

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего  
профессионального образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
в г. Нижневартовске

Кафедра «Информатика»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА  
Рецензент

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
И.о. зав.кафедрой «Информатика»  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ / С.Г. Пономарева /

« 31 » мая 2016 г.

## Проектирование системы управления технологическими процессами дожимной насосной станции

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ-200100.2016.169. ПЗ ВКР

Консультанты  
Экономическая часть

к.э.н., доцент  
\_\_\_\_\_ / А. В. Прокопьев /  
« 3 » февраля 2016 г.

Безопасность жизнедеятельности  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ / А. Б. Тряпицын /  
« 15 » апреля 2016 г.

Руководитель работы

к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ / А.А. Руппель /  
« 27 » апреля 2016 г.

Автор работы  
студент группы НвФл-431

\_\_\_\_\_ / А.И. Таушканов /  
« 30 » мая 2016 г.

Нормоконтролер

старший преподаватель  
\_\_\_\_\_ / Л.Н. Буйлушкина /  
« 30 » МАЯ 2016 г.



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФИЛИАЛ ЮЖНО-УРАЛЬСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА  
В Г. НИЖНЕВАРТОВСКЕ  
КАФЕДРА «ИНФОРМАТИКА»

Направление 200100.62 Приборостроение

*(цифр и полное наименование направления)*

**УТВЕРЖДАЮ**

И.о. зав. кафедрой «Информатика»

к.т.н., доцент

 /С.Г. Пономарева /  
*личная подпись*

« 05 » февраля 2016 г.

## **ЗАДАНИЕ**

на выпускную квалификационную работу студента

Таушканова Алексея Игоревича

1. Тема работы: Проектирование системы управления технологическими процессами дожимной насосной станции

Утверждена приказом ректора университета от «15» апреля 2016 г. № 661

2. Срок сдачи студентом законченной работы « 30 » мая 2016 г.

3. Исходные данные к работе:

1. Описание дожимной насосной станции

2. Технологический процесс работы ДНС-1

3. Межгосударственные стандарты (ГОСТ)

4. Содержание пояснительной записки:

1 Технологический раздел

2 Раздел автоматизации

3 Экономический раздел

4 Безопасность жизнедеятельности







## АННОТАЦИЯ

Таушканов А.И. Проектирование системы управления технологическими процессами дожимной насосной станции – Нижневартовск: филиал ЮУрГУ, 2016, 74 с., 27 ил., библиогр. список – 26 наим.

Выпускная квалификационная работа выполнена с целью разработки системы управления технологическими процессами дожимной насосной станции для уменьшения расхода электроэнергии насосной установки.

В выпускной квалификационной работе произведен обзор и принципы работы дожимной насосной станции. Разобрана технологическая схема узла насосной станции, произведено моделирование асинхронной машины, рассчитаны показатели качества системы.

200100.2016.169 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проектирование системы управления технологическими процессами дожимной насосной станции	Лист	Лист	Листов
						26	6	74
Разраб.		Таушканов А.И.	<i>А.И. Таушканов</i>	30.05.16	Филиал ФГБОУ ВПО ЮУрГУ (ФВПО) в г. Нижневартовске кафедра «Информатика»			
Пров.		Рунтель А.А.	<i>А.А. Рунтель</i>	30.05.16				
Реценз.								
Н. контр.		Бучламыкина	<i>Б.И. Бучламыкина</i>	30.05.16				
Утв.		Пономарева	<i>Л.А. Пономарева</i>	30.05.16				

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	10
1.1 Общая характеристика ДНС-1.....	10
1.1.1 Назначение и состав ДНС-1.....	10
1.2 Технологический процесс работы ДНС-1 .....	11
1.3 Технологическая схема дожимной насосной станции.....	13
1.4 Насосные агрегаты.....	16
1.5 Комплекс технических средств системы автоматического управления дожимной насосной станции .....	18
1.6 Общие требования к системам автоматизации технологических объ- ектов магистральных нефтепроводов.....	26
1.7 Общесистемные решения.....	27
1.8 Контроль технологического процесса работы ДНС .....	28
1.9 Задачи по совершенствованию системы автоматизированного управ- ления на основе изменения её структуры и введения новых элемен- тов.....	30
1.9.1 Автоматизация и контроль дожимной насосной станции.....	30
2 РАЗДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ .....	32
2.1 Система автоматизированного контроля и управления нефтеперека- чивающей станции.....	32
2.2 Мнемосхема насосов перекачки нефти .....	36
2.3 Моделирование асинхронной машины .....	38
2.4 Разработка структурной схемы системы автоматического управления НПС .....	44
2.5 Расчет показателей качества системы автоматизации НВП-1-3 .....	50
3 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	56

					200100.2016.169 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

3.1 Предполагаемая (базовая) стоимость .....	56
3.2 Расчетная (новая) стоимость .....	58
4 РАЗДЕЛ БЕЗОПАСНОСТИ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	61
4.1 Источники негативных факторов влияющих на оператора нефтеперекачивающей станции .....	61
4.2 Меры по снижению опасных и вредных факторов нефтеперекачивающей станции.....	64
4.3 Пожарная безопасность.....	69
4.4 Экологическая безопасность .....	69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	72
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	73

					200100.2016.169 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докцм.	Подпись	Дата		8



## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время одной из актуальных задач в сфере добычи нефти является повышение эффективности технологического процесса перекачки нефти. Любая компания заинтересована в снижении затрат в производстве, и достижении положительного экономического эффекта. Поэтому целью работы стало уменьшение расхода электроэнергии насосной установки путем модернизации ее системы управления. Для решения поставленной цели были разработаны следующие задачи, которые необходимо решить для разрабатываемой системы автоматизированного управления:

- аналитический обзор технологического процесса работы дожимной насосной станции (далее – ДНС);
- произвести выбор измерительной и регулирующей аппаратуры;
- разработка технологической схемы узла перекачки нефти ДНС;
- разработка структурной схемы системы автоматического управления узла насосной станции;
- осуществить моделирование системы управления асинхронной машины;
- произвести расчет показателей качества системы автоматизации.

В данной работе дополнительно был произведен экономический расчет, а также рассмотрены воздействия вредных и опасных факторов на обслуживающий персонал и мероприятия по их снижению, условия эксплуатации, при которых будет обеспечиваться нормальное функционирование технических средств станции.

Структура выпускной квалификационной работы.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка использованной литературы. Изложена на 74 страницах машинописного текста, содержит 28 рисунков, 4 таблицы, библиографический список из 26 наименований

## 1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

### 1.1 Общая характеристика ДНС-1

Дожимная насосная станция №1 Пермьяковского месторождения (далее – ДНС-1) представляет собой комплекс сооружений, оборудования и устройств, предназначенных для приема, хранения и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу, учета ее количества и контроля качества.

#### 1.1.1 Назначение и состав ДНС-1

ДНС-1 является перекачивающей насосной станцией с емкостями и предназначена для приема нефти и перекачки ее из емкостей в магистральный нефтепровод.

Пермьяковское месторождение открыто в 1972 году и введено в эксплуатацию в 1985 году. По геологическому строению является сложным, а по величине извлекаемых запасов месторождение относится к категории средних.

В состав ДНС-1 входят:

- 1) Узел предварительной сепарации нефти и газа.
- 2) Узел сброса воды.
- 3) Сепараторы-буферы.
- 4) Насосы перекачки нефти 1.
- 5) Узел учета нефти.
- 6) Резервуар вертикальный стальной (далее – РВС).
- 7) Система пожаротушения.
- 8) Узел перекачки воды.
- 9) Факельное хозяйство и узел учета газа.
- 10) Узел конечной сепарации газа.
- 11) Дренажные емкости.

- 12) Блок дозирования реагентов.
- 13) Сепаратор буфер (в резерве).
- 14) Насосы перекачки нефти 2.

## 1.2 Технологический процесс работы ДНС-1

Основной схемой технологического процесса перекачки нефти ДНС-1 является перекачка с "подключенными резервуарами" или "через резервуары" (рисунок 1.1).

При перекачке на ДНС-1 нефть по подводящему трубопроводу поступает с давлением  $3 \text{ кгс/см}^2$  через приёмные задвижки, расположенные в узле пуска и приёма средств очистки и диагностики, и проходя фильтры-грязеуловители, далее через систему измерения количества и показателей качества нефти (далее – СИКН) в технологические резервуары РВС – 300 №1 и №2, РВС – 2000 №1 и №2.

Для перекачки со станции нефть откачивается из резервуаров через запорную арматуру и вертикальный фильтр в нефтегазосепараторы, насосными агрегатами нефтеперекачивающей станции насосами внешней перекачки нефти 1-3(п) (далее – НВП) дожимной насосной станции резервуарного парка и подаётся на вход магистральных насосов НВП-1-3(м), далее через СИКН в магистральный нефтепровод. [5]

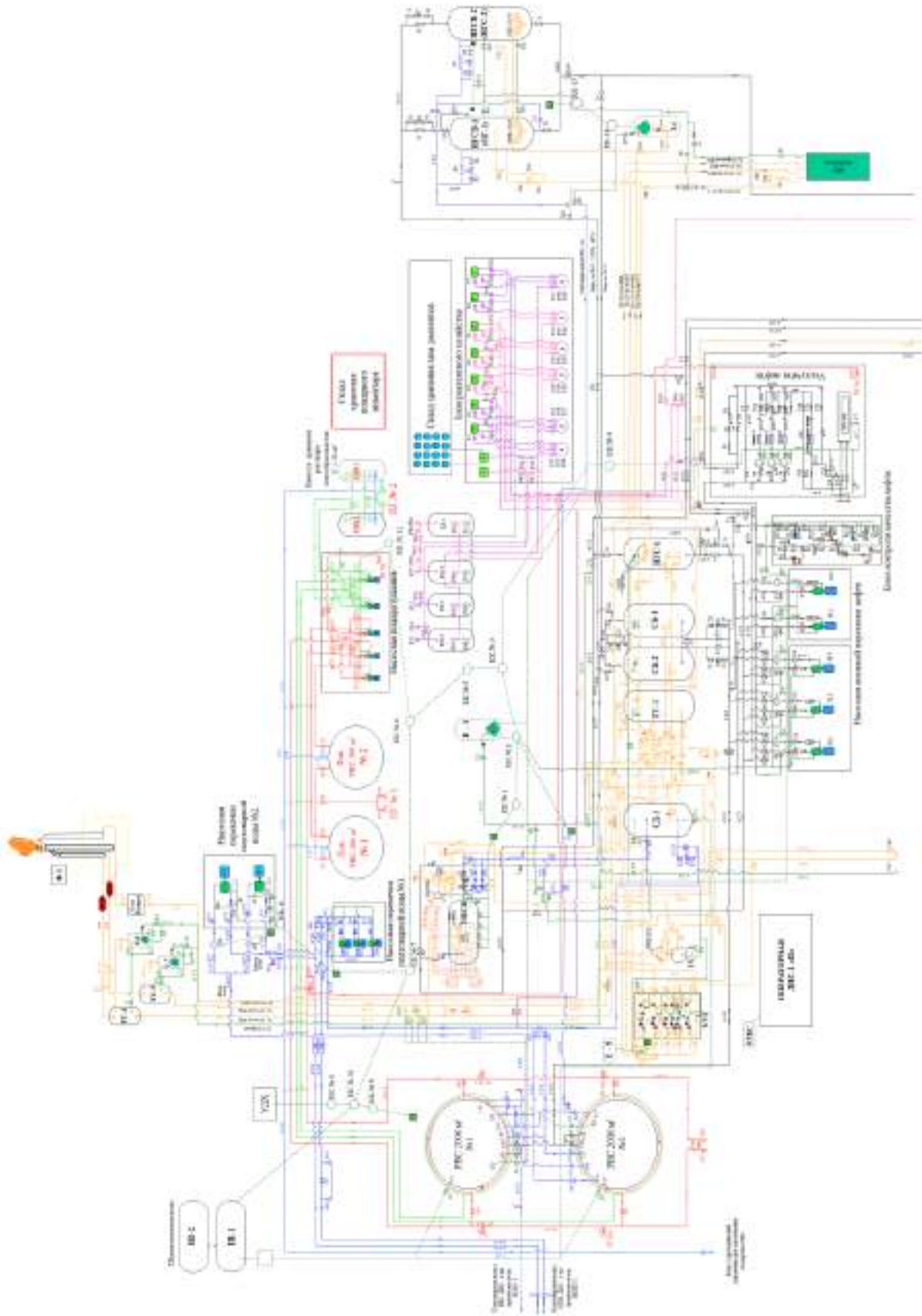


Рисунок 1.1 – Схема технологическая процесса перекачки нефти

На случай превышения давления на выходе дожимной насосной станции установлены предохранительные клапаны, связанные трубопроводами с ёмкостями для сбора утечек, а так же обратные клапаны.

### 1.3 Технологическая схема дожимной насосной станции

Технологическая схема дожимной насосной станции позволяет выполнять следующие операции:

- прием нефти из резервуарного парка на вход подпорных насосов;
- поддержание давления на приеме магистральной насосной станции не ниже заданного и на выходе станции не выше заданного;
- откачку нефти из резервуаров насосами с производительностью 105 м<sup>3</sup>/ч и напором 98 м в приемный трубопровод;
- сбор утечек и дренажа от насосов;
- зачистку резервуаров и подающих трубопроводов резервуарного парка резервным насосом;
- возможность внутриварковых перекачек при режиме работы с «подключенной емкостью» резервным насосом.

Технологическая схема дожимной насосной приведена на рисунке 1.2.

Работа насосных агрегатов предусмотрена по схеме два рабочих, один резервный. При остановке насосной предусматривается закрытие существующих задвижек № 51-53. На выкидном трубопроводе насосов установлены обратные затворы. Существующие задвижки № 51-53 и обратные затворы располагаются на открытой площадке за пределами насосной. Управление задвижками осуществляется с диспетчерского пункта.

НВП-1-3(п) служит для подачи нефти от резервуаров к основным (магистральным) насосам. [3]



Станция состоит из насосов секционного горизонтального ЦНС 105/98 в комплекте с электродвигателями типа ВАО2-280SY2,5.

Насосные агрегаты имеют устройства автоматической защиты (датчики для контроля температуры подшипников насосов и электродвигателей и корпуса насосов, датчики давления, датчики для контроля вибрации), обеспечивающие контроль параметров работы агрегатов в соответствии с технической документацией завода-изготовителя агрегатов и рабочей документацией «Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения» и отключение агрегатов при возникновении неисправности или аварийной ситуации.

Приборные стойки с датчиками и вторичными блоками контрольно-измерительных приборов для контроля параметров работы насосного агрегата установлены между насосными агрегатами.

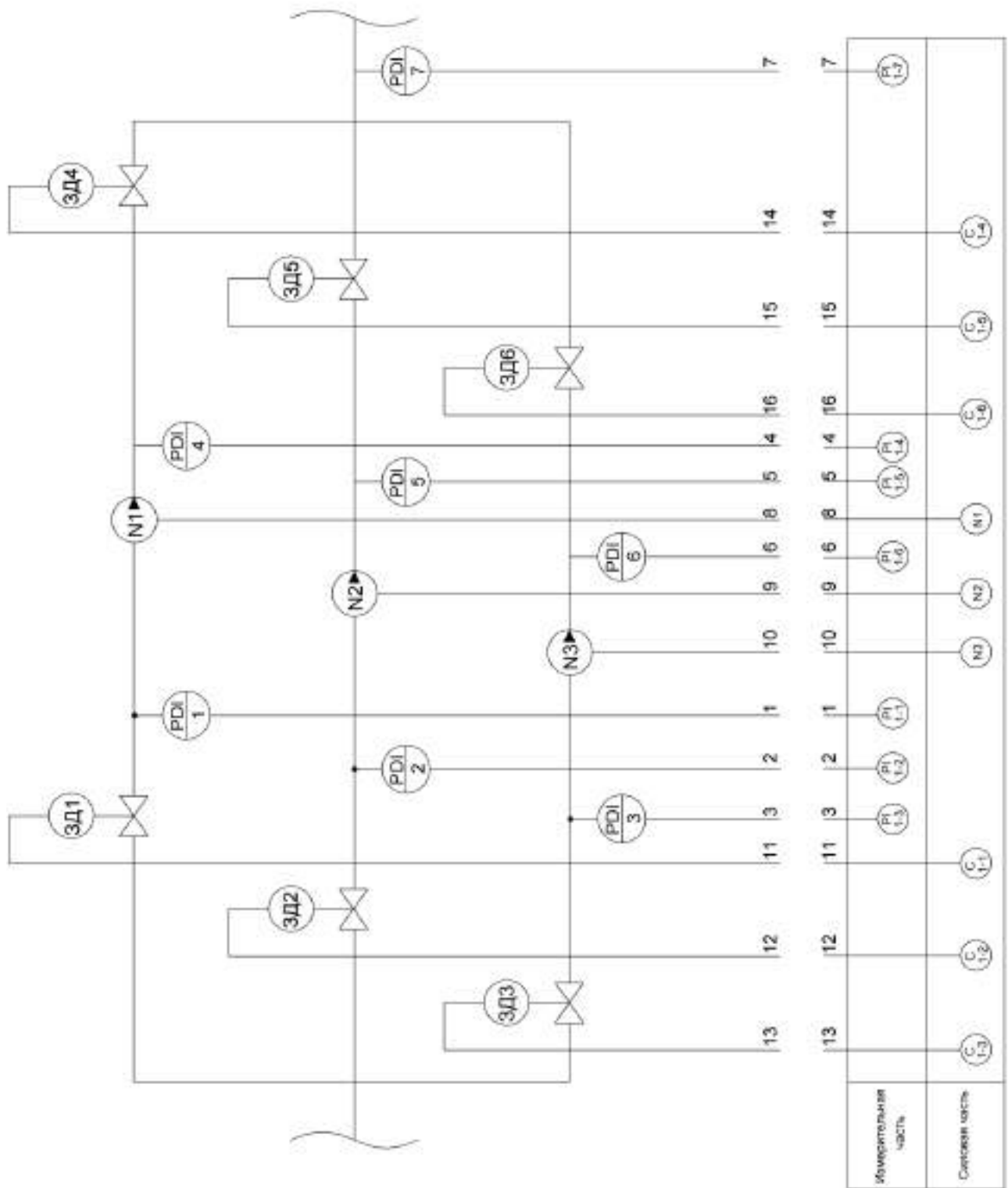


Рисунок 1.1 – Схема технологическая насосной станции

## 1.4 Насосные агрегаты

Основным оборудованием дожимной насосной станции являются насосы секционные горизонтальные ЦНС 105/98 в комплекте с электродвигателями типа ВАО2-280SY2,5.

Технологическая обвязка насосных агрегатов запроектирована из условия обеспечения достаточной компенсационной способности с целью недопущения передачи дополнительных усилий от трубопроводной обвязки на патрубки насосов сверх допустимых.

На приемных линиях насосов установлены сетчатые фильтры решетки. На выкидных трубопроводах установлены обратные клапаны.

Насосы эксплуатируются без автономной масляной станции, узлы насоса смазываются и охлаждаются непосредственно перекачиваемой нефтью (без дополнительной обвязки насоса трубопроводами); имеют высокую всасывающую способность.

Насосы одноступенчатые, двухстороннего входа с горизонтально-разъемным корпусом. Для улучшения антикавитационных характеристик перед рабочим колесом с обеих сторон установлены шнеки с переменным шагом лопаток. Корпус насоса – литой с горизонтальной плоскостью разъема. Входной и выходной патрубки расположены в нижней части корпуса и направлены в противоположные стороны перпендикулярно к продольной оси насосов. Такое расположение патрубков позволяет осуществить разборку насоса без демонтажа соединительных трубопроводов. Соединение патрубков насосов с всасывающими и нагнетательными патрубками выполняется сваркой. В нижней части корпуса приварены четыре кронштейна для крепления насосов к фундаментам.

Опорами ротора насосов служат гидростатические подшипники, состоящие из вкладыша, закрепленного в корпусе и втулке на валу. Для увеличения ресурса подшипников на рабочие поверхности вкладыша и втулки наносится твердое покрытие на основе карбита вольфрама.

Уплотнение внутренней полости по валу осуществляется сильфонным торцовым уплотнением, в котором предусмотрен аварийный отвод утечек в безнапорную емкость.

Конструкция насосов позволяет исключить попадание механических частиц в зазоры между рабочими поверхностями узлов.

Насосы секционные горизонтальные комплектуются асинхронными короткозамкнутыми электродвигателями во взрывонепроницаемой оболочке типа АЗВ с воздушным охлаждением и замкнутой системой вентиляции мощностью 110 кВт и частотой вращения 3000 об/мин.

Насосы изготавливаются во взрывобезопасном исполнении для эксплуатации во взрывоопасной зоне класса В-1а для транспортировки нефти с категорией и группой взрывоопасной смеси ПА-Т3 по ГОСТ Р МЭК 60079-0-2011 – Взрывоопасные среды.

Подпорные насосные агрегаты имеют устройства автоматической защиты (датчики для контроля температуры подшипников насосов и электродвигателей и корпуса насосов ТЕ, датчики давления РЕ, датчики для контроля вибрации SE), обеспечивающие контроль параметров работы агрегатов в соответствии с технической документацией завода-изготовителя агрегатов и рабочей документацией «Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения» и отключение агрегатов при возникновении неисправности или аварийной ситуации.

Приборные стойки с датчиками и вторичными блоками КИП и А для контроля параметров работы насосного агрегата установлены между насосными агрегатами. [1]

## 1.5 Комплекс технических средств системы автоматического управления дожимной насосной станцией

Комплекс технических средств (далее – КТС) системы достаточен для выполнения всех технических требований.

В КТС должны использоваться унифицированные, серийно выпускаемые средства, опробованные в промышленной эксплуатации.

Любое из технических средств должно допускать замену его в процессе эксплуатации (или при модернизации) на средство аналогичного назначения без каких-либо конструктивных изменений или регулировок в остальных устройствах.

Для обеспечения точности регулирования давления перекачиваемой нефти, должны контролироваться параметры подпорных агрегатов:

- температура корпуса насоса;
- температура подшипников насоса и электродвигателя;
- давление на выходе агрегата.



а)



б)

Рисунок 1.3 – Технические средства системы автоматического управления. а) – датчик температуры ТСМ-1193-03; б) датчик давления Метран-43-Ех-ДИ



Для контроля температуры подшипников насоса и электродвигателя, температуры нефти в корпусе насоса устанавливаются термопреобразователи сопротивления платиновые ТСМ-1193-03. Для измерения давления на выходе насоса устанавливаются датчики давления Метран-43-Ех-ДИ.

Датчик давления Метран-43-Ех-ДИ.

Датчики давления Метран-43-Ех-ДИ предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами. Датчики обеспечивают непрерывное преобразование значения измеряемого параметра - избыточного давления, давления разрежения, разности давлений, гидростатического давления нейтральных, агрессивных, газообразных и жидких сред в унифицированный токовый выходной сигнал дистанционной передачи.

Габариты: 189x118x150 мм.

Пределы измерения: 10...630кПа; 0,4...40МПа.

Единицы измерения: стандартно - kgf/cm<sup>2</sup>, МПа, кПа

Класс точности: 0,5.

Диапазон измерений: избыточного давления - от 0 до 75% диапазона показаний.

Температура окружающего воздуха: от -50° до +60°С.

Устойчивость к климатическим воздействиям: исполнение УХЛЗ.1, У2 по ГОСТ 15150-69 – Исполнения для различных климатических районов.

Виброзащищенность: группа В1, В2.

Материал корпуса: нержавеющей сталь.

Механизм: нержавеющей сталь.

Масса: 2,5...4 кг.



Рисунок 1.4 – Датчик уровня ультразвуковой ДУУ2М-02Т

Датчик уровня ультразвуковой ДУУ2М-02Т предназначен для измерения уровня различных жидкостей, уровней раздела сред многофазных жидкостей (нефть – эмульсия – подтоварная вода и т.п.), а также измерения температуры и давления контролируемой среды.

Измерение уровня продукта основано на измерении времени распространения в стальной проволоке короткого импульса упругой деформации. По всей длине проволоки намотана катушка, в которой протекает импульс тока, создавая магнитное поле. В месте расположения поплавка с постоянным магнитом, скользящего вдоль проволоки, в ней под действием магнитострикционного эффекта возникает импульс продольной деформации, который распространяется по проволоке и фиксируется пьезоэлементом, закрепленным на ней. Кроме того, возникает импульс упругой деформации, отраженный от нижнего конца чувствительного элемента датчика и фиксируемый пьезоэлементом.

Основные технические характеристики:

Диапазон измеряемых температур от -45 до +120°C;

Давление контролируемой среды до 2,0 МПа;

Плотность контролируемой среды от 600 до 1500 кг/м<sup>3</sup>;

Степень защиты IP68 по ГОСТ 15150-69 – Исполнения для различных климатических районов



Рисунок 1.5 – Преобразователь давления Альбатрос p20

Преобразователи давления Альбатрос p20 предназначены для измерения избыточного и абсолютного давлений газообразных продуктов, жидких продуктов и паров. Преобразователи давления выпускаются во взрывозащищенном исполнении или в исполнении без взрывозащиты.

Выходные сигналы прибора: от 4 до 20 мА или от 4 до 20 мА с HART-протоколом.

Контроллер ГАММА-7М осуществляет сбор, обработку входных аналоговых и дискретных сигналов от датчиков и параллельное независимое управление исполнительными устройствами. Метрологические характеристики измеряемых параметров определяются датчиками, подключенными к прибору. Прибор имеет четыре единичных светодиодных индикатора, индицирующих текущее состояние ключей, и пьезоэлектрический звонок для сигнализации различных ситуа-

ций, возникающих в процессе его работы. Для программирования прибора пользователю предоставляется 16-кнопочная клавиатура.

Характеристики базового блока прибора:

- тактовая частота модуля процессора МП5М – 24 МГц;
- объем ОЗУ – 8 Кбайт;
- объем энергонезависимой памяти программ и данных – 128 Кбайт;
- энергонезависимые часы реального времени;
- число подключаемых датчиков или КСМ – два;
- соединитель для подключения модуля интерфейса МИ/М;
- соединитель для подключения модуля расширения (МСД, МТС1 или МТС2).



Рисунок 1.6 – Контроллер ГАММА-7М

В системе предусмотрена возможность формирования выходных управляющих сигналов, сообщений и звуковой сигнализации при возникновении предаварийных и аварийных значений технологических параметров. Модуль интерфейса контроллера осуществляет связь прибора с ЭВМ верхнего уровня по одному из стандартных интерфейсов в формате протокола Modbus, что позволяет интегрировать прибор в состав АСУ ТП. [2]

Задвижка стальная предназначенная для установки в качестве запорного устройства на трубопроводах. Задвижка стальная используется для жидких и газообразных сред с температурой до 560°C. Материал корпуса стальной за-

движки: Ст.20, 25, ХМФ, 09Г2С, 12Х18Н10Т и др. Задвижки стальные поставляются с ответными фланцами, прокладками и крепежом.

Задвижка стальная 30с927нж под электропривод, 30с527нж с редуктором Ру25 клиновья фланцевая (под приварку) (рисунок 1.7).

Среда – вода, пар, газ, топливо при  $t$  до 300°С;  
Класс герметичности задвижки стальной – «А», «В», «С»;  
Материал основных деталей – ст.20, ст.12Х18Н10Т [12].



Рисунок 1.7 – Задвижка стальная 30с927нж под электропривод, 30с527нж с редуктором Ру25 клиновья фланцевая (под приварку)

Управление электроприводом задвижки может осуществляться вручную или в автоматическом режиме (рисунок 1.8).

В автоматическом режиме управления команды из контроллера поступают на реверсивный пускатель, который осуществляет управление электродвигателем М. С контактов МПО и МПЗ поступает информация в контроллер о направление регулирования («открыть», «закрыть»). [10]

Путевые выключатели МПО и МПЗ контролируют крайние положения (полностью «открыть», полностью «закрыть») при их срабатывании происходит отключение электродвигателя. Кроме этого М содержит датчик положения задвижки клапана, аналоговый сигнал подается в контроллер. Контроллер осуществляет обработку сигналов поступающих с датчиков МПО и МПЗ и датчиков



положения, и выработывает в соответствии с заложенным алгоритмом (программы) управление электроприводом регулирующего клапана.

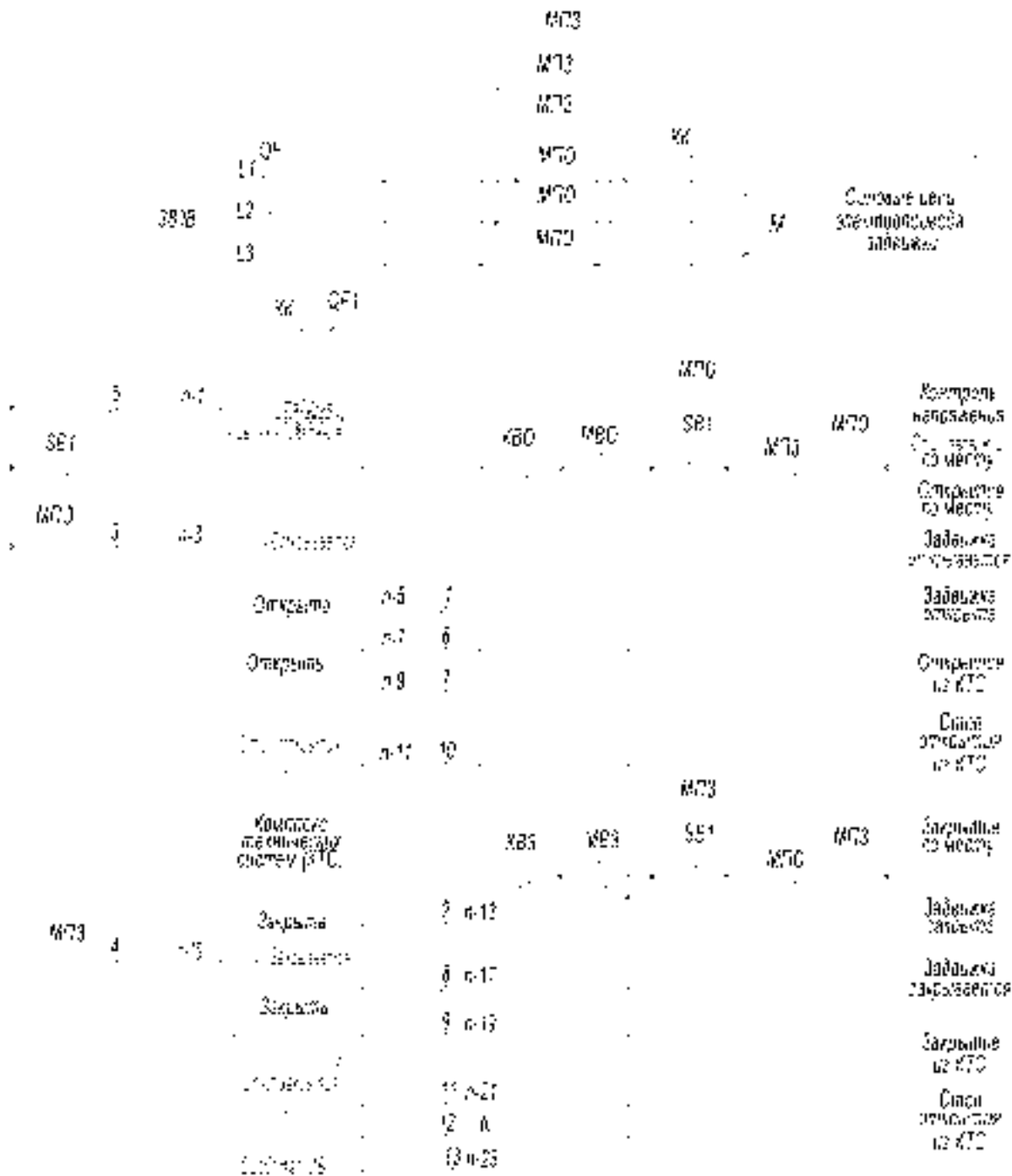


Рисунок 1.8 – Схема управления электрифицированной задвижкой



Рисунок 1.9 – Преобразователь частотный векторный ПЧВ-3

Линейка ПЧВ3 имеет расширенные функциональные возможности, меньшие массогабаритные характеристики, увеличенный диапазон мощностей. Помимо стандартного исполнения ПЧВ3 со степенью защиты корпуса IP20 новая линейка включает 17 модификаций частотных преобразователей в диапазоне мощностей от 0,75 до 90 кВт со степенью защиты корпуса IP54. Такие преобразователи частоты могут быть установлены в помещениях с повышенным пыле- и влагообразованием без использования шкафа управления, что значительно упрощает монтаж оборудования, не требует создания системы принудительной вентиляции и снижает общие затраты на систему автоматизации.

Функционал линейки ПЧВ3 заточен под наиболее популярные HVAC-применения, обеспечивая в том числе:

- «спящий» режим, необходимый в системах с переменным разбором жидкости для насосов;
- специализированный противопожарный режим, необходимый для частотных преобразователей, управляющих вентиляцией в современном здании.

Все приборы и средства автоматизации должны иметь соответствующую взрывозащиту, сертификаты Госстандарта России об утверждении типа средства измерения, разрешения Ростехнадзора на их применение. [4]

#### 1.6 Общие требования к системам автоматизации технологических объектов магистральных нефтепроводов

Технологические системы автоматизации и телемеханизации объектов магистральных нефтепроводов (далее – МН) должны обеспечивать:

- контроль состояния и управление технологическим оборудованием МН из диспетчерского пункта
- автоматическую защиту и блокировку управления технологическим оборудованием МН;
- автоматическую защиту линейной части МН от превышения давления;
- автоматическое регулирование давления, расхода, температуры и показателей качества нефти;
- регистрацию, архивацию, документирование и отображение информации о работе технологического оборудования МН;
- связь с другими системами автоматизации и информационными системами;
- устойчивую работу вспомогательных систем ДНС при отключениях одного источника электроснабжения.

Оборудование, установленное на объектах МН (системы связи, системы энергоснабжения, технологическое оборудование и т.д.), должно обеспечивать возможность автоматизации и телемеханизации объектов МН.

## 1.7 Общесистемные решения

Создаваемая АСУ ТП проектируется с использованием концепций систем нового поколения, которые имеют возможности встроенного экономического мониторинга технологических действий оператора. Это обеспечивается за счет ведения внутрисистемного процесса, «параллельного» для внешних реальных производственных процессов, а также за счет постоянного обмена информацией между этими процессами. Поэтому имеется возможность оперативного запуска нужного алгоритма оценки непосредственно сразу после того, как то, или иное действие было совершено во внешнем мире, и информация об этом попала в систему (как входные данные для алгоритма). Исходя из этих принципов, разработаны общесистемные решения, которые обеспечивают прозрачность информационных потоков «снизу-вверх» от систем реального времени, функционирующих на технологических объектах, до бизнес приложений, используемых на уровне предприятия и корпорации и «сверху-вниз» от бизнес приложений до систем реального времени.

В иерархии системы необходимо выделить следующие уровни:

- уровень приложений, функционирующих в сетях офисов предприятия и корпорации, включая мобильных пользователей;
- уровень приложений, функционирующих в сетях технологических площадок или цехов;
- уровень приложений, обеспечивающих работу станций операторов;
- уровень приложений, функционирующий на уровне контроллеров.

## 1.8 Контроль технологического процесса работы ДНС

Оперативный персонал ДНС осуществляет:

- непосредственное управление технологическим процессом, системами, сооружениями;

– учет количества принимаемой, перекачиваемой, сдаваемой, находящейся на хранении нефти и контроль ее качества;

– постоянный контроль технологических параметров, технического состояния основного и вспомогательного оборудования, систем, сооружений на введенных объектах, а также регистрацию значений технологических параметров.

Все переключения на ДНС, технологических трубопроводах, пуски, остановки основного оборудования, изменения режимов работы ДНС, нефтепроводов должны регистрироваться в оперативной документации диспетчерских служб и оперативного персонала ДНС.

Оперативный контроль, регистрация, анализ основных технологических параметров работы ДНС, осуществляется не реже, чем через каждые два часа, на всех уровнях диспетчерских служб.

При возникновении аварийных ситуаций на объектах ДНС оперативно-диспетчерский персонал должен действовать согласно Планам ликвидации возможных аварий и Планам тушения пожаров.

Работники оперативно-диспетчерских служб в рамках своих выполняемых функций руководствуются:

- настоящим Регламентом;
- должностными, производственными инструкциями;
- метрологическим обеспечением учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов;
- рекомендацией по определению массы нефти при учетных операциях с применением системы измерения количества и показателей качества нефти;
- правилами технической эксплуатации МН; правилами технической эксплуатации резервуаров МН и нефтебаз.
- технологической картой защит магистральных нефтепроводов;
- технологической картой эксплуатации резервуарного парка;
- картами уставок, технологических защит, блокировок и сигнализации оборудования и сооружений ДНС и МН;

- планами ликвидации возможных аварий и планами тушения пожаров;
- стандартами, техническими условиями на принимаемую и сдаваемую нефть;
- правилами по охране труда, пожарной безопасности, промышленной безопасности;

Работа оперативной службы оформляется записями в следующих документах:

- в суточном графике оператора;
- в оперативном журнале;
- в журнале распоряжений;
- в журнале контроля движения средств очистки и диагностики;
- в журнале производства плановых и аварийных работ;
- в журнале патрулирования линейной части МН;

Срок хранения перечисленных документов – 3 года.

Оперативный персонал ДНС должен иметь следующие чертежи и схемы:

- генеральный план ДНС с существующими сетями;
- подробные технологические схемы объектов с обозначением номеров задвижек, резервуаров, насосных агрегатов, фильтров-грязеуловителей, другого оборудования с указанием их основных технических характеристик;
- технологические карты резервуаров;
- технологические карты оборудования ДНС и МН;
- градуировочные таблицы резервуаров;
- плановые технологические режимы МН, планы-графики работы МН;
- инструкции оператору при возникновении аварийных ситуаций.

На ДНС предусмотрено:

- централизованное управление всеми устройствами из операторной;
- автоматическая защита насосной по общестанционным параметрам;
- автоматическое управление вспомогательными системами. [3]

1.9 Задачи по совершенствованию системы автоматизированного управления на основе изменения её структуры и введения новых элементов

#### 1.9.1 Автоматизация и контроль дожимной насосной станции

Основополагающие понятия для любого производства в различных отраслях промышленности – автоматизированный контроль и управление технологическими процессами. На сегодняшний день трудно представить, что какое-либо производство может обойтись без примитивного регулятора.

В настоящее время сделаны большие достижения в области автоматизированного контроля и управления за технологическими процессами отходя от громоздких щитов и пультов операторов осваивая интегрированные локальные сети автоматизированных систем управления.

Современные средства автоматизации (датчики, регуляторы, контроллеры, исполнительные механизмы и т.д.) стали интеллектуальными.

Так, например регуляторы имеют встроенные интерфейсы для общения в сети. Применение интерфейса как RS-485- позволяет использовать их как в комплекте с управляющим ядром, так и в различных других SCADA-системах.

Система автоматизации объектов МН должна обеспечивать функционирование следующих уровней контроля и управления:

- контроль и управление оборудованием, расположенным на одной площадке,
- автоматическое управление технологическим процессом смешения нефти, наливом нефти на эстакаду с обеспечением взаимодействия указанных технологических объектов,
- контроль и управление объектами линейной части магистральных нефтепроводов в зоне ответственности ДНС.

– контроль технологического процесса транспортировки нефти в пределах технологических участков МН, и управление в пределах установленных границ технологических участков МН.

– оперативные контроль и управление системой магистральных нефтепроводов по обеспечению приема нефти от производителей в соответствии с графиком транспортировки и поставки нефти нефтеперерабатывающим предприятиям.[1]

Выводы по разделу один:

1) Нефтеперекачивающие станции являются сложным комплексом сооружений магистрального нефтепровода. Обеспечение эффективной и надежной работы нефтеперекачивающих станций - необходимое условие эксплуатации магистральных нефтепроводов.

2) Технологическая схема дожимной насосной станции состоит из насоса в комплекте с электродвигателем, датчиков давления, электрозадвижек.



## 2 РАЗДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ

### 2.1 Система автоматизированного контроля и управления нефтеперекачивающей станции

Управление и контроль за технологическим процессом работы ДНС осуществляется из операторной с передачей информации в цех добычи нефти и газа, с последующей передачей в офис компании.

На ДНС предусмотрено:

- централизованное управление всеми устройствами из операторной;
- автоматическая защита насосной по общестанционным параметрам;
- автоматическое управление вспомогательными системами.

Система автоматического контроля и управления параметрами должна обеспечивать логику управления: сигналы от исполнительных механизмов и датчиков, проходя через информационную шину и контроллеры, дублируются на пункты управления операторной нефтеперекачивающей станции.

На диспетчерских пунктах предусматривается устройство оперативной (диспетчерской) телефонной связи.

Оперативная связь с персоналом на нефтеперекачивающей станции осуществляется по прямым каналам связи с прокладкой телефонных кабелей; при этом могут быть использованы каналы связи энергосистем, городских телефонных сетей. Следует предусматривать максимальное совмещение каналов связи и телемеханики в общем кабеле. Для связи между персоналом, находящимся на линии, и эксплуатационным персоналом базы на автомашине эксплуатационного обслуживания станции предусматриваться радиотелефонная станция. Допускается установка автоматической телефонной станции для базы эксплуатации нефтеперекачивающей станции.

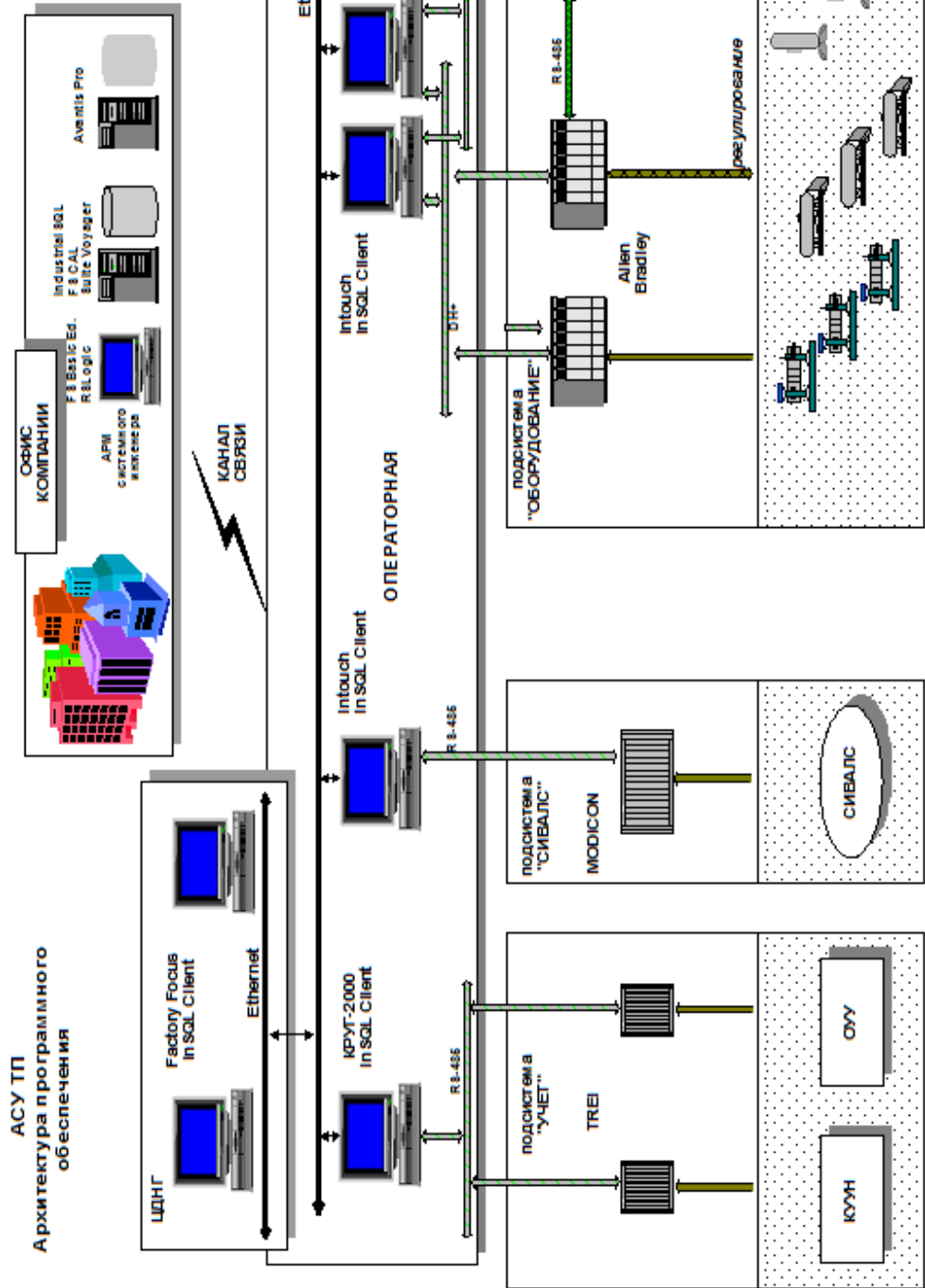


Рисунок 2.1 – Архитектура программного обеспечения

Требования к размещению и компоновке рабочих мест:

Система включает несколько (до 10) автоматизированных рабочих мест диспетчеров, размещенных в помещении диспетчерской станции.

Автоматизированные рабочие места диспетчеров оборудованы операторскими станциями с цветными мониторами.

Рабочие места дежурного персонала ДНС оснащаются операторскими панелями, встроенными в станции телемеханики.

Компоновка рабочего места оператора разрабатывается на этапе рабочей документации и согласовывается с Заказчиком.

Требования к операторскому интерфейсу:

Основным средством отображения информации и управления - цветной графический монитор операторской станции. Резервным средством отображения информации и управления - операторские панели, встроенные в станции телемеханики. Функциональные возможности основных и резервных средств отображения и управления идентичны.

Технологические сообщения, выдаваемые оператору, на русском языке, системные сообщения, выдаваемые системному инженеру, могут быть на английском и русском языках.

Для операторского интерфейса предусмотрена система защиты от несанкционированного доступа к изменяемым параметрам системы.

Структура операторского интерфейса.

Взаимодействие оператора с системой должно обеспечиваться иерархической системой видеокладов.

Каждый видеоклад содержит:

- 1) рабочую область, содержащую мнемосхему процесса или видеограмму;
- 2) верхнюю строку, содержащую кнопки и пиктограммы для вызова требуемых мнемосхем и видеограмм;
- 3) нижнюю строку, содержащую панели сигнализации.

Мнемосхемы процесса в максимальной степени отражать структуру объекта и его текущее состояние, а именно:

- 1) состав технологического оборудования;
- 2) динамику изменения состояния процесса;
- 3) численные значения параметров процесса;
- 4) состояние механизмов и агрегатов.

По степени детализации отображения информации операторский интерфейс включает следующие виды мнемосхем:

- 1) детальные мнемосхемы;
- 2) групповые мнемосхемы;
- 3) обзорные мнемосхемы.

Операторский интерфейс должен включать следующие видеogramмы:

- 1) тренды реального времени;
- 2) исторические тренды;
- 3) экраны настройки регуляторов;
- 4) экраны аварийной и предупредительной сигнализации (текущие и исторические);
- 5) экраны формирования отчетов;
- 6) экран диагностики системы;
- 7) экран парольной защиты.

Тренды обеспечивают отображение текущих (в реальном времени) и зарегистрированных (история процесса) значений параметров в виде временных графиков. Тренды реального времени встроены в мнемосхемы. Исторические тренды доступны для просмотра и печати в виде графиков.

Экран настройки регуляторов содержит изображение лицевой панели регулятора с доступными органами управления. В экран встроены тренды реального времени, отображающие динамику изменения параметров контура регулирования (регулируемая переменная, выходной сигнал на регулирующий орган).

Экран аварийной и предупредительной сигнализации содержит в хронологическом порядке перечень сообщений об отклонениях контролируемых параметров.

Экран формирования отчетов содержит меню с перечнем формируемых отчетов. [3]

## 2.2 Мнемосхема насосов перекачки нефти

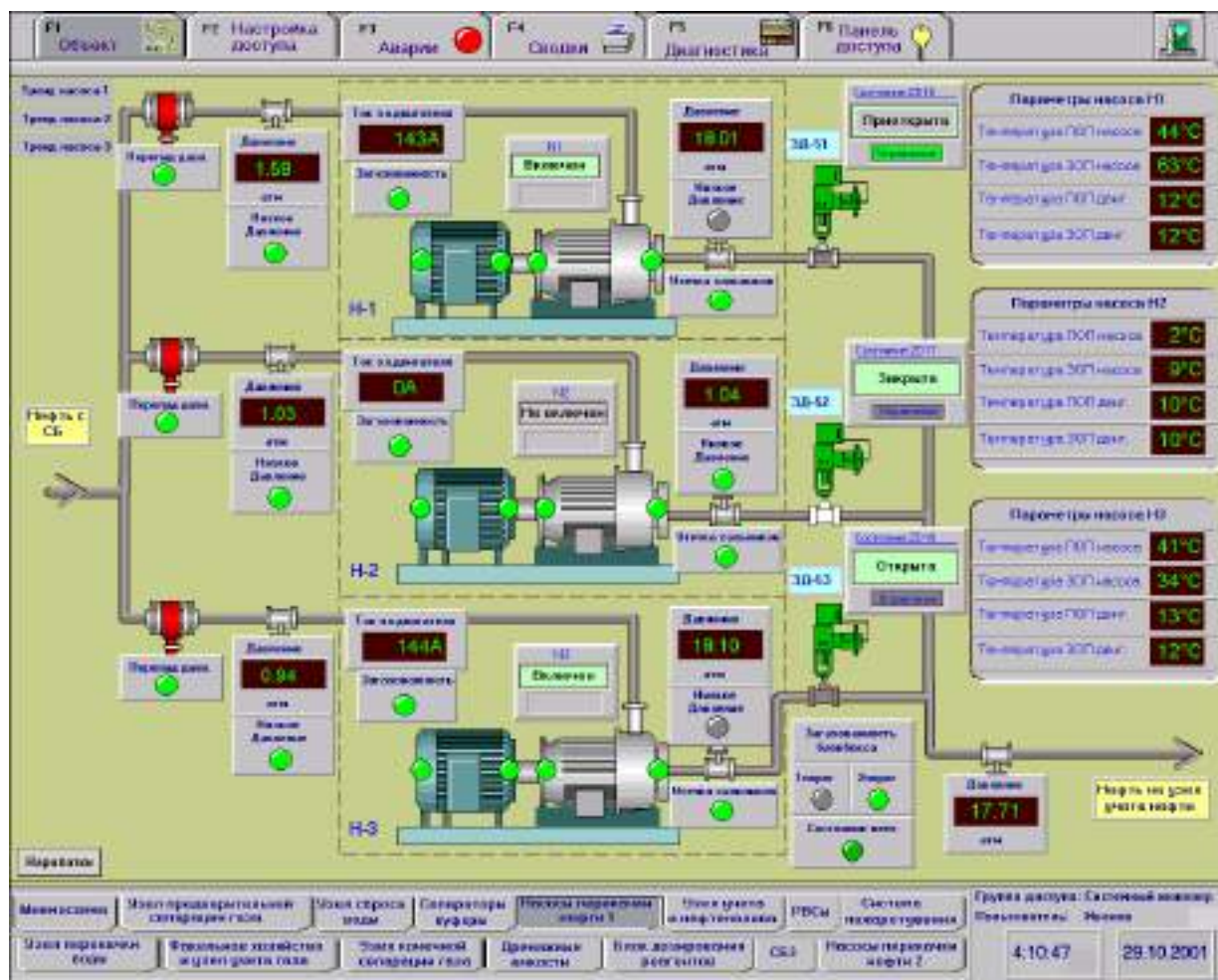


Рисунок 2.2 – Мнемосхема насосов перекачки нефти



Рисунок 2.3 – Насосная НС-1

Объект: Насосная НС-1: Н-1...3

Перепад давления – индикатор низкого давления в норме зеленого цвета, при низком давлении мигает красным цветом.

Давление на входе насоса – 1.58 атм.

Низкое давление на входе – индикатор низкого давления в норме зеленого цвета, при низком давлении мигает красным цветом.

Индикаторы температуры подшипников двигателя и насоса в норме зеленого цвета, при превышении температуры мигают красным цветом.

Индикатор утечки с сальников в норме зеленого цвета, при утечке мигает красным цветом.

Давление на выкиде насоса – 18.01 атм.

Индикатор низкого давления на выкиде насоса в норме зеленого цвета, при низком давлении мигает красным цветом.

Ток электродвигателя – 143 А.

Индикатор загазованности в норме зеленого цвета, при загазованности мигает красным цветом.

Параметры подшипников насоса:

- температура переднего опорного подшипника насоса Н1 44°С;
- температура заднего опорного подшипника насоса Н1 63°С;
- температура переднего опорного подшипника двигателя Н1 12°С;

– температура заднего опорного подшипника двигателя Н1 12°C. [3]



Параметры насоса Н1	
Температура ПОП насоса	44°C
Температура ЗОП насоса	63°C
Температура ПОП двиг.	12°C
Температура ЗОП двиг.	12°C

Рисунок 2.3 – Параметры насоса Н1

### 2.3 Моделирование асинхронной машины

Обобщенная модель виртуальной установки для исследования асинхронной машины показана на рисунке 2.6.

Модель содержит:

- источник переменного трехфазного напряжения Source из библиотеки Power System Blockset/Extras/Electrical Sources;
- измеритель трехфазного напряжения и тока Three-Phase V-I Measurement (библиотека Power System Blockset/Extras/ Measurement);
- исследуемая трехфазная асинхронная машина Asynchronous Machine (библиотека Power System Blockset/Extras/ Machines);
- блок Display для количественного представления измеренных мощностей  $P_1$ ,  $Q_1$  и блок Scope для наблюдения токов ротора и статора, а также скорости и момента асинхронной машины (главная библиотека Simulink/Sinks);
- блок Moment для задания механического момента на валу машины (главная библиотека Simulink/Source);
- блок Display1 для количественного представления тока статора, электромагнитного момента и скорости машины (главная библиотека Simulink/Sinks);

– блок Mux, объединяющий три сигнала в один векторный (из главной библиотеки Simulink/Signal&System). [9]

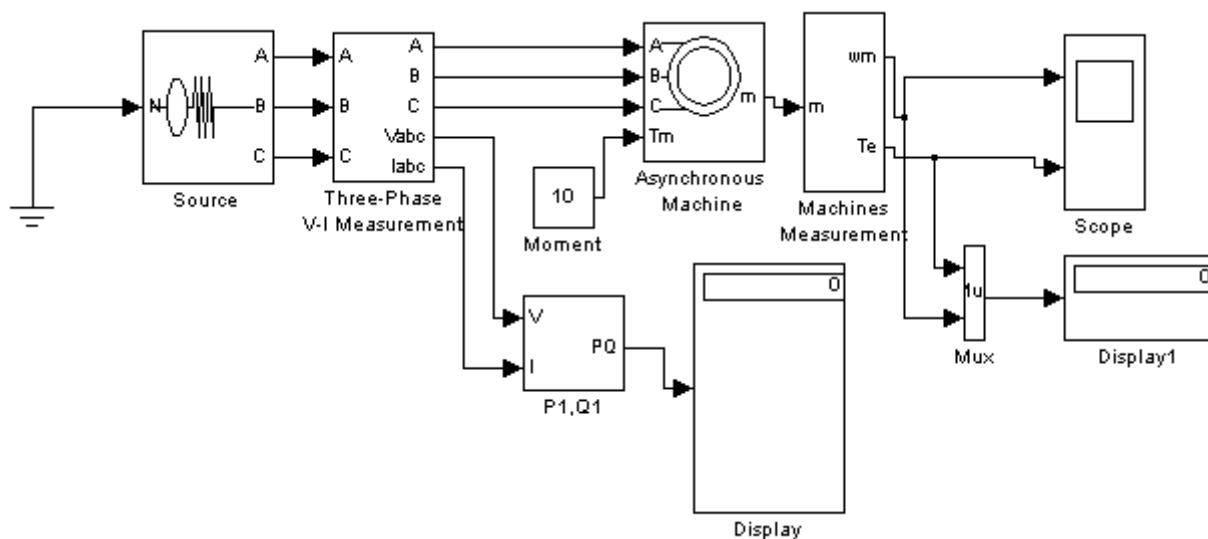


Рисунок 2.4 – Модель виртуальной установки для исследования асинхронной машины

Параметры асинхронной машины (рисунок 2.5) частично берутся из паспортных данных машины, а частично рассчитываются на основании этих данных. Расчету подлежат параметры схемы замещения (активные сопротивления и индуктивности).



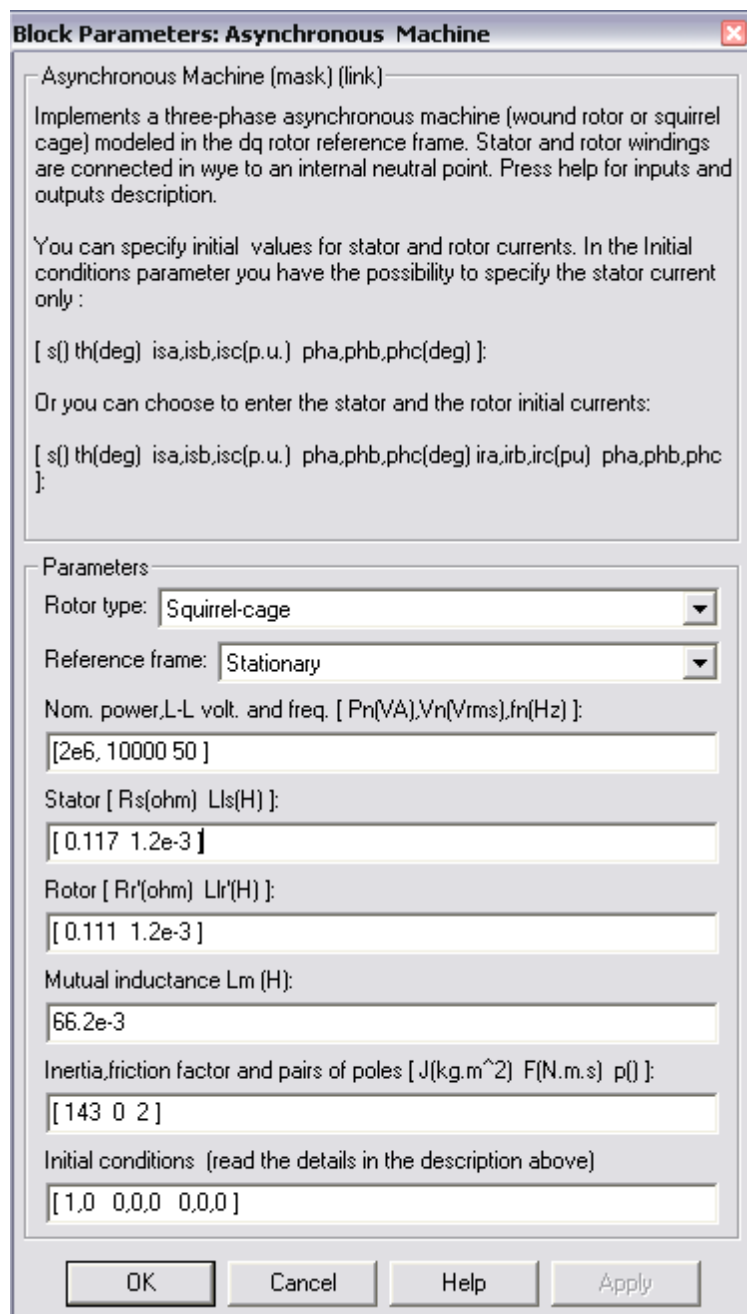


Рисунок 2.5 – Окно настройки параметров асинхронной машины.

Точный расчет параметров схемы замещения асинхронной машины на основании ее паспортных данных является весьма трудной задачей, так как ее момент связан с параметрами нелинейной зависимостью. Кроме того, сама электрическая машина является, по существу, системой с переменными параметрами. Поэтому изложенная ниже методика не претендует на высокую точность расчета вышеуказанных параметров.

В качестве объекта исследования выбран асинхронный короткозамкнутый двигатель типа ВАО2-280S2Y2,5, справочные параметры которого приведены в таблице 2.1. Номинальное линейное напряжение 10000 В.

Таблица 2.1 – Справочные параметры асинхронного двигателя

$P_n$ [кВт]	$n_n$ [об/мин]	$\eta$ , %	$\cos \varphi$	$I_n$ , [А]	$k_I = I_{II} / I_n$	$m_{II} = M_{II} / M_n$	$m_{max} = M_{max} / M_n$	$J$ [кг·м <sup>2</sup> ]
110	3000	96	0,89	224	6,5	1,1	2,5	143

Исходя их данных этой таблицы определяются:

Скорость вращения магнитного поля (синхронная скорость вращения)

$$n_1 = \frac{60f_1}{p}, \quad (2.1)$$

Величина номинального скольжения

$$S_n = \frac{n_1 - n_2}{n_1}, \quad (2.2)$$

Номинальная угловая скорость вращения ротора

$$\omega_1 = \frac{2\pi f_1}{p}, \quad (2.3)$$

Угловая скорость вращения магнитного поля

$$\omega_n = \frac{pn}{30}, \quad (2.4)$$

Номинальный, максимальный и пусковой моменты

$$M_n = \frac{P_n}{\omega_n}, \quad (2.5)$$

$$M_{max} = T_{max} \cdot M_n, \quad (2.6)$$

$$M_{IIc} = T_{IIc} \cdot M_n, \quad (2.7)$$

Критическое скольжение

$$S_{крс} = S_H \cdot (m_{макс} + m_{макс}^2 - 1), \quad (2.8)$$

Приведенное активное сопротивление ротора

$$R_r = \frac{1}{3} \frac{(P_H + \Pi_{мех})}{I_m^2 \frac{1-S_H}{S_H}}, \quad (2.9)$$

Пренебрегая потерями в ферромагнитном сердечнике и добавочными потерями в машине, можно считать, что мощность, выделяемая в активном сопротивлении статорной обмотки, определяется выражением

$$\Pi_{эл} \approx 3 \cdot U \cdot I_H \cdot \cos \varphi \cdot (1 - \eta) - 3 \cdot I_H^2 \cdot R_r \cdot c^2 - \Pi_{мех} = 3 \cdot I_H^2 \cdot R, \quad (2.10)$$

Отсюда находим величину активного сопротивления статора

$$R_s = \frac{U \cos \varphi (1 - \eta)}{I_H} - c^2 R_r - \frac{\Pi_{мех}}{3I_H^2}, \quad (2.11)$$

где  $U = \frac{U_n}{\sqrt{3}}$  фазное номинальное напряжение.

При определении активных сопротивлений статора и ротора механические потери принимаются равными (0,01-0,05) от номинальной мощности. При этом меньшие значения соответствуют машинам с большей выходной мощностью. Коэффициент приведения  $C$  принимается равным 1,01-1,05 (меньшие значения для машин большей мощности).

Приведенная индуктивность рассеяния ротора

$$L_{sp} = L_{rp} = \frac{U}{4\pi f_1 (1 + C^2) k_1 I_H}, \quad (2.12)$$

Индуктивность статора

$$L_s = \frac{U}{2\pi f_1 I_H \sqrt{1 - (\cos \varphi)^2} - \frac{2}{3} \cdot \frac{2\pi f_1 M_{макс} \cdot S_H}{pU \cdot S_{кр}}}, \quad (2.13)$$

Индуктивность контура намагничивания

$$L_m = L - L_{sp}, \quad (2.14)$$

Определение коэффициента приведения  $C1$  осуществляется после расчета параметров по формуле

$$C1 = 1 + \frac{L_{sp}}{L_m}, \quad (2.15)$$

Полученное значение следует сравнить с принятым коэффициентом  $C$  и при необходимости повторить расчет параметров.

Программа для точного расчета параметров приведена на листинге 2.1. После выполнения программы, результаты расчета появляются в окне Matlab. Далее рассчитанные параметры машины помещаются в окно настройки параметров (рисунок 2.5).

Листинг 2.1 – Расчет параметров.

Справочные данные

$P_H=2e6$ ;  $U_H=10e3$ ;  $f=50$ ;  $n=3000$ ;  $eff=0.96$ ;  $cosfi=0.89$ ;

$I_H=224$ ;  $ik=6.5$ ;  $mk=1.1$ ;  $mmax=2.5$ ;

$J=143$ ;  $p=2$ ;

Расчет параметров

$U_f=U_H/1.73$ ;  $n1=60*f/p$ ;  $sn=(n1-n)/n1$ ;  $sk=(mmax+sqrt(mmax^2-1))*sn$ ;

$w1=2*pi*f$ ;  $w=pi*n/30$ ;  $MH=PH/w$ ;

for  $c=1:0.01:1.08$ ;

$Rr=(1.015*PH)/(3*I_H^2*((1-sn)/sn))$ ;

$Rs=((U_f*cosfi*(1-eff))/I_H)-(Rr*c^2)-(0.015*PH/(3*I_H^2))$ ;

$LI=U_f/(2*w1*(1+c^2)*ik*I_H)$ ;

$Ls=U_f/(w1*I_H*sqrt(1-cosfi^2)-(2*w1*mmax*MH*sn/p)/(3*U_f*sk))$ ;

$Lm=Ls-LI$ ;

$c1=1+LI/Lm$ ;

[Rs Rr LI Lm c c1]

## 2.4 Разработка структурной схемы системы автоматического управления НПС

Использование персональных компьютеров в учебном процессе позволяет облегчить труд преподавателей и студентов и дать практические навыки в решении тех или иных задач, возникающих в процессе обучения. Для этих целей используется целый набор интегрированных программных систем и пакетов программ, охватывающих практически весь спектр решаемых задач. В частности, средства для автоматизации математических расчетов: Reduce, Derive, TK Solver, MathCAD, MATLAB и многие другие. [7]

Для проведения исследования системы использовалась программа MATLAB, для которой исходными данными является математическая модель исследуемой системы, представленная в виде структурной схемы с передаточными функциями всех её элементов.[9]

Составим функциональную схему системы, представив исходную систему в виде соединения функциональных элементов, каждому из которых присвоена определённая функция преобразования сигнала. [8]

На основе функциональной схемы составим структурно – функциональную схему контура (рисунок 2.9)

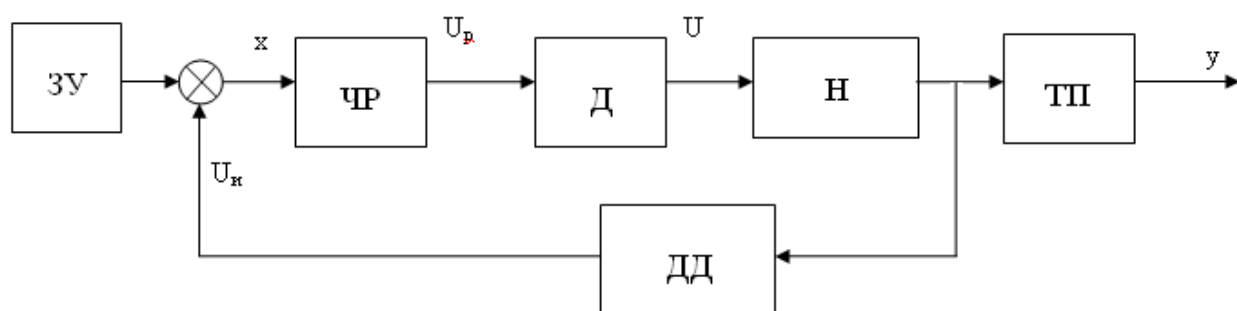


Рисунок 2.6 – Схема структурно-функциональная контура регулирования САУ

где ЗУ – задающее устройство; ЧР – частотный регулятор; Д – двигатель; Н – насос; ТП – трубопровод; ДД – датчик давления.

Для того, чтобы перейти непосредственно к анализу системы с помощью компьютерной программы MATLAB, необходимо составить структурно-математическую схему и передаточные функции элементов (рисунок 2.7).

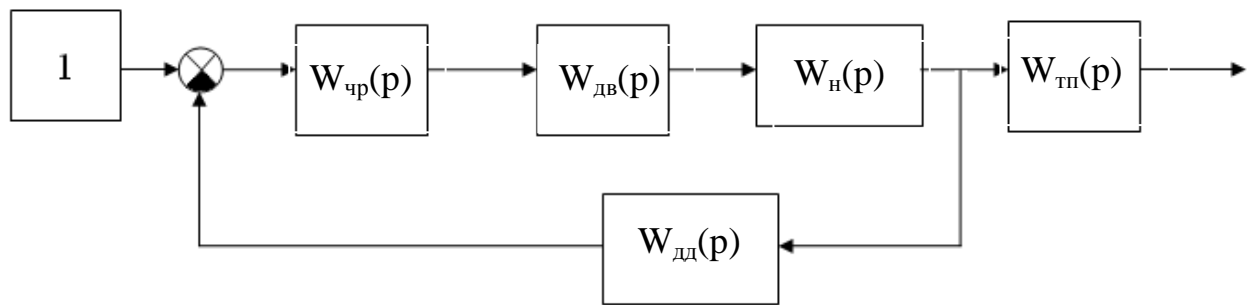


Рисунок 2.7 – Схема структурно-математическая автоматической системы регулирования (далее АСР) давления нефти в трубопроводе

Найдем передаточную функцию насоса. Насос описывается аperiodическим звеном с передаточной функцией

$$W_n = \frac{k_n}{T_n p + 1}, \quad (2.16)$$

где  $k_n$  – коэффициент эффективности насоса,  $k_n = 0,9$ ;

$$T_n = \frac{M}{D_{mp}}, \quad (2.17)$$

где  $M$  – давление, создаваемое насосом,  $M = 3,6 \text{ кгс/см}^2$ ;

$D_{тр}$  – диаметр трубопровода,  $D_{тр} = 50 \text{ см}$ ;

$$T_n = \frac{M}{D_{mp}} = 0,072, \quad (2.18)$$

$$W_n = \frac{0,86}{0,072p + 1}. \quad (2.19)$$

Участок трубопровода описывается передаточной функцией звена первого порядка

$$\frac{F_{out}(p)}{F_{in}(p)} = W_{\tau}(p) = \frac{e^{-\tau p}}{T_F p + 1}, \quad T_F = \frac{2900\eta L_f^2}{P d_f^2}, \quad \tau l = \frac{\pi d_f^2 L_f}{4 F_g} \quad (2.20)$$

где  $\eta$  – КПД трубопровода = 0,98;

$L_f$  – длина трубопровода = 110 м;

$d_f$  – диаметр трубопровода = 530 мм;

$F_g = 3600 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;

$$T_F = \frac{3438,82}{101124} = 0,034, \quad (2.21)$$

$$\tau_1 = \frac{970228,6}{14400} = 67,38, \quad (2.22)$$

$$W_{mp} = \frac{e^{-p67,38}}{0,034p+1}, \quad (2.23)$$

Датчик давления описывается апериодическим звеном 1-го порядка

$$W_{дд} = \frac{k_{дд}}{T_{дд}p+1}, \quad (2.24)$$

$$W_{дд} = \frac{0,13}{0,39p+1}, \quad (2.25)$$

На рисунке 2.8 изображена схема АСР давления нефти в трубопроводе, собранная в пакете Simulink.

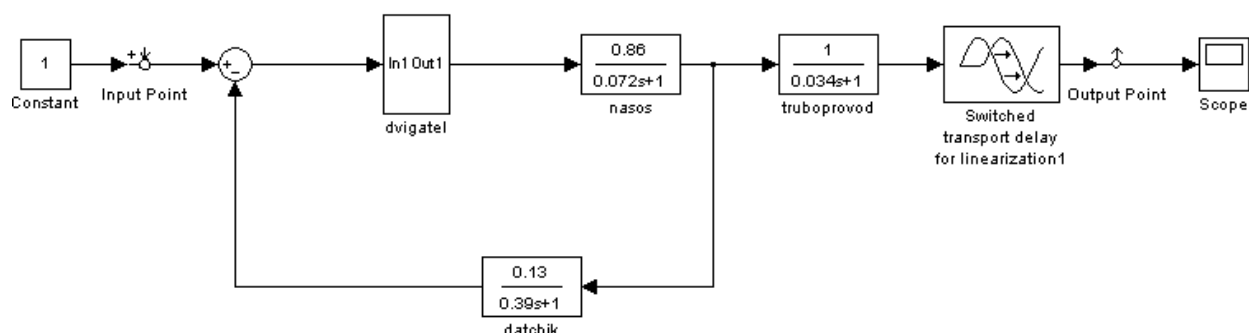


Рисунок 2.8 – Схема АСР давления в трубопроводе, собранная в пакете Simulink

Задача анализа линейных систем автоматического управления включает в себя определение свойств системы в целом (показателей устойчивости и качества) при известных характеристиках входящих в нее звеньев.

Таким образом, для проведения анализа системы автоматического управления необходимо и достаточно определить устойчивость, запасы устойчивости и показатели качества системы автоматического управления и сравнить их с предельными показателями устойчивости и качества, заданными для данной системы.

АСР должна обеспечивать следующие значения запасов устойчивости и качества регулирования:

- запас устойчивости по амплитуде  $\Delta L$  не менее 10 дБ;
- запас устойчивости по фазе  $\Delta\varphi$  не менее  $45^\circ$ ;
- перерегулирование  $\sigma$  не более 15 %;
- время регулирования  $t_{\text{рег}}$  не более 35 с;
- время нарастания  $t_{\text{нар}}$  не более 10 с.

На рисунке 2.9 изображен переходной процесс АСР давления в трубопроводе.

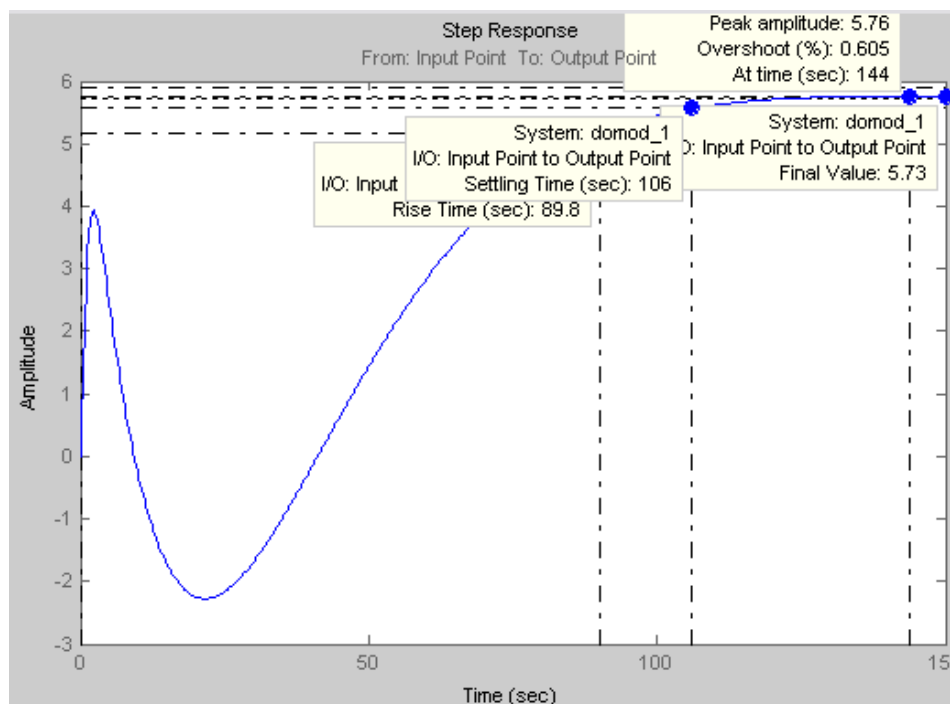


Рисунок 2.9 – Временная характеристика АСР давления в трубопроводе

Из рисунка видно, что АСР давления в трубопроводе без регулятора, обладает следующими показателями качества регулирования:



- установившееся значение выходной величины  $y_{уст}=5,73$ ;
- перерегулирование  $\sigma=0,605\%$ ;
- время переходного процесса  $t_{пп}=106\text{ с}$ ;
- время нарастания  $t_{нар}=89,8\text{ с}$ .

Следовательно, данная система не удовлетворяет предъявляемым к ней требованиям по качеству регулирования.

Теперь необходимо найти еще один показатель качества регулирования – это запасы устойчивости АСР.

В учебном процессе мы привыкли находить запасы устойчивости по критерию Найквиста. Он удобен и нагляден.

В пакете Simulink для определения устойчивости системы с наличием обратной связи (замкнутой системы) по критерию Найквиста необходимо разомкнуть цепь обратной связи, то есть превратить систему в разомкнутую. На рисунке 2.10. изображена схема АСР давления в трубопроводе в разомкнутом виде. Затем определяются логарифмическая амплитудная частотная характеристика (далее – ЛАХ), логарифмическая фазовая частотная характеристика (далее – ЛФХ) и амплитудная фазовая частотная характеристика (далее – АФЧХ).

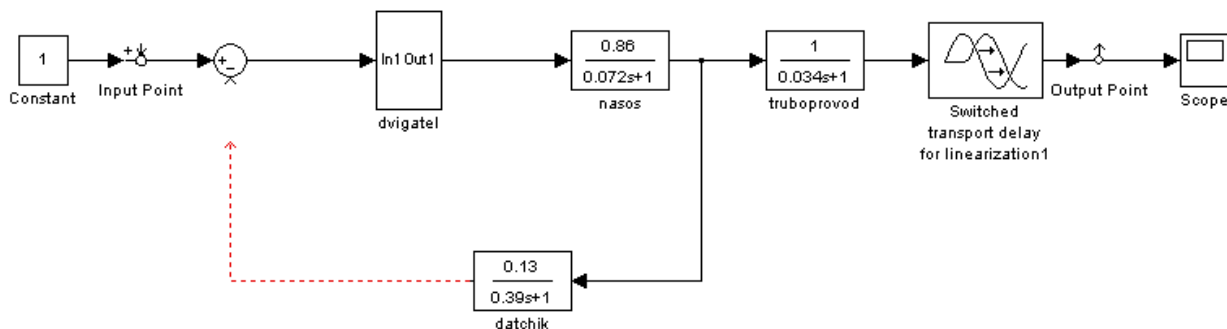


Рисунок 2.10 – Схема АСР давления в трубопроводе в разомкнутом виде

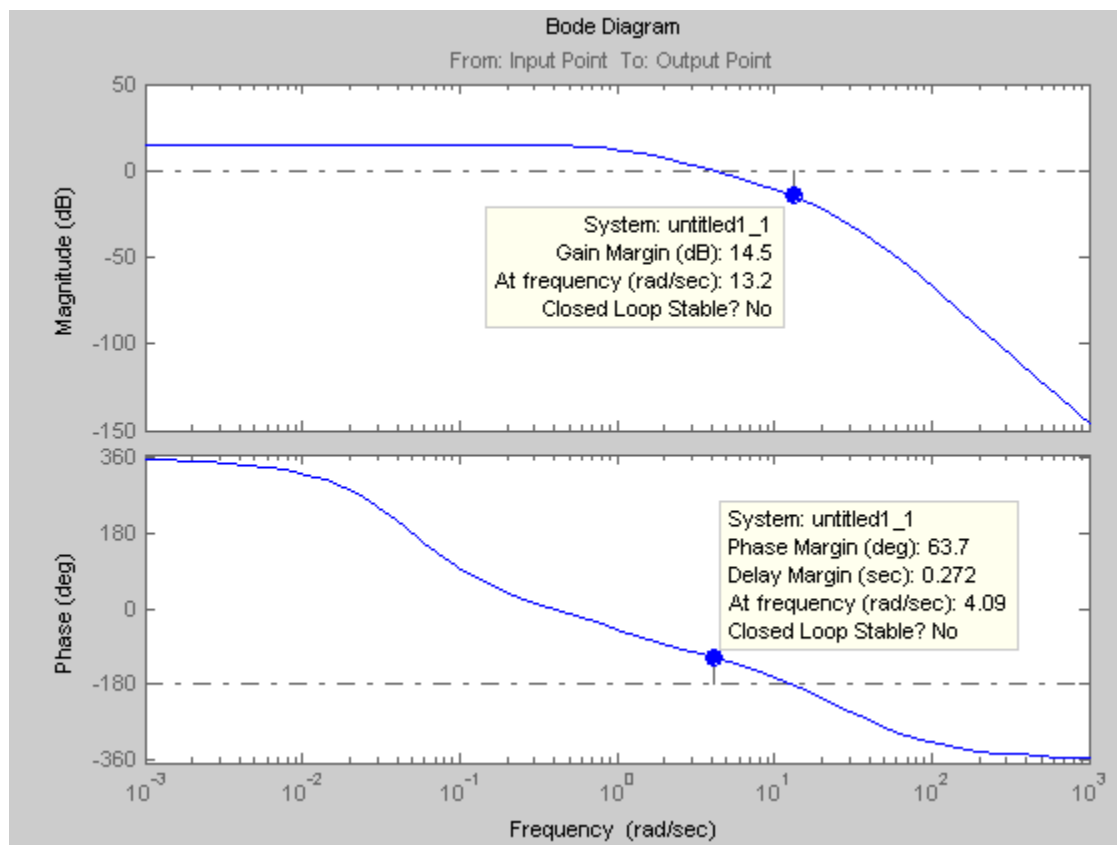


Рисунок 2.11 – ЛАХ и ЛФХ АСР давления в трубопроводе

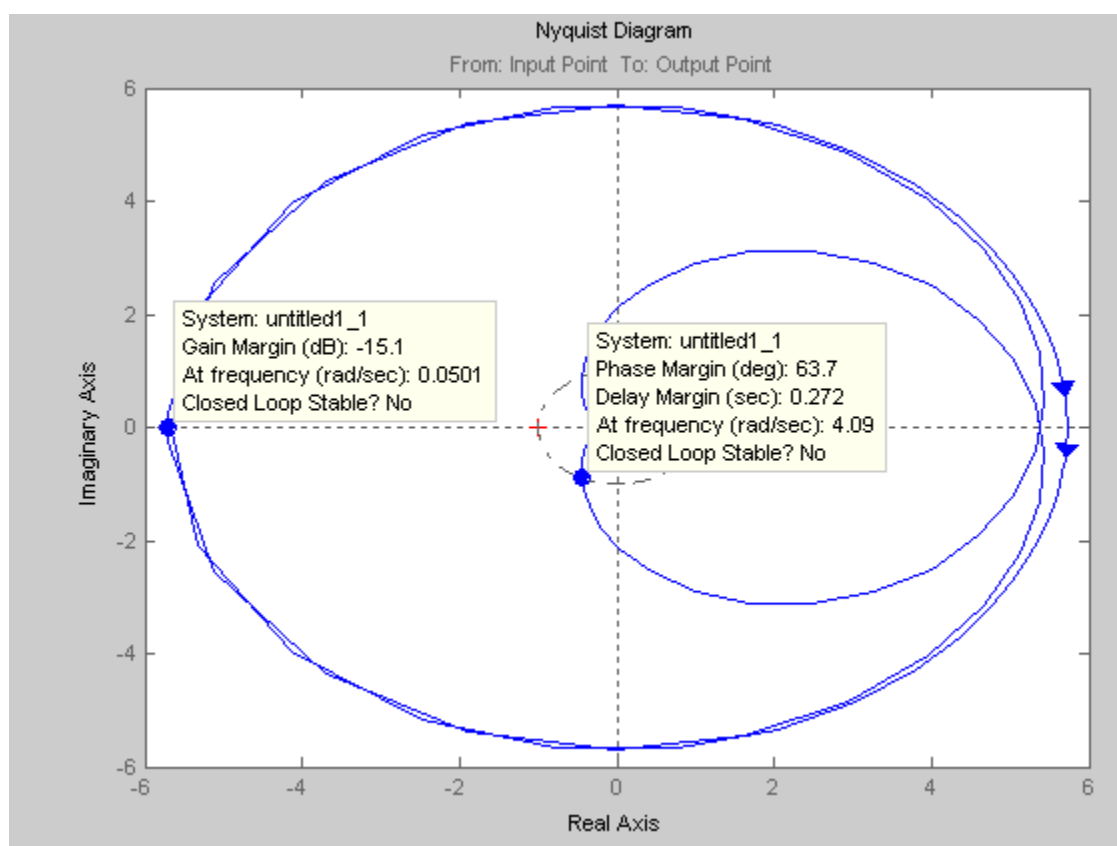


Рисунок 2.12 – АФЧХ АСР давления в трубопроводе

Из рисунка 2.12 видно, что АФЧХ разомкнутой системы охватывает точку с координатами  $(-1, j0)$ , следовательно, замкнутая система автоматического регулирования давления в перекачивающей насосной станции является неустойчивой.

Такой же вывод можно сделать из анализа ЛЧХ (рисунок 2.11).

Из графика ЛАХ и ЛФХ видно, что АСР давления в трубопроводе является неустойчивой.

Запасы устойчивости:

– по амплитуде  $\Delta L = -15,1$  dB;

– по фазе  $\Delta \varphi = 63,7^\circ$ .

Данные запасы устойчивости не удовлетворяют заданным ( $\Delta L$  не менее 10dB,  $\Delta \varphi$  не менее 100deg). Следовательно, необходимо выбрать регулятор, произвести его настройку и обеспечить систему требуемыми запасами устойчивости и качеством регулирования.

## 2.5 Расчет показателей качества системы автоматизации НВП-1-3

Подбор типового непрерывного регулятора:

В любой АСР управляющее воздействие на объект регулирования формируется автоматическим регулятором в соответствии с принятым алгоритмом регулирования и требуемым качеством АСР.

Необходимым условием надежной устойчивой работы АСР является правильный выбор типа регулятора и его настроек, гарантирующий требуемое качество регулирования.

Существует множество методик выбора регулятора. Воспользуемся методикой, основанной на анализе вида передаточной функции объекта регулирования.

В зависимости от свойств объектов управления, определяемых его передаточной функцией и параметрами, и предполагаемого вида переходного процесса выбирается тип и настройка линейных регуляторов.

Основные области применения линейных регуляторов определяются с учетом следующих рекомендаций:

И – регулятор со статическим ОР – при медленных изменениях возмущений и малом времени запаздывания ( $\tau/T < 0.1$ );

П – регулятор со статическим и астатическим ОР – при любой инерционности и времени запаздывания, определяемом соотношением  $\tau/T < 0.1$ ;

ПИ – регулятор – при любой инерционности и времени запаздывания ОР, определяемом соотношением  $\tau/T < 1$ ;

Пропорциональный интегральный дифференциальный (далее – ПИД-регулятор) при условии  $\tau/T < 1$  и малой колебательности исходных процессов.

Итак, ранее оценили работу АСР давления в ПНС без регулятора. Теперь необходимо оценить работу системы регулирования давления с регулятором. Для этого ставим в систему ПИД-регулятор.

На рисунке 2.13 изображена схема АСР давления в ПНС с ПИД-регулятором собранная в пакете Simulink.

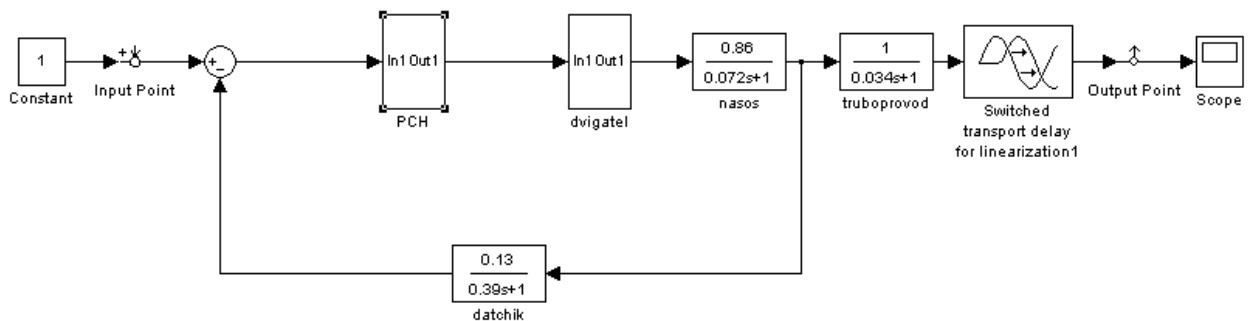


Рисунок 2.13 – Модель системы с ПИД-регулятором

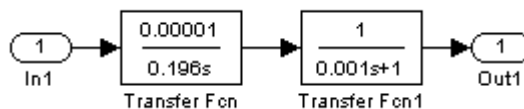


Рисунок 2.14 – Структура ПИД-регулятора

Проверяем выполняются ли требования заданные для данной системы. Для этого строим переходную характеристику.

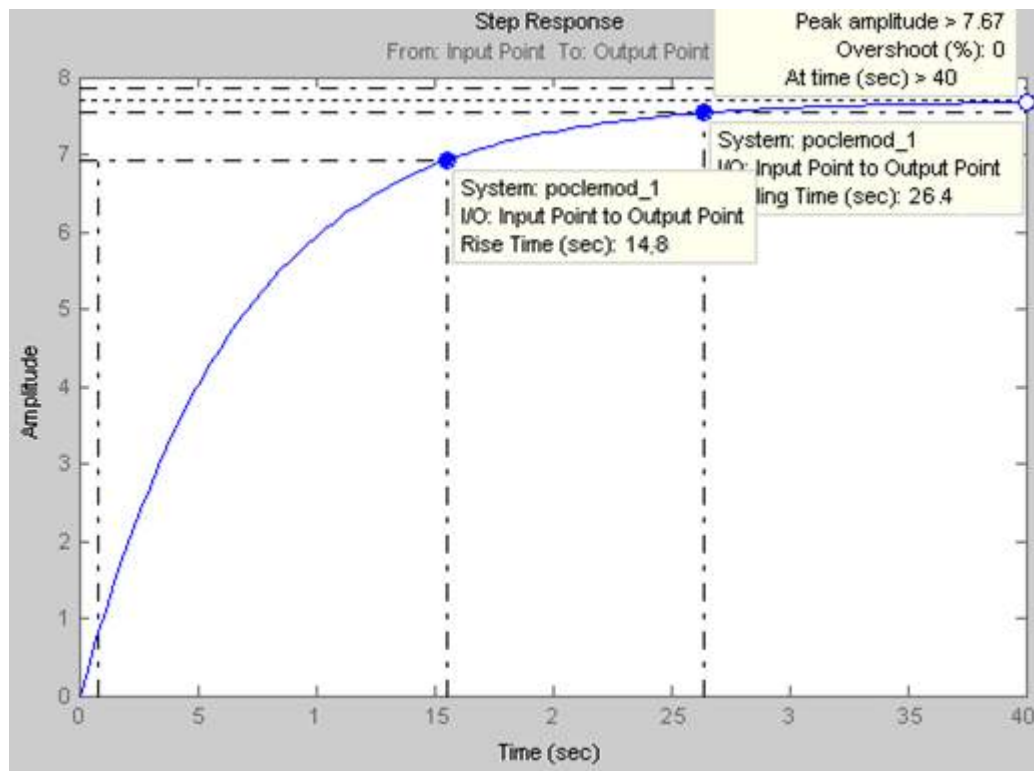


Рисунок 2.15 – Переходная характеристика модели

- время нарастания переходного процесса (Rise time) – 14.8 с
- время регулирования (Setting time)  $t_{\text{ПП}} = 26.4$  с
- установившееся значение выходной координаты (Final value)=7,69
- перерегулирование: 0%

Определим запасы устойчивости при данном регуляторе. Для этого необходимо разомкнуть систему и заново запустить программу вычисления. По рисунку 2.16 определим запасы устойчивости системы. Пользуемся критерием устойчивости Найквиста.

Строим ЛАХ и ЛФХ для разомкнутой системы:

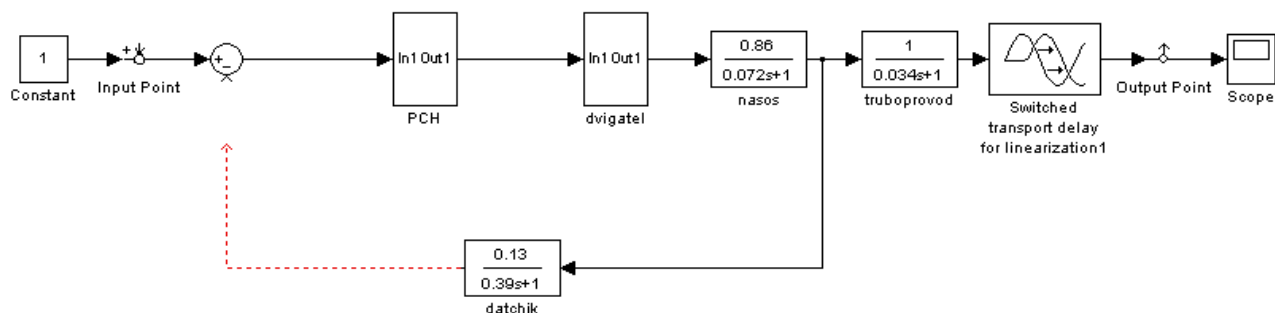


Рисунок 2.17 – Модель разомкнутой системы с ПИД-регулятором

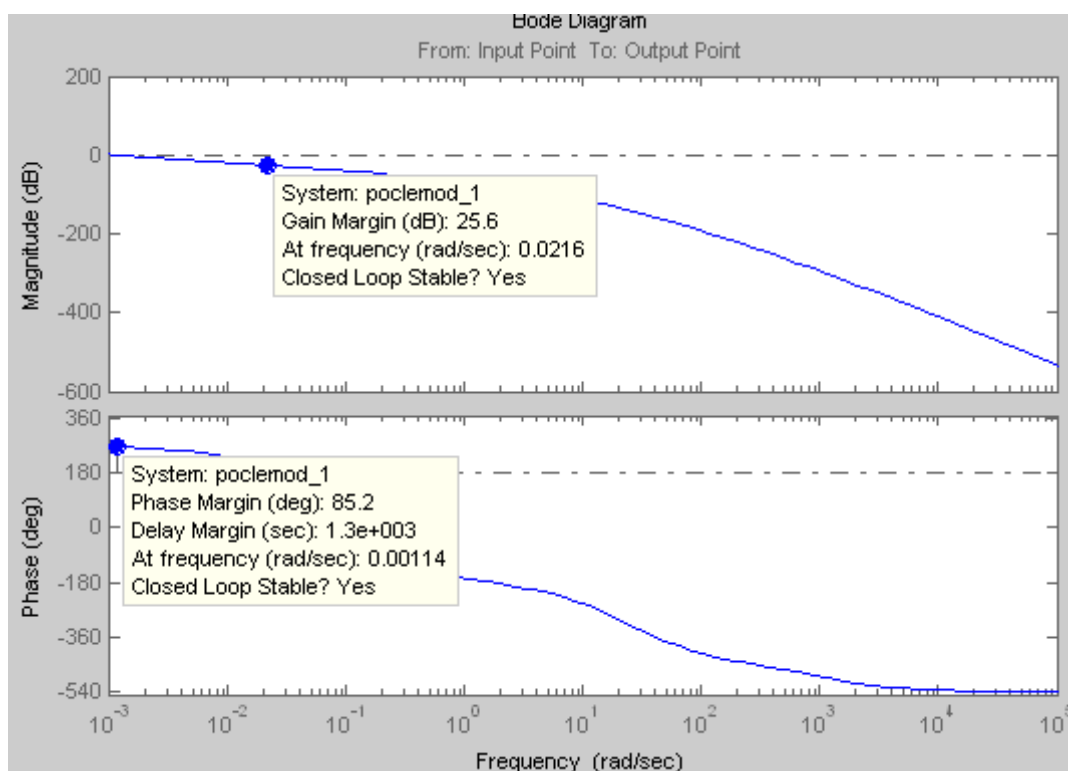


Рисунок 2.18 – ЛАХ и ЛФХ разомкнутой системы с ПИД-регулятором

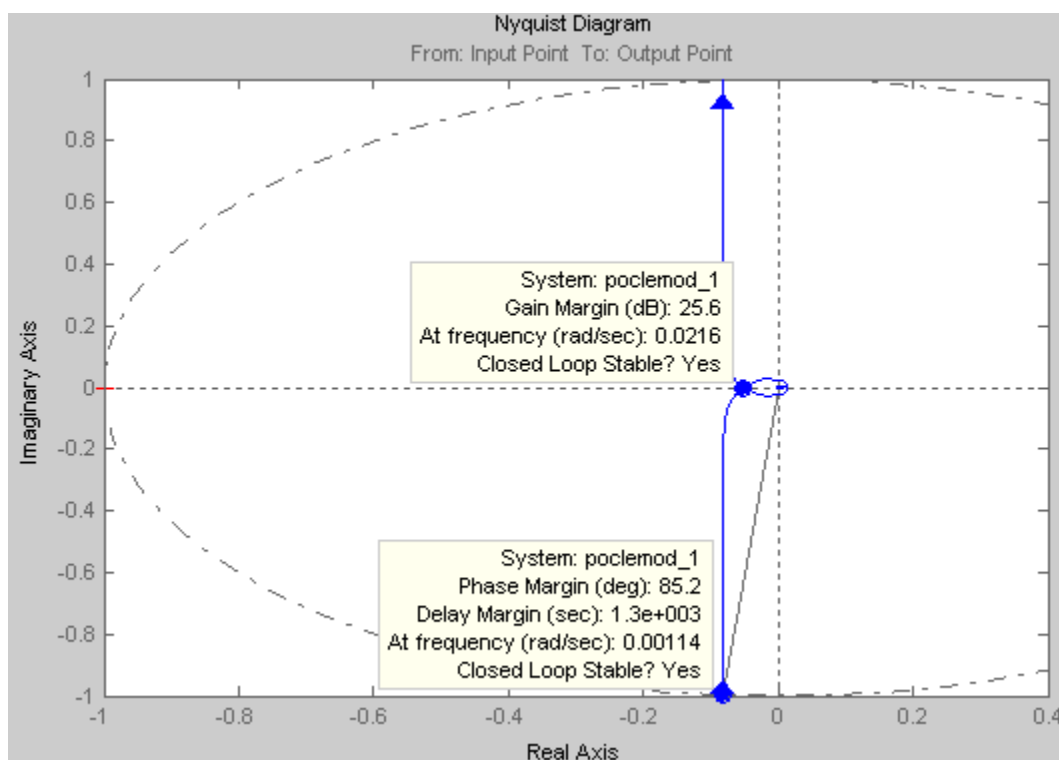


Рисунок 2.19 – Годограф АФЧХ разомкнутой системы с ПИД-регулятором

Из рисунка 2.19 видно, что АФЧХ разомкнутой системы не охватывает точку с координатами  $(-1, j0)$ , следовательно, замкнутая система автоматического регулирования давления в трубопроводе является устойчивой.

Такой же вывод можно сделать из анализа ЛЧХ (рисунок 2.18), так как ЛАХ пересекает ось абсцисс раньше, чем ЛФХ, окончательно спадая, переходит за значение  $-\pi$  ( $-180^\circ$ ).

Из графика ЛАХ и ЛФХ видно, что АСР давления в трубопроводе является устойчивой. Запасы устойчивости после оптимизации:

- по амплитуде  $\Delta L=25,6$  dB;
- по фазе  $\Delta \varphi=85,2^\circ$ .

Данные запасы устойчивости удовлетворяют заданным и система удовлетворяет предъявляемым к ней требованиям по качеству регулирования, то можно сказать, что мы нашли оптимальные настройки ПИД-регулятора.

Выводы по разделу два:

Моделирование асинхронной машины позволило определить показатели качества системы, выявить параметры, которые не удовлетворяют нужным условиям. Последующее введение частотного регулятора и ПИД-регулятора позволило найти оптимальные настройки.



### 3 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

В данный расчет включается стоимость основного оборудования (нефтеперекачивающий насосный агрегат НВП-1, датчики, приборы)

Показатели экономического эффекта определяются как превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой совокупных затрат за весь срок осуществления мероприятий. [11]

$$\mathcal{E}_T = TЗ_{П} - TЗ_{Р}, \quad (3.1)$$

где  $\mathcal{E}_T$  – экономический эффект;

$TЗ_{П}$  – текущие предполагаемые затраты, тыс. руб.;

$TЗ_{Р}$  – расчетные текущие затраты, тыс. руб.

На первоначальном этапе расчета экономического эффекта необходимо определить натуральный показатель проявления эффекта (снижение трудоемкости, расхода материалов, увеличение объемов производства).

Может быть, две формы проявления стоимостной оценки результата:

– увеличение доходов;

– экономия затрат.

Экономия затрат может проявляться через экономию капиталовложений.

Себестоимость процесса перекачки нефти определяется, с одной стороны, капитальными затратами на сооружение установки, а с другой - эксплуатационными расходами, обеспечивающими нормальную эксплуатацию установки.

#### 3.1 Предполагаемая (базовая) стоимость

Расчет капитальных затрат. В капитальные затраты на строительство НВП-1 входят: стоимость оборудования; затраты на монтаж оборудования; затраты на сооружение металлоконструкций, трубопроводов; затраты на строительные работы, т.е. стоимость здания, фундаментов и других сооружений.

Исходными данными для определения стоимости оборудования являются перечень установленного оборудования, а также цены на оборудование, принимаемые по прейскурантам или по сметной стоимости. При расчете стоимости оборудования учитывают только основное оборудование. При определении стоимости оборудования по прейскуранту к ней должны быть прибавлены затраты на транспортировку оборудования с предприятия-изготовителя к месту монтажа.

Затраты на металлоконструкции, лестницы, площадки, арматуру и т. п., а также на трубопроводы, монтаж оборудования и строительные работы можно принимать по данным таблицы 3.1. [17]

Ниже приведена примерная сводная характеристика капитальных затрат.

Таблица 3.1 – Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты	Стоимость, тыс. руб
Основное оборудование:	
Контроллер ГАММА-7М	42,5
Датчик давления Метран ЕХ-43 ДИ	17
Датчик температуры ТСМ-1193-03	13
Задвижка стальная	41,5
Насос ЦНС 105/98	134
Итого:	270
Транспорт	23
Металлоконструкции	162
Монтаж оборудования	27
Строительные работы	54
Итого:	514

Расчет эксплуатационных расходов:

Оборудование работает в две смены (по 12 часов) - 210 дней в году.

Время работы системы автоматизации - 5040 часов в году.

1. Энергетические затраты. К основным их видам относятся затраты на электроэнергию.

Потребление электроэнергии системы автоматизации НВП-1 Е=2000 кВт/час. Стоимость 1 кВт/час для – 2,5 руб.

$$\Xi = 2000 \cdot 5040 \cdot 2,5 = 25200000 \text{ руб./год} \quad (3.2)$$

2. Основная и дополнительная заработная плата производственных рабочих и инженерно-технических работников.

Заработная плата рабочих ЗП= 300000 руб./год.

3. Отчисление на социальное, медицинское страхование. Их устанавливают в размере 30 % годового фонда заработной платы производственных рабочих.

$$C = 300000 \cdot 0,3 = 90000 \text{ руб./ год} \quad (3.3)$$

Итого текущие предполагаемые затраты:

$$T_{Зп} = 25200000 + 300000 + 90000 = 25590000 \text{ руб.} \quad (3.4)$$

### 3.2 Расчетная (новая) стоимость

Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты отражены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты	Стоимость предполагаемая, тыс. руб	Стоимость расчетная, тыс. руб
Основное оборудование:		
Контроллер ГАММА-7М	42,5	42,5
Датчик давления Метран ЕХ-43 ДИ	17	17
Датчик температуры ТСМ-1193-03	13	13
Преобразователь частотный векторный ПЧВ-3	-	30
Задвижка стальная	41,5	41,5
Насос ЦНС 105/98	134	134
Итого:	248	270
Транспорт	23	40
Металлоконструкции	162	162
Монтаж оборудования	27	33
Строительные работы	54	54
Итого:	514	567

Расчет эксплуатационных расходов:

Оборудование работает в две смены (по 12 часов) – 210 дней в году.

Время работы системы автоматизации – 5040 часов в году.

1. Энергетические затраты к основным их видам в НВП-1 относятся затраты на электроэнергию.

Потребление электроэнергии системы автоматизации насосного агрегата составляет  $E = 2000$  кВт/час. Стоимость 1 кВт/час для предприятий – 2,5 руб.

После внедрения ПИД-регулятора в АСР, система автоматики позволяет вести экономию электроэнергии до 15 %.

$$\mathcal{E} = 2000 \cdot 5040 \cdot 2,5 - 25200000 \cdot 0,15 = 21420000 \text{ руб./год} \quad (3.5)$$

2. Основная и дополнительная заработная плата производственных рабочих и ИТР.

Зарботная плата рабочих ЗП= 300000 руб./год.

3. Отчисление на социальное, медицинское страхование. Их устанавливают в размере 30 % годового фонда заработной платы производственных рабочих.

$$C = 300000 \cdot 0,3 = 90000 \text{ руб./год} \quad (3.6)$$

Итого расчетные текущие затраты:

$$T_{Зр} = 21420000 + 300000 + 90000 = 21810000 \text{ руб./год} \quad (3.7)$$

Экономия на текущих затратах  $\mathcal{E}_{ТЗ}$ , руб. /год, находится по формуле:

$$\mathcal{E}_{ТЗ} = T_{Зп} - T_{Зр},$$

$$\mathcal{E}_{ТЗ} = 25590000 - 21810000 = 3780000 \text{ руб. /год} \quad (3.8)$$

Срок окупаемости разности капитальных затрат проектной и расчетной  $T_{ок}$ , год, рассчитывается по формуле:

$$T_{ок} = \frac{P}{\mathcal{E}_{ТЗ}}, \quad (3.9)$$

где  $P$  – капиталовложения на модернизацию, руб.;

$\mathcal{E}_{ТЗ}$  - экономия на текущих затратах, руб.

$$T_{ок} = \frac{567000}{3780000} = 0,15 \text{ года} \quad (3.10)$$

Таблица 3.3 – Калькуляция годовых текущих издержек

Статьи затрат	Базовая техника	Новая техника
	Значения показателей, руб	Значения показателей, руб
1. Энергетические затраты	25200000	21420000
2. Заработная плата рабочих	300000	300000
3. Отчисления на социальные нужды	90000	90000
Итого:	25590000	21810000

Результаты расчетов сведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчетов

Показатели	До модернизации	После модернизации
Капитальные вложения, руб.	514000	567000
Текущие затраты, руб.	25590000	21810000
Экономия на текущих затратах, руб./год	-	3780000
Экономический эффект, руб./год	-	3780000
Срок окупаемости, год	-	0,15

Вывод по разделу три:

Экономический эффект от внедрения разработанной системы составил 3780000 рублей в год. Это достигается за счет экономии электроэнергии. Срок окупаемости 2 месяца.

## 4 РАЗДЕЛ БЕЗОПАСНОСТИ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В данном разделе рассматриваются условия эксплуатации, при которых будет обеспечиваться нормальное функционирование технических средств теплового пункта, факторы, влияющие на безопасность его работы и повышение уровня безопасности жизнедеятельности трудящихся на производстве.

### 4.1 Источники негативных факторов влияющих на оператора нефтеперекачивающей станции

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 – "Классификация вредных и опасных производственных факторов", предусмотрена следующая классификация опасных и вредных производственных факторов:

1. физические;
2. химические;
3. биологические;
4. психофизиологические. [20]

Производственная среда — это часть техносферы, обладающая повышенной концентрацией негативных факторов. Основными носителями травмирующих и вредных факторов в производственной среде являются машины и другие технические устройства, химически и биологически активные предметы труда, источники энергии, нерегламентированные действия работающих, нарушения режимов и организации деятельности, а также отклонения от допустимых параметров микроклимата рабочей зоны. Травмирующие и вредные факторы подразделяют на физические, химические, биологические и психофизиологические. [12]

Физические факторы — движущиеся машины и механизмы, повышенные уровни шума и вибраций, электромагнитных и ионизирующих излучений, недостаточная освещенность, повышенный уровень статического электричества, повышенное значение напряжения в электрической цепи и другие.

Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное действие на организм человека. Работающие в условиях длительного шумового воздействия испытывают раздражительность, головные боли, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, понижение аппетита, боли в ушах и т. д. Такие нарушения в работе ряда органов и систем организма человека могут вызвать негативные изменения в эмоциональном состоянии человека вплоть до стрессовых. Под воздействием шума снижается концентрация внимания, нарушаются физиологические функции, появляется усталость в связи с повышенными энергетическими затратами и нервно-психическим напряжением, ухудшается речевая коммутация. Основным источником шума в операторной является насос.

Колебания материальных тел при низких частотах (3-100 Гц) с большими амплитудами (0,5-0,003) мм, ощущаются человеком, как вибрация и сотрясения.

Однако вибрации и сотрясения оказывают вредное влияние на организм человека, вызывают виброболезнь - неврит. Под воздействием вибрации происходит изменение в нервной, сердечнососудистой и костно-суставной системах: повышение артериального давления, спазмы сосудов конечностей и сердца. Это заболевание сопровождается головными болями, головокружением, повышенной утомляемостью, онемением рук. Особенно вредны колебания с частотой 6-9 Гц, частоты близки к собственным колебаниям внутренних органов и приводят к резонансу, в результате происходят перемещения внутренних органов (сердце, легкие, желудок) и раздражению их.

Химические — вещества и соединения, различные по агрегатному состоянию и обладающие токсическим, раздражающим, сенсibiliзирующим, канцерогенным и мутагенным воздействием на организм человека и влияющие на его репродуктивную функцию.

Биологические — патогенные микроорганизмы (бактерии, вирусы и др.) и продукты их жизнедеятельности, а также животные и растения;

Психофизиологические — физические перегрузки (статические и динамические) и нервно-психические (умственное перенапряжение, перенапряжение анализаторов, монотонность труда, эмоциональные перегрузки).

Основные источники вредных факторов приходящихся на оператора перекачивающего насосного агрегата:

1) Основные источники шума:

- шум от электродвигателей;
- шум издающийся от подвижных частей механизмов, редукторов, вентиляторов, дымососов и системы кондиционирования;
- шум от системы газоочистки;
- шум от ПЭВМ.

2) Основные источники вибрации:

Общая вибрация передается через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека.

Локальная вибрация передается через руки человека.

- вибрация возникающая от электродвигателей, исполнительных механизмов и рабочих органов системы управления;

3) Основные источники магнитного излучения:

- излучение исходящее от всего электрооборудования (двигатели, ПЭВМ, преобразователи частоты, контроллеры).

4) Основные источники ионизирующего излучения:

- экран ЭВМ.

5) Основные источники теплового излучения:

- нагретые металлические части исполнительных механизмов и рабочих органов.

Комплекс вредных факторов воздействующих на оператора приведен на рисунке 4.1.





Рисунок. 4.1 – Основные негативные факторы, воздействующие на оператора

#### 4.2 Меры по снижению опасных и вредных факторов нефтеперекачивающей станции

Для создания благоприятных условий труда проведена инженерная работа по созданию новейших средств и систем защиты от негативных производственных факторов, как для оператора, так и для обслуживающего персонала. Ведущими конструкторами предприняты все известные меры по технике безопасности труда, взрывобезопасности, пожаробезопасности и вентиляции.

Меры защиты от вибрации. Гигиеническое нормирование вибрацией регламентирует ГОСТ 12.1.012-90 – «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования». Вибрационная нагрузка на оператора нормируется для каждого направления действия вибрации. Для локальной вибрации норма вибрационной нагрузки на оператора обеспечивает отсутствие вибрационной болезни, что соответствует критерию "безопасность".[21]

Вибробезопасные условия труда обеспечиваются:

- применением вибробезопасных машин;
- применением средств защиты;

- организационно-технических мероприятий;
- проектировочным решением, обеспечивающие нормы вибраций на рабочих местах.

Вибробезопасность ДНС-1 достигается: виброизоляцией их по ГОСТ 26568-85 – «Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация» за счет установки на фундаменты, виброизолированные от пола специальные амортизаторы (прокладки из войлока, резины, пружины т.п.; балансировкой вращающихся частей; применением виброизолирующих мастик и др.)

Организационно-технические меры включают: проведение проверок вибрации не реже 1 раза в год при общей вибрации и двух раз в год при локальной вибрации, а также после ремонта ДНС-1; и при начале их эксплуатации; исключение контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны (ограждения, знаки, надписи), введение определенного режима работ, недопущение к работе лиц, моложе 18 лет и не прошедших медосмотр, проведение повторного ежегодного медосмотра. [15]

Для снижения шума в производственных помещениях насосной станции применяют различные методы: уменьшение уровня шума в источнике его возникновения; звукопоглощение и звукоизоляция; установка глушителей шума; рациональное размещение оборудования; применение средств индивидуальной защиты. Наиболее эффективным является борьба с шумом в источнике его возникновения.

Широкое применение получили методы снижения шума на пути его распространения посредством установки звукоизолирующих и звукопоглощающих преград в виде экранов, перегородок, кожухов, кабин и т.д.

Нормируемые параметры шума на рабочих местах определены ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ – «Шум. Общие требования безопасности». Уровень шума на рабочем месте операторов не должен превышать 50дБ. Для снижения уровня шума стены и потолок помещений, где установлены компьютеры, могут быть облицованы звукопоглощающими материалами.

Электробезопасность в операторной обеспечить техническими способами и средствами защиты, а также организационными и техническими мероприятиями. Система организационных мероприятий позволяет предотвратить многие аварии и несчастные случаи в электроустановках.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, рекомендуется применять защитное заземление.

Необходимо проводить инструктаж и обучение безопасным методам труда, а также проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью применительно к выполняемой работе.

Искусственное освещение в помещениях следует осуществлять в виде комбинированной системы освещения с использованием люминесцентных источников света в светильниках общего назначения. Светильники общего освещения следует располагать над рабочим столом в равномерно прямоугольном порядке. В соответствии с СП 52.13330.2011 – «Естественное и искусственное освещение» освещение должно быть искусственное люминесцентное и составлять 150 Лк.

При естественном освещении необходимо применять средства солнцезащиты, снижающие перепады яркостей между естественным светом и свечением экрана дисплея. В качестве таких средств можно использовать жалюзи.

Нормы производственного микроклимата установлены системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ – «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Они едины для всех производств. Так, согласно этих норм и правил, в кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и в других производственных помещениях при выполнении работ операторского типа, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22 – 24 °С, его относительной влажностью 45 – 55 %

и скорости движения (не более 0,1 м/с), колебание температуры воздуха в течение рабочего дня не более 4%.

Для создания допустимых микроклиматических условий в рабочей зоне устанавливается система вентиляции и кондиционирования воздуха. При современном развитии техники сейчас появились достаточно удобные в использовании и с большими возможностями (с различными режимами) кондиционеры.

Для поддержания комфортной температуры в зимний период применяются водяные радиаторы, подключаемые к центральной системе отопления.

Рабочее место оператора ДНС-1 следует размещать в специально выделенных помещениях, отвечающих гигиеническим требованиям в отношении площади, условий естественного освещения и вентиляции. В качестве таких помещений наиболее подходят помещения северной, северо-восточной или северо-западной ориентацией светопроёмов.

При организации рабочего места следует обеспечить взаимное расположение всех его элементов в соответствии с эргономическими требованиями, с учетом характера выполняемого оператором исследования, комплексности технических средств, форм организации труда и наиболее оптимального для данного исследования рабочего положения.

Для предотвращения возникновения вредных последствий от статических физических перегрузок, необходимо оборудовать место так, чтобы исключить неудобные позы, длительные напряжения. Наибольшее значение в условиях работы оператора имеет размещение экрана дисплея. Дисплей должен быть установлен на такой высоте и под таким углом, чтобы шея оператора не была согнута и удерживалась в таком состоянии напряженными мышцами. Главным средством управления для оператора является клавиатура. Клавиатура должна располагаться так, чтобы до нее не нужно было тянуться, руки не должны быть на весу или перенапряжены.

Таблица 4.1 – Вредные факторы ДНС-1 и способы их ликвидации

Вредный фактор	Инженерное решение
Шум	<ul style="list-style-type: none"> <li>- звукопоглощение и звукоизоляция</li> <li>- защитные кожуха</li> <li>- звуконепроницаемая кабина оператора</li> <li>- эффективная смазка трущихся частей оборудования</li> </ul>
Вредный фактор	Инженерное решение
Вибрация	<ul style="list-style-type: none"> <li>- технологическое оборудование на одной сплошной бетонной плите</li> <li>- прорезиненные стыки</li> </ul>
Взрыво- и пожаробезопасность	<ul style="list-style-type: none"> <li>- датчик контроля пламени</li> <li>- система пожарной безопасности</li> </ul>
Тепловое излучение	- теплоизоляция кабины оператора
Травматизм	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимое расстояние от электродвигателей и насосов</li> <li>- удобные площадки для ремонта и обслуживания</li> <li>- звуковое оповещение о включении технологического оборудования</li> </ul>
Магнитное и ионизирующее излучение	- защитные экраны
Влажность, запыленность, температура	<ul style="list-style-type: none"> <li>- отопление</li> <li>- кондиционирование</li> <li>- вентилирование</li> </ul>
Освещение	<ul style="list-style-type: none"> <li>- создание благоприятных условий</li> <li>- настольная лампа</li> <li>- подсветка</li> </ul>

Вывод: Принятие предложенных мер позволит улучшить условия труда операторов, снизить риск возникновения заболеваний, а также повысить производительность труда.

### 4.3 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность может быть обеспечена мерами пожарной профилактики и активной пожарной защиты. Пожарная профилактика включает комплекс мероприятий, необходимых для предупреждения возникновения пожара или уменьшения его последствий. Под активной пожарной защитой понимаются меры, обеспечивающие успешную борьбу с возникающими пожарами.

Пожарная профилактика предусматривает соблюдение противопожарных правил, правильную эксплуатацию оборудования, запрещение курения в неустановленных местах и т.д.

На случай крупного пожара имеется план эвакуации из здания с указанием кратчайших путей эвакуации. Должны быть назначены лица ответственные за пожарную безопасность помещения.

Помещение оборудовано датчиками пожарной сигнализации, которые извещают дежурный персонал здания в случае возникновения пожара.

Рабочие помещения оператора ПК относятся к категории В-1а, В-1г – пожароопасные производства.

### 4.4 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность характеризуется требованиями, предъявляемыми к производственным процессам с точки зрения ограничения загрязнения окружающей среды при работе и техническом обслуживании.

Согласно ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ – «Взрывобезопасность. Общие требования» промышленные предприятия обязаны выполнять определённые мероприятия по охране окружающей среды. [26]

Настоящий стандарт распространяется на производственные процессы (включая транспортирование и хранение), в которых участвуют вещества, спо-

способные образовать взрывоопасную среду, и устанавливает общие требования по обеспечению их взрывобезопасности.

В производственных процессах с целью обеспечения взрывобезопасности следует контролировать:

- параметры взрывоопасности исходных веществ;
- технологический режим;
- состав атмосферы производственных помещений;
- технологическое оборудование;
- электрооборудование.

Подлежащие контролю параметры взрывоопасности выбирать исходя из условий проведения данного производственного процесса и в соответствии с ГОСТ 12.1.044-89 – «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов».

Предотвращение воздействия на работающих опасных и вредных производственных факторов, возникающих в результате взрыва, и сохранение материальных ценностей обеспечиваются:

- установлением минимальных количеств взрывоопасных веществ, применяемых в данных производственных процессах;
- применением огнепреградителей, гидрозатворов, водяных и пылевых заслонов, инертных (не поддерживающих горение) газовых или паровых завес;
- применением оборудования, рассчитанного на давление взрыва;
- обваловкой и бункеровкой взрывоопасных участков производства или размещением их в защитных кабинах;
- защитой оборудования от разрушения при взрыве при помощи устройств аварийного сброса давления (предохранительные мембраны и клапаны);
- применением быстродействующих отсечных и обратных клапанов;
- применением систем активного подавления взрыва;
- применением средств предупредительной сигнализации.

Вредные выбросы, выделяемые промышленными предприятиями в атмосферу, наносят значительный экономический ущерб народному хозяйству по

следующим основным статьям: здравоохранение, коммунальное хозяйство, сельское и лесное хозяйства, промышленность. Экономические потери по статье здравоохранения складываются из затрат на лечение, оплату больничных листов, потерь производительности труда не вполне здоровыми, но трудоспособными членами общества. Экономические потери в коммунальном хозяйстве складываются из расходов на более частый ремонт домов, сокращения сроков службы городского транспорта, дополнительных расходов на содержание сферы бытового обслуживания. Экономические потери в сельском и лесном хозяйствах связаны с понижением урожайности, замедлением роста и усыханием зеленых насаждений и естественных лесов; наиболее опасными являются сернистые и фторсодержащие соединения, а также оксид углерода. Загрязнение атмосферы приводит к снижению продуктивности животноводства и повышению заболеваемости животных в результате использования кормов, выросших в условиях загрязненного воздуха. Экономические потери в промышленности обусловлены усиленной коррозией оборудования и металлоконструкций в загрязненном воздухе, а также уносом ценных компонентов с дымовыми газами в виде пыли и химических составляющих.

Экономические потери определяются путем сравнения заболеваемости населения, а также других составляющих ущерба в городах с повышенным загрязнением воздуха и в контрольных городах с незагрязненным воздухом, расположенных в тех же климатических районах и имеющих приблизительно равные социальные условия для проживания.

Вывод по разделу четыре:

Были рассмотрены воздействия вредных и опасных факторов на обслуживающий персонал и мероприятия по их снижению, условия эксплуатации, при которых будет обеспечиваться нормальное функционирование технических средств станции.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была проведена модернизация автоматизированной системы управления дожимной насосной станции Публичного Акционерного Общества «Варьеганнефтегаз». Была разработана технологическая схема узла насосной станции, произведено моделирование асинхронной машины. Также составлена структурно-математическая схема контура АСР. Из результатов расчета следует, что качество регулирования было улучшено благодаря введению в контур управления ПИД-регулятора. Запасы устойчивости, время регулирования и время нарастания удовлетворяют заданным показателям качества регулирования.

Экономический эффект от внедрения разработанной системы составил 3780000 рублей в год. Это достигается за счет экономии электроэнергии. Срок окупаемости 2 месяца.

В разделе безопасности жизнедеятельности приведены основные источники негативных факторов влияющих на оператора ДНС-1 и технические средства защиты, позволяющих ликвидировать эти влияния.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Руководство оператора - Автоматизированная система контроля и управления ДНС Пермьяковского и Кошильского месторождения 2013. – 61 с.
2. Альбратрос. Настоящая промышленная автоматизация. Каталог продукции 2015. – 314 с.
3. Описание проекта - Автоматизированная система контроля и управления ДНС Пермьяковского и Кошильского месторождения 2013. – 81 с.
4. Руководство по применению в системах каскадного управления насосами. Преобразователи частотные векторные ОВЕН ПЧВХХ, 2012. – 47 с.
5. СНиП 2.05.06-85 – «Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы». М.: Минстрой России, 1985.
6. Справочник по электрическим машинам: В 2 т./С74 Под общ. ред. И.П. Копылова и Б.К. Клокова. Т. 1. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 456 с.
7. Яковлев В.Б.. Теория автоматического управления: Учеб. для вузов/ Душин С.Е., Зотов Н.С., Имаев Д.Х; Под редакцией Яковлева В.Б.. - М.: Высш. шк., 2005. 567 с.
8. Ерофеев, А.А. Теория автоматического управления: Учебник для вузов. - Спб.: Политехника, 2005. 302 с.
9. Дьяконов В., MATLAB. Анализ, идентификация и моделирование систем: Спец. справочник/Дьяконов В., Круглов В. - Спб.: Питер, 2002. 448с.
10. Запорно-регулирующая аппаратура. – <http://www.techmarcet.ru>
11. Зайцев, Н.Л. Экономика промышленного предприятия. Практикум: Учебное пособие. / Н.Л. Зайцев / М.: ИНФРА - М, 2001. -192 с.
12. Кукин, П.П. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов. / П.П. Кукин / М.: Высшая школа, 1999 г. – 318с.
13. Сорокин, Н.Д. Охрана окружающей среды на предприятии. "Интеграл». / Н.Д. Сорокин / Санкт-Петербург, 2009 г. – 189 с.

14. Методические указания по экономическому обоснованию дипломных проектов для студентов электротехнической специальности. Новосибирск: НИИВТ, 1989 г. - 40с.

15. СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / составители: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 56 с.

16. ГОСТ Р МЭК 60079-0-2011 – «Взрывоопасные среды» / М.: Стандартиформ, 2012. – 150 с.

17. ГОСТ 15150-69 – «Исполнения для различных климатических районов» / М.: Стандартиформ, 2006. – 60 с.

18. ГОСТ 12.0.003-74 "Классификация вредных и опасных производственных факторов" / М.: ИПК Издательство стандартов, 2004.

19. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования» / М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 50 с.

20. ГОСТ 26568-85 — «Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация» / М.: ИПК Издательство стандартов, 1985. – 16 с.

21. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности» / М.: Стандартиформ, 2014. – 78 с.

22. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» / М.: ОАО "ЦПП", 2011

23. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ – «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» / М.: ИПК Издательство стандартов, 1988.

24. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ – «Взрывобезопасность. Общие требования» / М.: ИПК Издательство стандартов, 1976.

25. ГОСТ 12.1.044-89 – «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов».

26. Ишниязова, А.Р. Методическое пособие по разработке экономической части дипломного проектирования для не экономических специальностей / А.Р. Ишниязова. – Нижневартовск, 2005. – 29 с.