмомаски, пневмокуртки.

Одежда специальная защитная: тулупы, пальто, полупальто, полушубки, накидки, плащи, полуплащи, халаты, костюмы, куртки, рубашки, брюки, шорты, комбинезоны, полукомбинезоны, жилеты, платья, сарафаны, блузы, юбки, фартуки, наплечники.

Средства защиты ног: сапоги, сапоги с удлиненным голенищем, сапоги с укороченным голенищем, полусапоги, ботинки, полуботинки, туфли, бахилы, галоши, боты, тапочки (сандалии), унты, чувяки, щитки, ботфорты, наколенники, портянки.

Средства защиты рук: рукавицы, перчатки, полуперчатки, напальчники, наладонники, напульсники, нарукавники, налокотники.

Средства защиты головы: каски защитные, шлемы, подшлемники, шапки, береты, шляпы, колпаки, косынки, накомарники.

Средства защиты глаз: очки защитные.

Средства защиты лица: щитки защитные лицевые.

Средства защиты органа слуха: противошумные шлемы, противошумные вкладыши, противошумные наушники.

К средствам защиты от *повышенных или пониженных температур* воздуха и температурных перепадов относятся устройства:[29]

- оградительные;
- автоматического контроля и сигнализации;
- термоизолирующие;
- дистанционного управления;
- для радиационного обогрева и охлаждения.

К средствам *нормализации воздушной среды*

производственных помещений и рабочих мест относятся устройства для:

- вентиляции и очистки воздуха;
- кондиционирования воздуха;
- локализации вредных факторов;
- отопления;
- автоматического контроля и сигнализации;
- дезодорации воздуха.

7.3 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.

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.
[35]

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.

7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.4.1. Пожарная безопасность

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. [36]

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.

Основные причины пожаров и взрывов

К основным причинам пожара и загорания в нефтяной промышленности относятся следующие:

- нарушение технологического процесса и неисправность оборудования;
- неосторожное обращение с огнем и бытовыми электроприборами;

-короткое замыкание электрических проводов и перегрев электрооборудования;

-нарушение правил пожарной безопасности при производстве электрогазосварочных и других огневых работ.

Нарушение технологического процесса - использование при вскрытии и разбурировании продуктивного пласта бурового раствора, параметры которого (вязкость и плотность) не соответствуют геолого-техническому наряду, подъем бурового инструмента без долива скважины, увеличение давления в газопроводе, нарушение технологического процесса при подготовке нефти к транспорту, т.е. неполное отделение нефти и газа, может привести к скоплению горючего газа на территории резервуарного парка и создать опасную ситуацию.

Неисправность оборудования - следствие несвоевременного планово-предупредительного ремонта, коррозии и других причин. Все это может привести к негерметичности оборудования, в зависимости от его назначения, к утечке нефти, ее паров или нефтяного газа, а это, в свою очередь, — к возникновению взрывоопасной концентрации газо-воздушной смеси и, как следствие, к взрыву или пожару. К таким последствиям приводят, например: негерметичность задвижки, перекрывающей ремонтируемый участок нефтепровода от нефтесборной емкости, негерметичность фонтанной или компрессорной арматуры, разрушение или выбивание набивок или прокладочных материалов соединений оборудования и запорной арматуры, крышек люков и другие неисправности.

Короткое замыкание электрических проводов и перегрев электрооборудования -при наличии газа и паровоздушных горючих смесей, электрическое искрение, сопутствующее короткому замыканию, значительное повышение температуры при перегреве электрооборудования неизбежно вызывают воспламенение этих смесей, например: загорание разлитой нефти от искры при схлестывании электропроводов, загорание нефти в резервуаре от искры короткого замыкания при обрыве кабеля подогревателя, загорание

изоляционных материалов из-за короткого замыкания в результате пробоя или перекрытия изоляции. Частой причиной пожаров также является ослабление контакта в местах присоединения токоведущих частей.

Нарушение правил пожарной безопасности при электрогазосварочных и других огневых работах - отогрев оборудования, содержащего легковоспламеняющиеся жидкости, горючие газы, открытым огнем; оставленные под напряжением силовой и осветительной линии во время фонтанирования скважины и др. Условия возникновения пожара и загорания — наличие горючей среды, окислителя и источников зажигания. Такими источниками на предприятиях нефтяной промышленности могут быть механические и электрические искры, пирофорные отложения, нагретые поверхности, открытый огонь и др. Искрение, возникающее при появлении статического электричества, способно привести к пожару вследствие нарушения условий, обеспечивающих безопасность при сливе, наливе, перекачке и хранении ЛВЖ и ГЖ.

Мероприятия по предупреждению пожаров

Пожарная профилактика - это совокупность основных противопожарных мероприятий, направленных на исключение возникновения пожара.

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- ограничение сферы распространения огня;
- обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из сферы пожара;
- создание условий эффективности тушения пожара.

Ограничение сферы распространения огня, т.е. исключение причин возникновения пожара: осуществляют правильной планировкой предприятий, соблюдением соответствующих противопожарных норм, применением огнепреграждающих устройств и т.д.

Противопожарные разрывы между зданиями и сооружениями на нефтегазодобывающем предприятии являются надежным средством ограничения распространения пожаров. При определении величины разрыва между зданиями и сооружениями, объектами бурения, добычи нефти и газа, необходимо учитывать главным образом степень огнестойкости этих зданий, сооружений и категорию производств по пожарной опасности.

Производство, выделяющее вещества, опасные в пожарном отношении, располагают с подветренной стороны по отношению к населенным пунктам и другим объектам.

Средства пожаротушения на объекте, оборудованном Установкой электроцентробежного насоса

Стационарные установки пожаротушения

Предприятия (объекты) нефтяной промышленности должны быть оборудованы стационарными (автоматическими и неавтоматическими) установками пожаротушения.

Вид установки пожаротушения (автоматический или неавтоматический) для защиты объекта определяется техническим заданием на проектирование, выдаваемым администрацией объекта проектной организации.

Переносные установки пожаротушения

В резервуарных парках, на объектах сбора, подготовки и транспорта нефти должны быть созданы опорные пункты переносных установок и средств пенного тушения из расчета: один опорный пункт на площади объекта не более 150 га.

Опорные пункты создаются независимо от наличия на объектах стационарных систем пожаротушения.

При расположении двух и более объектов на площади не более 150 га может быть создан один опорный пункт.

Число переносных установок пенного тушения определяется на один пожар по объекту, который требует наибольшего расхода огнетушащих средств.

К установкам и средствам пенного тушения относятся:

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

пенообразующие вещества - пенообразователи ПО-1, ПО-11, ПО-ТС, ПО-2А, ПО-3А, ПО-6А и ПО-6.

Воздушные стволы, генераторы пены средней кратности, пеноподъемники необходимо осматривать не реже одного раза в месяц. При этом проверяют состояние установок и аппаратов в целом и отдельных частей их, очищают аппараты и смазывают трущиеся части.

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.

7.4.2. Возможные чрезвычайные ситуации

На месте эксплуатации УЭЦН учитывая климатические условия можно спрогнозировать виды ЧС: [36]

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.

7.4.3. 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.

7.4.4. Взрывная безопасность

Одной из наиболее частых аварий является взрыв.[36]

При выборе электрооборудования для объектов добычи нефти и газа необходимо учитывать специфические условия работы электрических установок, связанных с наличием взрывоопасных газов и паров.

К взрывоопасным относятся смеси с воздухом горючих газов и паров горючих жидкостей с температурой вспышки 45°C и ниже, а также горючей пыли или волокон с нижним пределом взрываемости не выше 65 г/см^3 .

В зависимости от температуры самовоспламенения устанавливаются 5 групп взрывоопасных смесей:

Таблица 21 Группы взрывоопасных смесей в зависимости от температуры

Группа взрывоопасной смеси	Температура самовоспламенения С
T1	Свыше 450
T2	300 до 450
T3	200 до 300
T4	135 до 200
T5	100 до 135

При взрыве газозвушной смеси весом в 10 тн. находиться на расстоянии менее 65 м от эпицентра взрыва опасно для жизни.

Для насосов и другого оборудования:

Слабые разрушения при $\Delta p_{\text{ф}} = 0,25-0,4$ атм.

Средние разрушения при $\Delta p_{\text{ф}} = 0,4-0,6$ атм.

Сильные разрушения при $\Delta p_{\text{ф}} = 0,6-0,7$ атм.

На рис. 47. изображена примерная схема распространения ударной волны по зонам.

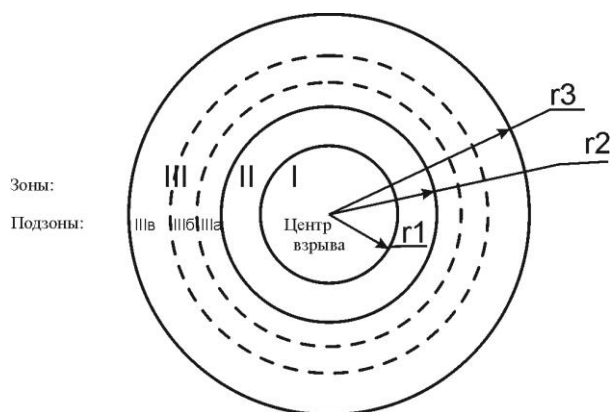


Рис.47. Зоны действия взрыва

Условные обозначения на схеме:

I – зона детонации; II – зона действия продуктов взрыва; III – зона ударной волны; r_1 - радиус первой зоны; r_2 - радиус второй зоны; r_{22} - расстояние от центра взрыва до элемента предприятия (во 2 зоне); r_3 -расстояние от центра взрыва до элемента предприятия (в 3 зоне);

$$r_1 = 17,5 \cdot \sqrt[3]{Q} = 17,5 \cdot \sqrt[3]{10} = 37,7M$$

где Q -количество газа, т.Q =10

$$r_2 = 1,7 \cdot r_1 = 1,7 \cdot 37,7 = 64,1M$$

Разность давлений в 1 зоне $\Delta p_\phi = 1700$ кПа

Разность давлений во 2 зоне:

$$\Delta_{p_\phi} = 1300 \left(\frac{r_1}{r_{22}} \right)^3 + 50 = 1300 \left(\frac{37,7}{50} \right)^3 + 50 = 607 \text{ КПа}$$

$$\Psi = \frac{r_3}{r_1} = \frac{85}{37,7} = 2,3$$

Радиус Зоны, опасной для жизни человека:

$$R_{cm} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q} = 30 \cdot \sqrt[3]{10} = 64,4M$$

7.4.5. Основные мероприятия по предотвращению опасностей, связанных с особенностями оборудования

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, оборудование, находящиеся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют опасность для работающих.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленные повышением давления и нагрузкам, сводятся к следующим:

- осмотр и испытание установки, оборудования, механизмов;
- использование ослабленных элементов и устройств для механизации опасности;
- применение средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях работающих.
- автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести из опасных зон, осуществление контроля за показаниями приборов и дистанционные управления;
- учитывать розу ветров. Нельзя допускать возможность попадания опасных по взрыву и пожару смесей в огнедействующие установки;
- на каждом предприятии с числом работающих более 300 человек организуют фельдшерский здравпункт, а более 800 человек – врачебный здравпункт.

7.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Нормы трудового права – это правила трудовых отношений, установленные или санкционированные государством посредством законодательных актов.

Правила носят обязательный и принудительный характер – их нарушение не допускается законом. Нормы трудового права регулируют любые отношения, связанные с использованием личного труда.

Формы их реализации разнообразны:

- трудовые отношения;

- организация труда и управление им;
- трудоустройство работников;
- социальное партнерство, коллективные отношения;
- содействие занятости безработных лиц;
- организация профессиональной подготовки и повышения квалификации;
- осуществление контроля и надзора за соблюдением законодательства;
- социальная и правовая защита работников, решение трудовых споров;
- деятельность профессиональных союзов;
- отношения взаимной материальной ответственности работника и работодателя;
- защита прав и интересов работодателей.

При работе на УЭЦН придется работать стоя.

1 Общие положения [9]

1.1. Рабочее место для выполнения работ стоя организуют при физической работе средней тяжести и тяжелой, а также при технологически обусловленной величине рабочей зоны, превышающей ее параметры при работе сидя.

1.2. Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы.

1.3. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда.

2 Размерные характеристики рабочего места

2.1. Рабочее место должно обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля.

2.2. При проектировании оборудования и организации рабочего места следует учитывать антропометрические показатели женщин (если работают только женщины) и мужчин (если работают только мужчины); если оборудование обслуживают мужчины и женщины - общие средние показатели мужчин и женщин.

2.3. Организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела работающего или наклон его вперед не более чем на 15° .

2.4. Конструкцией производственного оборудования и организацией рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием: высоты рабочей поверхности. подставки для ног при нерегулируемой высоте рабочей поверхности.

При взаимном расположении элементов рабочего места необходимо учитывать:[38]

рабочую позу человека-оператора; пространство для размещения человека-оператора; возможность обзора элементов рабочего места; возможность обзора пространства за пределами рабочего места; возможность ведения записей. Размещения документации и материалов, используемых человеком-оператором.

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 со 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 ПЭДН 40-117, преобразователь частоты Электон-05-400.

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. – 162 с.
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. – 12-16 с.
17. Мощинский Ю.А., Беспалов В.Я., Кириякин 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. – 22 с.

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. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2006. – 399 с.
24. Раицкий К.А. Экономика предприятия: учебник для вузов. – М.: Дашков и К, 2002. – 1012 с.
25. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
26. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО "НПО "Изд-во "Экономика", 2000.
27. Белоусенко, И. В. Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике газовой промышленности / И. В. Белоусенко [и др.]. – М. : Недра – Бизнесцентр, 2007. – 478 с.
28. Богданов, А. А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти (расчет и конструкция) / А. А. Богданов. – М. : Недра, 1968. – 271 с.
29. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
30. Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса.
31. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.

- 32.ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 33.ГОСТ 12.4.011 89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 34.ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
35. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
- 36.ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
- 37.ГОСТ 12.2.033-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
- 38.ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.

Приложение 1 Таблица п.1 Каталог ступеней и насосов ЗАО «Новомет – Пермь»

***ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСОВ**

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	5+5+5	5+5+6	
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	
Nном, 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	
Nmax, 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**

Q, м³/сут	H, м	КПД, %	N, кВт	Длина секции, м / количество ступеней, шт.																
				3/91/6	4/124/8	4.5/140	5/157/	6/190/	3+4	4+4	4+5	5+5	5+6	6+6	4+4+5	4+5+5	5+5+6	5+6+6		
0	6.2	0	0.032	560	765	865	970	1175	1325	1530	1735	1940	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
Nном, 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
Nmax, 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, серым цветом – насосы с плавным пуском

Приложение 2. Таблица п.2 Технические характеристики электродвигателей

ПЭДТН 12:125 - 117 и ПЭДТНС 125:300 - 117 (с 1.01.2004)

Тип электродвигателя	Номинальная мощн., кВт	Номинальное напряж., В	Номинальный ток, А	КПД, %	Cos φ, о.е.	Скольжение, %	Миним. диаметр сважин мм	Скорость охлаж. жидкости не менее м/с	Кол-во секций	Установочная длина, мм	Масса, кг	Синхронная частота вращения, об/мин	Мак. темп. охл. жидкости, °С	Мак. темп. обмотки двигателя, °С
ПЭДТН 12-117	12	670	15	82,9	0,832	3,5	123,7	0,02	1	2205	125	3000	120	170
ПЭДТН 12-117	12	280	34	84,5	0,861	3,6	123,7	0,02	1	2205	125	3000	120	170
ПЭДТН 16-117	16	650	20	84,1	0,845	3,7	123,7	0,02	1	2585	155	3000	120	170
ПЭДТН 22-117	22	700	25,5	84,2	0,845	3,8	123,7	0,05	1	2965	185	3000	120	170
ПЭДТН 28-117	28	850	27	84,1	0,838	3,9	123,7	0,06	1	3345	215	3000	120	170
ПЭДТН 32-117	32	1000	26,5	84,0	0,83	3,8	123,7	0,06	1	3725	245	3000	120	170
ПЭДТН 40-117	40	1250	26,0	84,4	0,842	3,9	123,7	0,07	1	4485	305	3000	120	170
ПЭДТН 45-117	45	1400	26	84,4	0,846	3,8	123,7	0,08	1	4865	335	3000	120	170
ПЭДТН 45-117	45	1050	34	84,0	0,866	4,4	123,7	0,08	1	4865	335	3000	120	170
ПЭДТН 50-117	50	1050	38,5	84,7	0,843	4,0	123,7	0,10	1	5245	365	3000	120	170
ПЭДТН 50-117	50	1200	33	84,3	0,865	4,1	123,7	0,10	1	5245	365	3000	120	170
ПЭДТН 56-117	56	1300	34	84,1	0,87	4,3	123,7	0,12	1	5625	395	3000	120	170
ПЭДТН 63-117	63	1950	26	84,4	0,85	3,9	123,7	0,12	1	6385	455	3000	120	170
ПЭДТН 63-117	63	1350	38	84,5	0,839	3,9	123,7	0,12	1	6385	455	3000	120	170
ПЭДТН 70-117	70	2100	27	84,3	0,846	4,0	123,7	0,30	1	6765	485	3000	120	170
ПЭДТН 80-117	80	1800	36	84,0	0,849	4,3	123,7	0,30	1	7145	515	3000	120	170
ПЭДТН 90-117	90	1900	38	83,6	0,861	4,6	123,7	0,30	1	7525	545	3000	120	170
ПЭДТН 100-117	100	1800	45	84,1	0,848	4,6	123,7	0,30	1	7905	575	3000	120	170
ПЭДТН 125-117	125	2100	48,5	83,7	0,847	4,9	123,7	0,30	1	9045	665	3000	120	170
ПЭДТНС 140-117	140	1900	58	84,7	0,874	4,4	123,7	0,30	2	12361	918	3000	120	170
ПЭДТНС 160-117	160	2200	57	84,7	0,87	4,4	123,7	0,30	2	14261	1059	3000	120	170
ПЭДТНС 180-117	180	2300	62	84,1	0,894	4,9	123,7	0,30	2	15021	1115	3000	120	170
ПЭДТНС 200-117	200	2600	61	84,4	0,863	4,6	123,7	0,30	2	16161	1200	3000	120	170
ПЭДТНС 250-117	250	2900	69	83,6	0,863	5,2	123,7	0,30	2	17681	1312	3000	120	170
ПЭДТНС 300-117	300	2950	81,5	84,0	0,861	4,8	123,7	0,30	3	22517	1671	3000	120	170

Приложение 3. Таблица п.3 Технические характеристики трансформаторов
серии ТМПН

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВ·А	Схема и группа соединения обмоток	Кол-во ступеней регулировки	Номинальное напряжение Вн, В	Напряжение, В (ток, А) ступеней регулирования	Потери, Вт		Напряженность, кВ, % не более	Размеры, мм					Масса, кг	
						х.х.	к.з.		Л	В	Н	А	А ₁		Масла полная
ТМПН-63/1-УХЛ1	63	У _μ /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
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)										
ТМПН-100/3-УХЛ1	100	У _μ /У-0	5	1170	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)	290	1970	5,5	1200	800	1400	550	480	190	660
ТМПН-125/3-УХЛ1	125	У _μ /У-0	36	1540	1610(35,9)-1525(35,9)-1440(35,9)-1355(35,9)-1270(35,9)	440	2100	5,5	1250	825	1550	550	550	245	820
ТМПН-100/3-УХЛ1	100	У _μ /У-0	5	1610	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)										
															1610(35,9)-1525(35,9)-1440(35,9)-1355(35,9)-1270(35,9)

Приложение 4. Таблица п.4 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, ⁰ 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.4

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 5. Таблица п.5 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 6. Таблица п.6

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 7. Таблица п. 7

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Код	Наименование загрязняющего вещества	Наименование нормируемого вещества	Использ. критерий	Значение	Класс опасности	Выбросы в-ва, т/год
0123	Пыль металлическая	Железа оксид	ПДК с.с	0.04	3	0.3454
0143	Марганец и его соедин-я	Марганец и его соедин-я	ПДК м.р	0.01	2	0.017
0203	Оксиды хрома	Хром шестивалентный	ПДК м.р	0.0015	1	0.0056
0301	Азота диоксид	Азота двуокись	ПДК м.р	0.085	2	0.2457
0330	Серы диоксид	Сернистый ангидрит	ПДК м.р	0.5	3	0.784
0342	Фториды газообразные	Фториды газообразные	ПДК м.р	0.02	2	0.0116
2963	Пыль древесная	Пыль древесная	ОБУВ	0.1	-	2.5924
2754	Углеводороды предел.	Углеводороды предел.	ПДК м.р	1	4	0.0489
0344	Фториды плохораств.	Фториды плохораств.	ПДК м.р	0.2	2	0.0137
2904	Мазутная зола	Ванадий	ПДК с.с	0.002	2	0.003

Приложение 8 Таблица п. 8

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 -