

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

Школа ИШИТР

Направление подготовки Автоматизация технологических процессов и производств

Отделение школы (НОЦ) Автоматизации и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация системы управления резервуарным парком ООО «Томскнефтьпереработка» УДК 681.586-048.35:621.63:665.63(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	<i>Босоногов Алексей Аркадьевич</i>		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ВКР	Мамонова Татьяна Егоровна			
Руководитель ООП	Воронин Александр Васильевич	доцент, к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ШИП	Шапвалова Наталья Владимировна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ИШХБМТ	Невский Егор Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ОАР	Леонов Сергей Владимирович	доцент, к.т.н.		

Томск – 2018 г.

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

Школа ИШИТР

Направление подготовки (специальность) Автоматизация технологических процессов и производств

Уровень образования бакалавр

Отделение школы (НОЦ) Автоматизации и робототехники

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Основная часть	60
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР	Семенов Николай Михайлович			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Воронин Александр Васильевич	К.Т.Н		

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

Школа ИШИТР

Направление подготовки (специальность) Автоматизация технологических процессов и производств

Отделение школы (НОЦ) Автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Воронин

А.В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
З-8ТЗ1	<i>Босоногову Алексею Аркадьевичу</i>

Тема работы:

Модернизация системы управления резервуарным парком ООО «Томскнефтьпереработка»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является блок измерения показателей качества нефти. Режим работы непрерывный. В БИК происходит отбор проб нефти для анализа в лаборатории, а также непрерывное измерение параметров нефти.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Исследование объекта, подбор оборудования, разработка структурной и функциональной схем АСУ, расчет экономической эффективности, безопасность труда, экология.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1 Функциональная схема автоматизации</p> <p>2 Схема внешних соединений модуля</p> <p>3 Функциональная схема ПАЗ насосного агрегата</p> <p>4 Схема расположения пожарных извещателей</p> <p>5 Схема внешних соединений пожарного извещателя</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Старший преподаватель ШИП Шаповалова Наталья Владимировна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Ассистент ИШХБМТ Невский Егор Сергеевич</p>

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР	Семенов Николай Михайлович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Босоногов Алексей Аркадьевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 104с, 17 рисунков, 23 таблиц, 22 источников, 5 приложений.

Ключевые слова: МОДЕРНИЗАЦИЯ, ТОВАРНО-СЫРЬЕВОЙ ПАРК, СХЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ.

Объектом разработки является модернизация ТСП на нефтеперерабатывающем заводе «Томскнефтепереработка».

Цель работы – модернизация системы управления резервуарного парка НПЗ ООО «Томскнефтепереработка».

В процессе работы были спроектированы, схема автоматизации, независимая АСУТП, перечень датчиков, схема ПАЗ.

Достигнутые технико-эксплуатационные показатели: высокая точность измерений всех параметров в ТСП.

Эффективность модернизации системы автоматизации ТСП заключается в снижении возможных ошибочных действий обслуживающего персонала.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью текстового редактора Microsoft Word 2010, Microsoft Visio 2010 и представлена на компакт-диске (в конверте на обороте обложки).

Содержание

Определения и обозначения	9
Ведение	10
1 Техническое задание	11
1.1 Назначение и цели создания системы	11
1.1.1 Назначение.....	11
1.1.2 Цель создания системы	11
1.2 Характеристика объекта	12
1.3 Требование к системе.....	13
1.4 Требования противоаварийной защиты	14
1.5 Требования к автоматической системам пожарной сигнализации	17
1.6 Требования к измерительным преобразователям.....	18
1.7 Требование к АРМ оператора	19
2 Создание АС	20
2.1 Анализ исходного состояния ТСП	20
2.2 Техническое решение проблемы автоматизации	23
2.3 Описание автоматизации процесса	26
2.4 Структура АСУ ТП	27
2.5 Функции АСУ ТП.....	29
2.6 Описание экранного интерфейса.....	31
2.7 Средства измерения	36
2.8 Источник бесперебойного питания	43
2.9 Схемы внешних соединений	44
3 Противоаварийная защита	45
3.1 Разработка автоматизированной системы управления ПАЗ	45
3.2 Концепция архитектуры интегрированной SRS.....	45
3.3 Анализ источника риска и опасностей.....	46
4 Автоматизированная система пожарной сигнализации.....	59
4.1 Разработка АСПС	59

5	Безопасность и экологичность проекта	68
5.1	Введение	68
5.2	Анализ вредных и опасных производственных факторов	69
5.3	Производственная санитария	71
5.3.1	Требования эргономики и технической эстетики.....	71
5.3.2	Микроклимат	72
5.3.3	Шум	73
5.3.4	Электромагнитное поле	74
5.4	Расчет искусственного освещения	76
5.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	80
5.5.1	Пожарная безопасность.....	80
5.5.2	Оценка пожарной безопасности помещения	81
5.5.3	Мероприятие по устранению и предупреждению пожаров	81
5.6	Охрана окружающей среды	83
6	Технико-экономическое обоснование часть.....	86
6.1	Введение	86
6.2	Организация и планирование работ	86
6.2.1	Планирование выполнения работ	87
6.3	Составление сметы затрат на разработку системы	90
6.3.1	Материальные затраты.....	91
6.3.2	Затраты на оплату труда.....	92
6.3.3	Отчисления во внебюджетные фонды	93
6.3.4	Прочие расходы	94
6.3.5	Общая стоимость этапа разработки.....	95
6.4	Оценка экономической эффективности разработки	96
	Заключение	97
	Список используемых источников	98
	Приложение А	100
	Приложение Б	101

Приложение В	102
Приложение Г	103
Приложение Д	104

Определения и обозначения

В настоящей квалификационной работе использованы следующие определения:

SCADA: под термином SCADA понимается инструментальная программа для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных.

Архитектура: Набор значимых решений по поводу организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых конструируется система, вместе с их поведением, определяемым во взаимодействии между этими элементами.

Интерфейс: Совокупность средств (программных, технических, информационных, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой.

Поляризационный потенциал: измеренное значение стационарного потенциала с минимальной величиной омической составляющей.

В настоящей квалификационной работе приняты следующие сокращения:

АС – автоматизированная система;

АСУТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;

ТСП – товарно-сырьевой парк;

РВС – Резервуар вертикальный стальной;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ПЛК – Программируемый логический контроллер;

ТЗ – Техническое задание;

ПТК – Программно-технический комплекс;

ПАЗ – противоаварийная защита;

АСПС – автоматизированная система пожарной сигнализации;

ВВЕДЕНИЕ

Усиление конкуренции в нефтегазовом секторе обуславливает необходимость повышения эффективности работы компаний и их структурных подразделений. Это достигается, в частности, за счет более четкого и детального управления процессом переработки, хранения и отгрузки. Компаниям чрезвычайно сложно добиться выполнения этих задач без глубокой модернизации автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП).

Использование АСУ ТП в управлении технологическим процессом обеспечивает безопасность производства, высокую надёжность, полный контроль всех параметров процесса переработки, хранения и отгрузки. Снижается нагрузка на технологический персонал, облегчается выявление и устранение неисправностей и неполадок технологического оборудования и так далее. В конечном итоге, эффект от использования АСУ ТП приводит к повышению технико-экономических показателей при значительном снижении трудоемкости.

Целью данной ВКР является модернизация систем управления товарно сырьевым парком.

1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

1.1 Назначение и цели создания системы

Товарно-сырьевой парк предназначен для приёма, хранения нефтепродуктов поступающих с УПН и дальнейшей отгрузкой нефтепродуктов.

1.1.1 Назначение системы

Назначением системы является автоматизация технологических процессов ООО «Томскнефтепереработка». АСУ ТП должна обеспечивать:

- автоматизированный контроль и управления в реальном масштабе времени технологическим процессом приема, хранения, отпуска нефтепродуктов;
- безопасность технологического процесса приема, хранения, отпуска нефтепродуктов;
- автоматического и дистанционного приведения технологического процесса в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций (пожар, выход из строя технологического оборудования и прочее);
- контроля уровня продукта, его нахождения в заданных нормативных пределах и перевод резервуара в безопасное состояние при выходе уровня за границы диапазона;
- контроль технологических параметров насосов нефти и нефтепродуктов.
- управления насосами нефти и нефтепродуктов.

1.1.2 Цели создания системы

Целью создания системы является формирование высокого качественного уровня для решения следующих основных технологических, организационных и экономических задач:

- получение достоверной информации с технологических объектов;
- оптимизация режимов работы технологических объектов;

- повышение точности и оперативности измерения параметров технологических процессов;
- внедрение автоматизированных и математических методов контроля и управления технологическими процессами и объектами;
- снижение трудоемкости управления технологическими процессами;
- повышение безопасности производства, улучшение экологической обстановки в районе производства.
- минимизация технологических издержек (экономия электроэнергии, продление ресурса электродвигателей).

1.2 Характеристика объектов автоматизации

Система автоматизации технологических процессов должна обеспечивать контроль параметров, управление, сигнализацию и автоматические защиты следующих объектов и сооружений на территории ООО «Томскнефтепереработка»:

- резервуарный парк (РП);
- насосная РП;
- автоналив (АН);

Резервуарный парк включает в себя следующее технологическое оборудование:

- резервуары РВС-Б;
- резервуары РВС-ТПБс1, ТПБс2;
- резервуары РВС-ТПБт;
- резервуары РВС-М1, М2;
- резервуары РВС-Н1, Н2;
- емкость аварийного пролива Е-1;
- задвижки электроприводные (всего 16 шт). Задвижки вынесены

за пределы обвалования резервуарного парка.

Насосная РП включает в себя следующее технологическое оборудование:

- насосы Н-1..Н-7 (всего 7 шт.);

АН включает в себя следующее технологическое оборудование:

- гусаки налива в автоцистерну, перед которыми должен контролироваться массовый расход.

1.3 Требования к системе

Информационно-управляющая система узла учета нефти должна проектироваться как открытая иерархическая распределенная система с использованием стандартных протоколов межуровневого обмена.

Выбор структуры ИУС, фирмы-поставщика ПТК системы, датчиков и ИМ должен осуществляться на альтернативной основе и иметь технико-экономическое обоснование.

ПТК как зарубежного, так и отечественного производства должны иметь сертификаты Госстандарта РФ и, как правило, опыт использования на аналогичных объектах.

Система должна предусматривать возможность автономной работы ПТК на различных уровнях.

Любые отключения каналов контроля параметров, определяющих взрывоопасность объекта, или изменение параметров системы защиты должны фиксироваться системой.

Должна быть предусмотрена возможность аварийной остановки технологического процесса по физическим каналам.

На всех уровнях системы должна быть обеспечена защита от несанкционированного доступа к ее функциям и информации с помощью паролей, определяющих права доступа, ключей или других способов.

Датчики, используемые в системе, должны отвечать требованиям взрывобезопасности. При выборе датчиков следует использовать аппаратуру

с искробезопасными цепями. Чувствительные элементы датчиков, соприкасающиеся с сероводородсодержащей или другой агрессивной средой, должны быть выполнены из коррозионностойких материалов либо для их защиты необходимо использовать разделители сред.

Контроллеры должны иметь модульную архитектуру, позволяющую свободную компоновку каналов ввода/вывода. При необходимости ввода сигналов с датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается использовать как модули с искробезопасными входными цепями, так и внешние барьеры искробезопасности, размещаемые в отдельном конструктиве.

Системное ПО должно обеспечивать выполнение всех функций ИУС. На первом уровне это должна быть операционная система реального времени, временные характеристики и коммуникационные (сетевые) возможности которой удовлетворяют требованиям конкретного применения.

На втором и третьем уровнях это должна быть сетевая операционная система с развитыми средствами поддержки баз данных реального времени и графического интерфейса пользователя. Операционные системы всех уровней ИУС должны иметь стандартные открытые сетевые протоколы обмена данными.

Инструментальное ПО должно обеспечивать выполнение функций конфигурирования (настройки) базового прикладного ПО и создание специального прикладного ПО.

Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя:

- создание и ведение базы данных конфигурации (БДК) по входным/выходным сигналам;
- конфигурирование алгоритмов управления, регулирования и защиты с использованием стандартных функциональных блоков;
- создание мнемосхем (видеокадров) для визуализации состояния

технологических объектов;

– конфигурирование трендов истории параметров;

Базовое прикладное ПО должно обеспечивать выполнение стандартных функций соответствующего уровня ИУС (опрос, измерение, фильтрация, визуализация, сигнализация, регистрация и др.).

Специальное прикладное ПО должно обеспечивать выполнение нестандартных функций соответствующего уровня ИУС (специальные алгоритмы управления, расчеты и др.).

1.4 Требования к противоаварийной защите

Требования к противоаварийной защите:

а) Система безопасности (ПАЗ) должна обеспечивать:

– Сбор аналоговой и дискретной информации от датчиков технологических параметров, и дискретных параметров состояния исполнительных механизмов и состояния аварийной вентиляции.

– Выделение достоверной входной информации.

– Анализ и логическую обработку входной информации.

– Автоматическую выдачу сигналов двухпозиционного управления на исполнительные механизмы.

– Дистанционное управление исполнительными механизмами со станции технолога-оператора при условии санкционированного доступа, либо со специальной оперативной панели ПАЗ.

– Передачу оперативной информации от системы ПАЗ в РСУ для сигнализации, регистрации и архивирования (отклонение параметров, срабатывание исполнительных механизмов ПАЗ, и т.п.).

– Выделение первопричины останова технологического процесса.

– Самодиагностику состояния технических средств системы ПАЗ.

б) При проектировании ПАЗ должна быть предусмотрена возможность как дистанционного приведения в действие систем безопасности, так и ручного – для арматуры по месту ее установки. Отказ в цепи автоматического

включения не должен препятствовать дистанционному включению и осуществлению функций безопасности. Для дистанционного и ручного включения должно быть достаточным воздействие на минимальное число управляющих элементов.

в) Проектные решения ПАЗ должны предусматривать сокращение ложных срабатываний и опасных отказов до минимума. ПАЗ должна быть в такой мере отделена от АСУТП, чтобы нарушение или вывод из работы любого элемента или канала АСУТП не влияли на способность ПАЗ выполнять свои функции.

г) ПАЗ должны удовлетворять следующим принципам безопасности:

- резервирования (избыточности);
- независимости;

д) Резервирование, независимость и разнообразие должны быть таковы, чтобы любые единичные отказы в ПАЗ не нарушали их работоспособность. Резервирование должно обеспечивать требуемый уровень интегральной безопасности SIL.

е) Система защиты должна реализовываться на физически выделенных из РСУ технических средствах за счет:

- использования полевого оборудования, имеющего специальный допуск на применение в системах, обеспечивающих безопасность процесса;
- установки дополнительных датчиков в соответствии с категорией взрывоопасности и типом технологического процесса;
- установки дополнительных исполнительных элементов;
- применения системы автоматизированного обслуживания полевого оборудования.

ж) Надежность и время срабатывания систем противоаварийной защиты должно обосновываться разработчиком ИС на основе требований технологической части проекта. При этом должна учитываться категория взрывоопасное технологических блоков, входящих в объект, и время

развития возможной аварии. Время срабатывания системы защиты должно быть гарантированно меньше времени, необходимого для перехода параметра от предаварийного до критического значения.

з) Надежность ПАЗ должна обеспечиваться:

- Аппаратурным резервированием необходимого типа;
- Информационной, функциональной и временной избыточностью;
- Наличием систем оперативной и автономной диагностики.

и) Электропитание оборудования ИС, включая и полевое оборудование КИПиА, должно обеспечиваться от двух независимых источников. На случай отключения основных источников электроэнергии в качестве третьего независимого источника должен быть предусмотрен источник бесперебойного питания (UPS), способный обеспечить электропитанием полевое оборудование КИПиА и основное оборудование РСУ и ПАЗ, чтобы произвести перевод технологического объекта в безопасное состояние в течение наперед заданного интервала времени.

к) При одновременном функционировании нескольких алгоритмов, которые формируют различные команды управления для одного технологического оборудования, система автоматизации должна выполнять команды и блокировки, предусмотренные алгоритмом, имеющим более высокий приоритет.

1.5 Требования к автоматической системам пожарной сигнализации

а) По признакам информационного обмена структура АСПС должна иметь трехуровневую структуру:

- Нулевой (нижний) уровень – полевая техника – первичные преобразователи, извещатели пожарные на резервуарах, в насосных, извещатели пожарные ручные, оповещатели о пожаре, электроприводная арматура, насосы АСПС;

- Первый уровень – резервированный контроллер АСПС;

- Второй уровень – автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов АСПС, универсальные графические панели оператора;

- Третий уровень – уровень информационно-вычислительной сети предприятия.

б) Должен быть предусмотрен обмен данными между системами АСПС и АСУТП о возникновении пожара на объектах НПЗ.

в) Система должна иметь гибкую структуру, обеспечивающую модификацию алгоритмов и конфигурирование схем регулирования и управления.

г) АСПС должна быть надежно защищена:

- от несанкционированного доступа;

- от разрушения или останова работы программного обеспечения в результате некорректных действий операторов АСПС;

- от проникновения вирусов.

д) В составе программного обеспечения АСПС должен быть широкий набор программных модулей, позволяющих осуществлять контроль и управление объектами различных классов.

е) АСПС должна иметь программно-технические средства, обеспечивающие доступ к данным о пожарной ситуации и состоянии технологического оборудования на объектах ТНПЗ, с рабочих станций подключенных к общезаводской сети.

ж) Программно технический комплекс АСПС должен иметь открытую архитектуру с точки зрения добавления к АСПС новых технологических объектов, оснащенных аналогичными программно-аппаратными средствами.

1.6 Требования к измерительным преобразователям

Все измерительные преобразователи, обеспечивающие сбор данных, для автоматизированной системы должны быть представлены в виде

многофункциональных преобразователей с цифровым и/или унифицированным токовым выходным сигналом, удовлетворяющие следующим требованиям:

а) основная приведённая погрешность средств измерений, не должна превышать следующих значений:

– датчик уровня нефти в резервуаре, используемый в учетно-расчетных операциях, $\pm 5,0$ мм;

– Преобразователи давления с основной погрешностью %, не более 0,5.

– Преобразователи температуры с абсолютной погрешностью, °С, не более 0,2.

б) время установления сигнала не более 1,5 с;

в) передача данных на уровень специализированных контроллеров в цифровом протоколе и/или унифицированном токовом сигнале;

г) измерение максимального количества электрических параметров объекта. [1]

1.7 Требования АРМ оператора

АРМ оператора должен быть рассчитан на круглосуточную работу, должен включать в себя источник резервного питания, лазерный принтер.

АРМ оператора должен:

а) поддерживать работу в сети Ethernet;

б) иметь производительность, достаточную для работы программного обеспечения;

в) иметь цветной TFT графический дисплей, достаточный для отображения мнемосхем, размером не менее 20", удовлетворяющий требованиям Госсанэпиднадзора, САНПиН.

г) иметь акустическую систему достаточной мощности для вывода речевых сообщений и звуковых сигналов;

- д) удовлетворять следующим требованиям:
- безопасности по ГОСТ 26329-84;
 - температура воздуха от + 4°С до + 50°С;
 - относительная влажность – 20...80 % при 35°С;
 - уровень шумов – не более 55 дБ при неработающей периферии по ГОСТ 26329.

2 Создание АС

2.1 Анализ исходного состояния ТСП

На данный момент ТСП установлены приборы контроля:

- Датчик уровня Метран-100 ДГ;
- Датчик температуры;
- Датчик давления Метран 55;
- технических манометров МП4-У;
- Электропривод МОЭФ-40

Датчик температуры ДТПК.

Термопреобразователи (датчики температуры) предназначены для непрерывного измерения температуры. Модель датчика с резьбовым креплением выполненный в стандартном исполнении с метрической резьбой. Термоэлектрический преобразователь представляет собой термоэлектрическую цепь – термопару, образованную двумя разнородными металлическими проводниками с двумя спаями:

- Измерительный спай (рабочий) подверженный воздействию температуры рабочей среды.
- Соединительный спай (холодный) подверженный воздействию температуры в месте присоединения к измерительному прибору.

Таблица 2.1.1 – Технические характеристики

Рабочий диапазон измеряемых температур, С ⁰	-50+150
Допустимое отклонение от -40 до 100,С ⁰	±2,5
Класс допуска	В
Условное давление МПа	40
Показатель тепловой инерции, с	10...30

Датчик давления Метран-55.

Датчики давления предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами. Датчики обеспечивают непрерывное преобразования измеряемой величины в унифицированный токовый выходной сигнал. Характеристика прибора приведена в таблице 2.1.2

Таблица 2.1.2 – Характеристика

Работа	Совместимые газы и жидкости
Точность	+/-0,5% для полной шкалы (включены линейность, гистерезис и повторяемость).
Температурные пределы	от -40 до 55 С
Требования на питание	13 - 30 В пост. тока (2 провода).
Выходной сигнал	От 4 до 20 мА. Опционально 0-5, 0-10 В пост. тока.
Время отклика	50 мсек.
Вес	600 г

Датчики давления Метран-100 ДГ.

Интеллектуальные датчики давления серии Метран-100 ДГ предназначены для измерения гидростатического давления и непрерывного преобразования в унифицированный аналоговый токовый сигнал.

Таблице 2.1.3 – Характеристика

Работа	жидкости
Погрешность	$\pm 0,1\%$ от диапазона
Температура измеряемой среды	до 120 С
Требования на питание	13 - 30 В пост. тока (2 провода).
Выходной сигнал	От 4 до 20 мА.
Диапазон измерений	0 – 250 кПа
Температура окружающей среды	от -40 до 70 С
Вес	от 2 до 4.5 кг

Электропривод МОЭФ-40

Внешний вид электропривода представлен на рисунке 2.1.1.

Электроприводы предназначены для приведения в движение запорно-регулирующей арматуры (шаровых кранов, дисковых затворов и т.д.) в соответствии с командными сигналами, поступающими от регулирующих и управляющих устройств в системах автоматического регулирования технологическими процессами.



Рисунок 2.1.1 – внешний вид электропривода МОЭФ

Механизмы изготавливаются с одним из следующих блоков сигнализации положения выходного вала:

- реостатным БСПР-10;
- индуктивным БСПИ-10;

- токовым БСПТ-10 с унифицированным сигналом: 0-5; 0-20; 4-20 тА
ГОСТ26.011. Нелинейность датчиков блоков сигнализации положения + 2,5%. Возможно изготовление механизмов с блоками концевых микропереключателей БКВ без датчика положения выходного вала.

В механизмах предусмотрено два микропереключателя для ограничения перемещения выходного вала и два микропереключателя для блокирования и сигнализации промежуточных положений выходного вала. Эти четыре микропереключателя расположены компактно и образуют собственно блок концевых выключателей БКВ. Каждый микропереключатель имеет размыкающийся и замыкающийся контакты с отдельными выводами на контакты клеммных колодок. Дифференциальный

ход микропереключателей должен быть не более 4% полного хода выходного вала.

Датчик уровня предназначен для постоянного контроля над показателями уровня нефтепродуктов поступающими в ТСП. Нефтепродукты из резервуаров отгружаются в автоцистерны через стояки налива. В связи с тем что в резервуар постоянно поступают и сливают нефтепродукты необходимо контролировать уровень предельно точно чтобы избежать перелива или полного опустошения резервуара. Поэтому датчик уровня должен быть максимально точным.

Контрольно-измерительные приборы, установленные в данный момент на ТСП, описанные выше, давно перестали себя оправдывать. Во-первых, нужно признать, данные приборы морально устарели, и не могут дальше использоваться на ТСП. Так как в условиях рыночных отношений нужно стремиться к большей выгоде отметим, что нынешние датчики сильно уступают по метрологическим показателям. Следовательно, принимаем решение о модернизации нашего объекта. [2]

2.2 Техническое решение проблемы автоматизации

В связи с непрерывностью технологического процесса на ТСП необходимо предусмотреть систему контроля, сигнализации и автоматического управления технологическим процессом. Система сигнализации и контроля должна обеспечивать безопасность работы ТСП, следя за технологическими параметрами процесса и предупреждая об отклонении этих параметров.

В целях повышения оперативности управления и качества ведения технологических режимов, улучшения характеристик технологических процессов и технологического оборудования, сокращения времени простоя оборудования и достижения его оптимальной нагрузки, сокращения числа остановок и аварий технологического оборудования, снижения затрат,

повышения производительности и улучшения условий труда целесообразно модернизировать систему автоматизации исходя из современных тенденций систем сбора, обработки информации и управления.

Данным проектом предусмотрен нижний уровень АСУТП ТСП, состоящий из полевого КИП, измерительных преобразователей и исполнительных механизмов.

Измерение на фильтрах перепада давления по месту и дистанционно.

Замена устаревшей аппаратуры.

Также предусмотрено оснащение ТСП АСУТП на базе микропроцессорной техники с математическим обеспечением и состоящей из рабочего места оператора, укомплектованного дисплеем, функциональной клавиатурой и логического контроллера.

Оснащение ТСП микропроцессорной техникой снижает возможность ошибочных действий обслуживающего персонала при ведении процесса, пуске и остановки узлов ТСП. Управление процессом осуществляется централизованно из операторной. В операторной предусмотрено размещение щитов с барьерами питания и искрозащиты. Автоматизированная система управления технологическим процессом должна обеспечить выполнение следующих функций:

- сбор информации о технологических параметрах и о состоянии технологического оборудования;
- ввод, обработку и вывод сигналов от датчиков полевого КИП, включая информацию о положении исполнительных механизмов;
- управление исполнительными механизмами в автоматическом режиме в соответствии с алгоритмом управления;
- автоматическое регулирование технологических параметров с возможностью плавного перехода с автоматического управления на ручное и обратно;

- дистанционное управление исполнительными механизмами с АРМ оператора;
- отображение и регистрацию текущих значений технологических параметров, информации о режимах работы технологического оборудования, архивирование информации;
- аварийные блокировки и отключения при возникновении предаварийных ситуаций;
- предаварийную и предупредительную сигнализацию;
- самодиагностику состояния устройств системы управления, работоспособности датчиков КИП, а также сигнализацию и

Для обеспечения непрерывного электропитания оборудования автоматизированной системы управления предусмотрена установка блока бесперебойного электропитания.

Полевой КИП предусмотрен о поставки с электрической системой передачи сигналов (4-20 мА постоянного тока), во взрывозащищенном исполнении «искробезопасная электрическая цепь» Ex (i).

Дискретные датчики полевого КИП предусмотрены во взрывозащищенном исполнении «взрывонепроницаемая оболочка» Ex (d) с выходным сигналом типа «сухой контакт».

В связи с тем, что узел учета нефти относится к взрывоопасным объектам, предусмотрена автоматическая система контроля загазованности, вентиляции, пожаротушения. Которые обеспечивают:

- включение аварийной вентиляции при значении загазованности - первого порога НКПР с сопровождением звуковой и световой сигнализацией в операторной и насосной ТСП.
- Отключение аварийной вентиляции при значении загазованности второго порога НКПР с сопровождением звуковой и световой сигнализацией в операторной и в помещениях насосной.

При возникновении пожара ТСП должны быть отключены секциями задвижками все узлы ТСП, автоматически с сопровождением звуковой и световой сигнализацией в операторной и территории ТСП.

Система тушения пожара должна включаться автоматически.

Рабочее место оператора-технолога ТСП нефти предусматривается на базе персонального компьютера с цветным графическим монитором и принтером. Принтер предназначен для распечатки сигналов аварии, сигналов отклонения от технологического регламента, а также для распечатки отчетов по приёму и отгрузки нефтепродуктов в автоматическом режиме и по запросу по принятой форме.

2.3 Описание автоматизации процесса

Переработка нефти на НПЗ осуществляется на установках перегонки нефти УПН-100А и УПН-100Б. Сырьё – товарная нефть, поступает в резервуары хранения нефти поз. Р-101, 102 из коммерческого узла учета нефти за счет давления в магистральном трубопроводе.

Далее нефть подается на УПН из резервуаров поз. Р-101, 102 насосами поз. Н-1101, 1102. Нефть подают в промежуточную емкость поз. Е-201 и Е-401.

Для откачки нефтепродуктов от УПН-100А и УПН-100Б проложены трубопроводы до резервуаров хранения нефтепродуктов.

Откачка продуктов перегонки нефти осуществляется в следующие резервуары:

- бензин откачивается в резервуары поз. Р-201, 202;
- топливо печное бытовое (светлое) – в резервуары поз. Р-301, 302;
- топливо печное бытовое – в резервуар поз. Р-401;
- мазут – в резервуар поз. Р-501.

Готовые нефтепродукты отгружаются в автоцистерны.

Бензин из резервуаров поз. Р-201, 202 насосом поз. Н-1201 подается через наливной стояк поз. Ст. 1 в автоцистерны.

Топливо печное бытовое светлое ТПБ (С)-0,5-35 из резервуаров поз. Р-301, 302 насосом поз. Н-1301 подается через наливной стояк поз. Ст. 2 в автоцистерны.

Топливо печное бытовое ТПБ из резервуара поз. Р-401 насосами поз. Н-1401 подается через наливной стояк поз. Ст. 3 в автоцистерну.

Мазут из резервуаров поз. Р-501 насосом поз. Н-1501 подается через наливные стояки поз. Ст. 4, 5 в автоцистерны.

Для сбора дренажных стоков из трубопроводов, оборудования предусмотрены подземные дренажные емкости поз. ДЕ-1, ДЕ-2.

В соответствии с техническими условиями на проектирование системы автоматизации проектом предусматривается применение приборов и средств автоматизации с электрическими унифицированными сигналами.

Все примененные в проекте приборы и средства автоматизации отечественного и зарубежного производства выбраны с учетом их безопасного использования во взрывоопасных зонах с видом взрывозащиты искробезопасная электрическая цепь (Exia) и взрывозащищенная оболочка (Exd) и имеют серийное изготовление.

2.4 Структура АСУ ТП товарного парка и назначение ее частей

По признакам информационного обмена структура АСУТП товарного парка относится к иерархической 3-х уровневой (рисунок 2.4.1). Каждый из уровней представляет собой следующее:

1 Нижний уровень

К нижнему уровню системы автоматизации относятся:

- первичные средства измерения и датчики технологических параметров;
- местные показывающие приборы;
- исполнительные механизмы;

– аппаратура местного управления и сигнализации.

1.1 Средства контроля и измерения, устанавливаемые в пределах взрывоопасных зон, имеют сертификаты взрывобезопасности и разрешения на применение Ростехнадзора. Применяемые средства измерения имеют сертификаты утверждения типа средств измерений Госстандарта России.

1.2 Все приборы и аппараты, расположенные во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2 в соответствии с ПУЭ и ГОСР Р 51330.0, включены в искробезопасную электрическую цепь (Exia) или имеют вид взрывозащиты - взрывонепроницаемая оболочка (Exd). Искробезопасная электрическая цепь обеспечивается применением барьеров искрозащиты.

1.3 В качестве датчиков и систем нижнего уровня использованы следующие контрольно-измерительные приборы и аппаратура:

- уровнемеры Rosemount 5400;
- сигнализаторы уровня. FTL51 «Endress+Hauser»

2.4 Приборы и датчики нижнего уровня размещаются непосредственно на технологическом оборудовании.

2 2-й уровень – средства контроля и автоматического управления, включающие в свой состав программируемые логические контроллеры (далее ПЛК) осуществляющие управление в реальном времени технологическим процессом, обеспечивающие поддержание заданных режимов работы, а также сбор данных с объектов контроля.

3 3-й уровень – уровень автоматизированного управления и визуализации состояния технологического процесса – включает в себя сервер визуализации и управления, рабочие станции технологов-операторов с которых осуществляется задание необходимых технологических параметров для устройств 2-го уровня в режиме реального времени, рабочие станции системного инженера.

Связь между компонентами 1-го и 2-го уровней АСУТП осуществляется электрическим или оптическим способом: кодовые сигналы, аналоговые сигналы, дискретные сигналы.

Связь между компонентами 2-го и 3-го уровней АСУТП осуществляется электрическими или оптическими линиями связи посредством специализированных промышленных информационных сетей стандарта Industrial Ethernet большой производительности (Сеть структурно состоит из подсетей и организована с помощью коммутаторов), обеспечивающей полный цикл обмена данными между компонентами пределах двух секунд (время реакции на запрос – не более двух секунд).

Линии связи до компонентов 1-го и 2-го уровня расположенными во взрывопожароопасных зонах или проходящие по территории взрывопожароопасных зон выполняются преимущественно искробезопасными в соответствии с ГОСТ Р 51330.10-99. Кабели и провода не искробезопасных цепей прокладываются в соответствии с ПУЭ.

В системе используются протоколы связи и обмена информацией Profibus (скорость передачи данных до 12 Мбит/сек) для соединения контроллера со станциями ввода/вывода ET200M, ET200iSP.

Архитектура подсистем является распределённой.

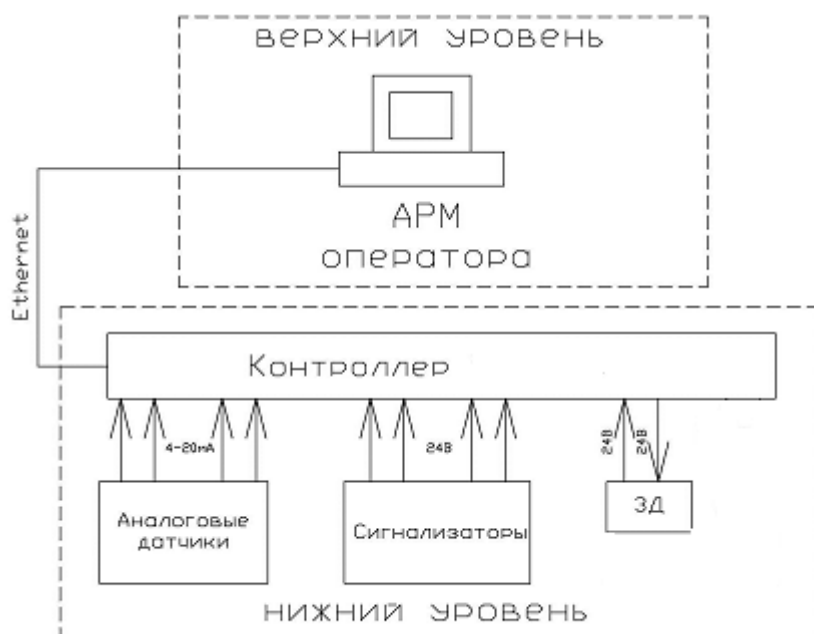


Рисунок 2.4.1 – Структурная схема

Структура АСУТП ТП соответствует иерархическому принципу построения с сетевой организацией обмена информацией между устройствами и имеет распределённое программное обеспечение и базу данных, доступную (с заданными ограничениями) всем абонентам промышленной сети.

2.5 Функции АСУ ТП

К автоматизированным функциям АСУТП относятся:

- хранение нефти, нефтепродуктов и компонентов бензина;
- внутрипарковая перекачка в пределах группы резервуаров, занятых одним типом продукта.

АСУТП ТСП обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматический сбор и первичную обработку технологической информации;
- автоматический контроль состояния технологического процесса на объектах, предупредительную сигнализацию при выходе технологических показателей за установленные границы;

- управление технологическими процессами на объектах в реальном масштабе времени;
- перевод технологического объекта или технологического блока входящего в состав объекта в безопасное состояние;
- представление информации в удобном для восприятия и анализа виде на цветных графических мониторах операторских станций в виде графиков, мнемосхем, гистограмм, таблиц;
- автоматическую обработку, регистрацию и хранение поступающей информации, вычисление усредненных, интегральных показателей;
- формирование отчетов и рабочих (режимных) листов по утвержденной форме за определенный период времени и вывод их на печать;
- контроль за работоспособным состоянием средств АСУТП ТСП, включая цепи входных аналоговых датчиков;
- возможность автоматизированной передачи данных в общезаводскую сеть;
- защиту баз данных и программного обеспечения от несанкционированного доступа;
- диагностику и выдачу сообщений по отказам всех элементов комплекса технических средств, с точностью до модуля.

2.6 Описание экранного интерфейса

Основными функциями верхнего уровня являются следующие:

- 1) отображение информации на мнемосхемах;
- 2) отображение графиков изменения технологических параметров;
- 3) дистанционное управление оборудованием;
- 4) формирование и печать отчетных документов.

Автоматизированное рабочее место оператора выполнено на базе компьютера «Intel» P4. Отображение данных производится на цветном мониторе «Sony» 21”. Для печати рабочих сводок, отчетов и другой документации предусмотрено наличие лазерного принтера «HP LASERJET 4000». Для штатного воздействия оператора на систему служат клавиатура и «мышь».

Связь контроллера с компьютером верхнего уровня осуществляется по интерфейсу RS-232 по протоколу Modbus.

Операторский интерфейс имеет:

- 1) архивацию информации (data log);
- 2) систему сигнализации (alarming);
- 3) возможность подтверждения сигналов тревоги (квитирование);
- 4) тренды переменных процесса (реального времени и архивный);
- 5) меню навигации по графическим экранам;
- 6) использование «горячих» клавиш;

Основным средством представления информации о ходе технологического процесса оператору является цветной графический дисплей. На котором отображены все узлы ТСП. Рассмотрим мнемосхему резервуарного парка (рисунок 2.1).

На мнемосхеме имеются статистические и динамические объекты.

К статическим объектам относятся надписи, графические элементы, трубопроводы, датчики, устройства и прочие компоненты технологических схем, которые не участвуют в управлении технологическим процессом и над которыми нельзя совершить каких-либо действий.

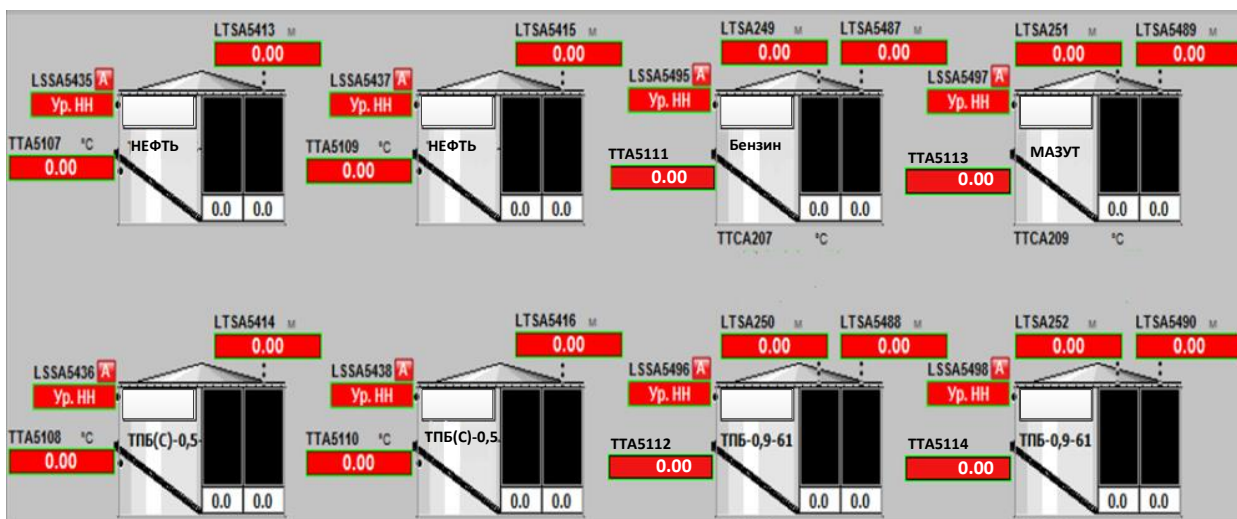
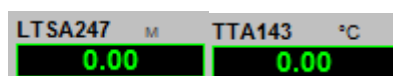


Рисунок 2.1 – Резервуарный парк

Динамические объекты - это элементы управления техпроцессом: кнопки на мнемосхемах, исполнительные устройства (электроздвижки, насосы), а также дискретные и аналоговые датчики.

К аналоговым датчикам можно отнести датчики температуры, уровня.





-  – имитация включена;
-  – канал не исправен.

Рисунок 2.2 – пиктограммы датчиков уровня и температуры

Над изображением датчика (пиктограмма) располагается информационное поле с позиционным обозначением прибора, единицей измерения и текущим значением измеряемой величины (температура, давление, расход). Некоторые датчики отображаются без пиктограммы только в виде информационного поля. Датчики уровня не имеют пиктограммы прибора (рисунок 2.3), поэтому информационное поле со значением уровня, а также процент заполнения отображаются непосредственно на резервуаре (ёмкости).

Датчики отображаются без пиктограммы только в виде информационного поля (таблица 2.1).

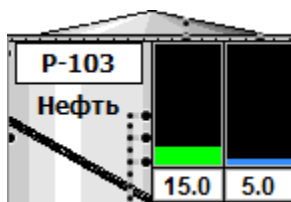


Рисунок 2.3 – Датчик уровня

Таблица 2.1 – возможные состояния индикатора аналогового датчика

Вид	Состояние
	Нормальное рабочее состояние прибора.
	Мерцание желтым цветом, если ошибка не квитирована. Достигнут верхний (H) или нижний (L) предупредительный порог (устанавливаются в настройках датчика).
	Мерцание красным цветом, если ошибка не квитирована. Достигнут верхний(HH) или нижний (LL) аварийный порог измерения (устанавливаются в настройках датчика).
	Датчик не подключен (неисправность канала измерения)
	Датчик не используется.

При нажатии на позиционное обозначение прибора, можно произвести настройку граничных значений уровня датчика, перейдя на вкладку «Границы». Для всех датчиков окно настроек выглядит одинаково.

На рисунке 2.4 изображено информационное окно аналогового датчика, где: 1 – вкладка «Стандарт», отображает текущее значение датчика, 2 – вкладка «Сообщения», 3 – вкладка «Границы», 4 – вкладка «Тренды», 5 – вкладка «Параметры», 6 – вкладка «Дополнительно», переключает на новые вкладки «Обзор», «Заметки» и «Batch».

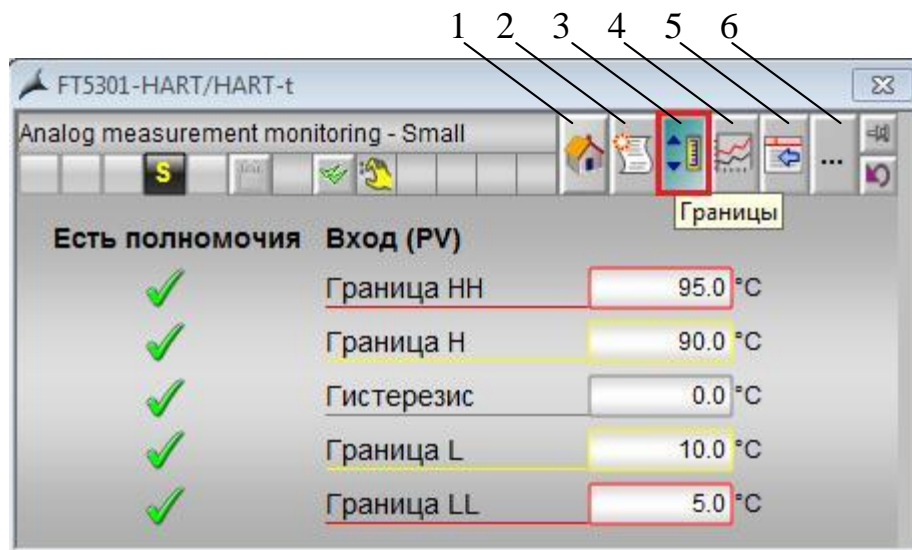


Рисунок 2.4 – Окно настроек граничных значений датчика

На вкладке «Границы» возможны следующие настройки аналогового датчика:

- Порог НН - Поле индикации верхнего аварийного значения;
- Порог Н - Поле индикации верхнего предупредительного значения;
- Порог L - Поле индикации нижнего предупредительного значения;
- Порог LL - Поле индикации нижнего аварийного значения;
- Гистерезис - Поле индикации гистерезиса.

Верхнее и нижнее предупредительные значения (Н, L) определяют границы диапазона значений при нормальном режиме работы датчика, при выходе за которые происходит включение предупредительной сигнализации для привлечения внимания оператора и фиксирование события в журнале сообщений.

В случае выхода значения измеряемой величины за пределы верхнего или нижнего аварийного порога (НН, LL) фиксируется аварийная ситуация, событие заносится в журнал сообщений, происходит включение аварийной

сигнализации, а также автоматическая подача команд управления на исполнительные устройства (например, блокировка насоса по температуре подшипников).







Гистерезис определяет величину, на которую значение измеряемой физической величины должно опуститься ниже верхнего (либо подняться выше нижнего) аварийного значения для снятия аварийной блокировки. Статус предупредительного значения снимается аналогично, если физическая величина станет ниже верхней предупредительной границы (выше нижней предупредительной границы) на величину гистерезиса.

В окне настройки датчика можно также определить, какие события, связанные с работой датчика, будут фиксироваться в журнале сообщений. Если флажок в поле не установлен (например, в поле «Значение ниже порога L»), то при выходе измеряемой величины за предупредительный порог L это событие не будет занесено в список сообщений, соответственно не будет включена предупредительная сигнализация.

Электрораздвижки

Вид пиктограммы сообщает пользователю о текущем состоянии электрораздвижки (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Вид пиктограммы

Вид	Описание
	Задвижка открыта.
	Задвижка в промежуточном состоянии.
	Задвижка закрыта.
	Сигнал «Авария» от задвижки, сигнал
	Сигнал «Местное управление» от задвижки
	Сигнал «Сработала муфта» от задвижки

При нажатии на пиктограмму электрозадвижки открывается окно управления задвижкой (см. рисунок 2.5).

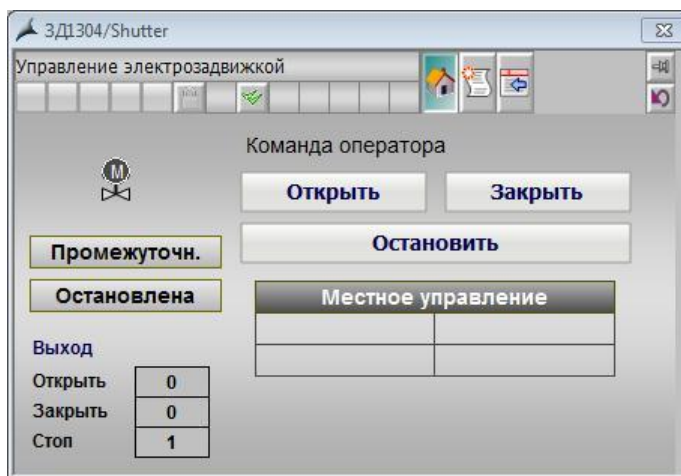


Рисунок 2.5 – Окно управления электрозадвижкой

2.6 Средства измерения

В настоящее время для технологических объектов с невысоким уровнем электромагнитных помех оптимальным вариантом является применение измерительных приборов с токовым аналоговым выходом 4-20мА. Основными преимуществами данного интерфейса является оптимальная стоимость прибора при отсутствии дополнительного каналобразующего оборудования. Применяя датчики данного типа, становится возможным создание линий связи длиной до 200м, при использовании экранированного кабеля, а также возможность дальнейшей модернизации оборудования без прокладки новых кабельных каналов за счет замены измерительных приборов на микропроцессорные датчики с HART-протоколами, а применение выходного сигнала 4-20мА позволяет тестировать измерительный канал на отсутствие обрывов линии связи, так как в этом случае сигнал, равный 0-4мА, выходит за рамки допустимого диапазона и классифицируется как ложный сигнал либо обрыв линии связи.

В ходе выбора измерительного оборудования достигнуто единообразие интерфейсов выходных сигналов измерительных приборов в пользу

выходного унифицированного токового сигнала 4-20 мА, а также однообразие каналообразующей аппаратуры.

Все датчики и сигнализаторы устанавливаются «по месту» на технологическом оборудовании.

Датчика-сигнализатора нижнего/верхнего уровня.

В качестве датчика-сигнализатора уровня будем использовать сигнализатор FTL51 производства ООО «Endress+Hauser». Сигнализатор уровня FTL51 предназначен для контроля уровня большинства видов жидкостей, в т.ч. суспензий, эмульсий и других растворов на водной основе (таблице 2.3).

Достоинства:

- на работу сигнализатора практически не влияют: турбулентность процесса, пузырьки, пена, вибрация, содержание твердых веществ, свойства жидкости и ее состав;
- простая установка;
- различные типы присоединений;
- защита от короткого замыкания и нечувствительность к изменению полярности напряжения питания;
- магнитная контрольная точка для тестирования;
- нет необходимости в калибровке;
- малые размеры и масса.

Таблица 2.3 – Технические характеристики сигнализатора уровня

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	практически все жидкости с плотностью не ниже 600 кг/м ³ и вязкостью от 0,2 до 10000 сП
Температура процесса	от -40 до +150 °С
Температура окружающей среды	от -40 до +80 °С
Давление процесса	от -0,1 до 10 МПа (до 3 МПа – при использовании гигиенических соединений)
Фланцевые соединения	Фланец: от DN40 до DN200 либо от 1,5 дюйма до 8 дюймов по ANSI
Выходные сигналы	дискретные
Режим работы	«сухой» или «мокрый» контакт
Длина вибрационной вилки	Короткая вилка для установки с минимальной погружаемой частью минимум 50 мм (2 дюйма). Удлинение вилки до 3 м (118 дюймов).
Расстояние передачи данных	до 2,5 км
Конструкционные материалы	Нержавеющая сталь марки 316L (1.4404), Hastelloy C или Halar (ECTFE) / PFA
Гистерезис (вода)	±1мм (±0,039 дюйма)
Напряжение питания	от 20 до 264 В переменного тока 50/60 Гц или от 20 до 60 В постоянного тока
Взрывозащищенное исполнение	есть
Степень защиты от пыли и воды	IP66, IP67 по ГОСТ 14254

Уровнемер.

В качестве уровнемера будем использовать радарный уровнемер Rosemount 5400. Радарный уровнемер Rosemount 5400 – это сложный интеллектуальный прибор нового поколения, предназначенный для бесконтактных измерений уровня различных продуктов в резервуарах и емкостях любого типа и размеров (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Технические характеристики уровнемера

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	<ul style="list-style-type: none"> - нефтепродукты, щелочи, кислоты, - растворители, водные растворы, - алкогольные напитки; - суспензии, глина, извести, руды и - бумажная пульпа; - гранулированные материалы от руды до - пластиковых гранул, мелкодисперсионные порошковые материалы, цемент и пр.
Диапазон измерений	от 0 до 50 м
Разрешающая способность	1 мм
Частота	10 ГГц
Рабочий диапазон давлений, МПа	от -0,1 до 5,5 МПа
Рабочий диапазон температур окружающей среды	от -40 до +70 °С
Рабочий диапазон температур процесса	от -40 до +400 °С
Выходные сигналы	4...20 мА/HART/ Fieldbus
Расстояние передачи данных	до 2,5 км
Физические интерфейсы связи с компьютерной средой	Hart, FOUNDATION Fieldbus
Протоколы связи с компьютерной средой	HART, Fieldbus
Погрешность измерений уровня	± 5 мм
Источник питания	24В постоянного или 240 В переменного тока, 50/60 Гц
Потребляемая мощность	5 Вт
Взрывозащищенное исполнение	есть
Гарантийный срок эксплуатации	1 год
Межповерочный интервал	1 год

Уровнемер 5400 состоит из блока электроники и блока подсоединения к резервуару, включая антенну.

Блок электроники может быть легко заменен без нарушения герметичности резервуара. В уровнемере серии 5400 установлен микропрограммный модуль, в котором учтен весь накопленный опыт работы тысяч радарных уровнемеров, применяемых в различных отраслях современной промышленности по отслеживанию ложных эхо/сигналов и истинного сигнала от поверхности среды. Для мониторинга и управления непосредственно на месте установки уровнемер оборудован встроенным дисплеем с четырьмя кнопками управления, которые позволяют выполнять базовые функции конфигурирования. Кроме того, уровнемер серии 5400 обеспечивает возможность установки выносного индикатора и подключения до шести внешних датчиков температуры. Выносная дисплейная панель позволяет выполнять те же функции, что и пакет программного обеспечения "Rosemount Radar Master". Четыре кнопки управления обеспечивают доступ к процедурам конфигурирования и обслуживания уровнемера .

Место монтажа уровнемера должно удовлетворять требованиям свободного распространения микроволнового излучения и обеспечивать доступ к уровнемеру в случае проведения обслуживания. Стенки резервуара должны находиться на определенном расстоянии, чтобы не вызывать возникновения шумов в спектре отраженного сигнала. Для более эффективной работы уровнемера и обеспечения максимально точных измерений антенна должна выступать из патрубка не менее чем на 10 мм.

В зависимости от условий применения и специфических требований технологического процесса уровнемер может быть оборудован антеннами различных типов. Антенна (рисунке 2.6) – одна из самых важных частей уровнемера, при этом она является единственным элементом, контактирующим с атмосферой резервуара.



Рисунок 2.6 – Типы антенн уровнемера Rosemount 5400

В рамках данного курсового проекта выбранный уровнемер будем подключать к контроллеру через аналоговый вход, т.е. на контроллер будет подаваться унифицированный токовый сигнал 4...20 мА.

Уровнемеры серии 5400 предусматривают возможность работы как в автономном режиме, так и в составе самых разнообразных АСУ ТП. В процессе работы уровнемера информация об уровне наполнения резервуара передается в виде аналогового сигнала 4...20 мА с наложенным цифровым сигналом HART. Аналоговые выходы могут быть пассивными – для подсоединения к активной цепи, либо активными, обеспечивающими токовый сигнал 4...20 мА.

Степень защиты от воздействия пыли и влаги IP 66.

Выбранный уровнемер имеет следующие виды взрывозащиты:

- «взрывонепроницаемая оболочка» с маркировкой по взрывозащите 2Exde[ia] [ib] IIC T6;

- «искробезопасная электрическая цепь» с маркировкой по взрывозащите 0Exia IIC T4/T5.

Датчик давления

Датчики давления Метран-150 (в дальнейшем датчики) предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления тех. процессами и обеспечивают непрерывное преобразование измеряемых величин давления избыточного, абсолютного, разности

давлений, гидростатического давления нейтральных и агрессивных сред в унифицированный токовый выходной сигнал дистанционной передачи и цифровой сигнал на базе HART-протокола.

Датчики Метран-150 предназначены для преобразования давления рабочих сред: жидкости, пара, газа в унифицированный токовый выходной сигнал и цифровой сигнал на базе HART-протокола.

Датчики предназначены для работы во взрывобезопасных и взрывоопасных условиях. Взрывозащищенные датчики имеют вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» и вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь».

Датчики предназначены для работы с вторичной регистрирующей и показывающей аппаратурой, системами управления, воспринимающим стандартные сигналы постоянного тока 0-5 или 4-20 мА или цифрового сигнала на базе HART- протокола. [3]

2.7 Оборудование сбора, обработки, отображения данных и управления

В качестве оборудования сбора, обработки, отображения данных и управления используются АРМ оператора ТСП.

Состав АРМ оператора ТСП:

- Компьютер;
- Принтер;
- Коммуникационное оборудование;
- Программное обеспечение;
- Операционная система MS Window;
- Специализированное прикладное программное обеспечение «WinCC».

АРМ оператора ТНП обеспечивает выполнение следующих функций:

- Информационный обмен с контроллером «Simatic» фирмы «Siemens»;
- Отображение на экране технологических схем ТСП, текущих значений параметров, режимов работы оборудования, состояний запорной арматуры;
- Контроль значений параметров, звуковая сигнализация и печать соответствующих сообщений при выходе значений параметров за установленные пределы;
- Автоматическая и по требованию оператора печать отчетов и учетно-расчетных документов;
- Создание и ведение архивов учетно-расчетных документов;
- Создание и ведение журналов событий с возможностью просмотра и печати;
- Управление запорной и регулирующей арматурой;
- Защита от несанкционированного доступа.

С рабочей станции оператора товарно-сырьевого парка обеспечивается печать отчетных документов как автоматически по заданному регламенту, так и по требованию оператора произвольных документов в произвольное время через сетевой лазерный принтер и через локальный матричный принтер с рулонной подачей бумаги.

Резервная станция оператора товарно-сырьевого парка является дублиром основной рабочей станции оператора товарно-сырьевого парка как по программному обеспечению, так и по оборудованию, в него входящему. Если в случае выхода из строя основной рабочей станции оператора товарно-сырьевого парка оперативно заменить ее на станцию дублир.

2.8 Источники бесперебойного питания

Один источник бесперебойного питания обеспечивают работоспособность АРМ оператора ТСП, второй - контроллера «Simatic» в течение 2 часов при нарушении электроснабжения сети.

2.9 Схема внешних проводок

В приложении Б показана реализация соединения. В схемах соединения указано, в каком блоке/узле показано соединение. Указан тип и метраж проводов подводимых к другому устройству. Провода соединяют датчики с клеммами.

3 Противоаварийная защита

3.1 Разработка автоматизированной системы управления противоаварийной защиты

В настоящее время система, обеспечивающая безопасность, Safety Related System (SRS) является обязательной практически для всех объектов нефтегазовой отрасли. В большинстве случаев она представляется отдельными системами ПАЗ, АСПС и пожаротушения, АСКУЗ, которые проектируются независимо от других АС. В процессе эксплуатации согласно отечественным стандартам никакое вмешательство в их работу с пульта оперативного управления диспетчером невозможно.

Каждая система противоаварийной защиты (СПАЗ) должна быть реализована как независимая от других систем автоматизации система безопасности, обеспечивающая останов оборудования или перевод его в безопасное состояние при нарушении нормального хода технологического процесса.

3.2 Концепция архитектуры интегрированной SRS

Целевая разработка единой системы с использованием общих условий технического обеспечения, эксплуатации и обслуживания, а также единой системы связи. АСУТП и система безопасности работают в одних условиях технического обеспечения и эксплуатации, что упрощает обучение персонала, исключает необходимость отображения данных и квитирования, а также обеспечивает единый интерфейс оператора.

Такое проектное решение обеспечивает:

- необходимое управление и безопасность нефтегазового производства с одновременным поддержанием функциональной и физической автономности ПАЗ и АСУТП;
- возможность визуального контроля технологическим процессом, как в обычном, так и аварийном режимах работы;

- независимость источников питания, каналов связи, программно-технических средств оборудования аварийной защиты от компонентов и подсистем АСУТП.

При проектировании ПАЗ исходными нормативными документами являются:

- европейский стандарт EN 61508 (IEC 61508, Функциональная безопасность электрических/электронных/программируемых электронных систем);

- стандарт IEC 61511, который также представлен ANSI/ISA-84.00.01 (Функциональная безопасность: инструментальные системы безопасности для производственного сектора промышленности);

- ГОСТ Р МЭК 61508-1-2007 (Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 1. Общие требования);

- стандарт DIN V 19250 (Фундаментальные аспекты безопасности, рассматриваемые для связанного с безопасностью оборудования измерения и управления).

3.3 Анализ источников риска и опасностей

Исследование опасностей и работоспособности объекта проводится в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51901.11-2005. Он соответствует МЭК 61882:2001 (Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности).

Методологией анализа опасностей технологического процесса является процедура HAZOP (Hazard and Operability Study) – всестороннее исследование опасности и работоспособности. Основой этой процедуры является разработка «деревьев» событий и отказов.

В данном курсовом проекте будет реализована ПАЗ для резервуарного парка (РП). Основным и часто встречающимся типом аварии является розлив нефти в результате превышения аварийного уровня.

Возможными причинами аварий (отказов) могут быть:

- ошибочные действия персонала при пусках и остановках нефтенасосных, несоблюдение очередности оперативных переключений технологических трубопроводов и запорной арматуры и др.;
- отказ приборов контроля и сигнализации, систем управления;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- факторы внешнего воздействия (ураганы и удары молний и др.).

Для анализа причин возникновения аварийных ситуаций при разливе нефти построим «дерево отказа» (рисунок 3.3.1). Структура «дерева отказа» включает одно головное событие (аварию, инцидент), которое соединяется с набором соответствующих нижестоящих событий (ошибок, отказов, неблагоприятных внешних воздействий), образующих причинные цепи (сценарии аварий). Для связи между событиями в узлах «деревьев» используются знаки «И» и «ИЛИ». Логический знак «И» означает, что вышестоящее событие возникает при одновременном наступлении нижестоящих событий (соответствует перемножению их вероятностей для оценки вероятности вышестоящего события). Знак «ИЛИ» означает, что вышестоящее событие может произойти вследствие возникновения одного из нижестоящих событий.

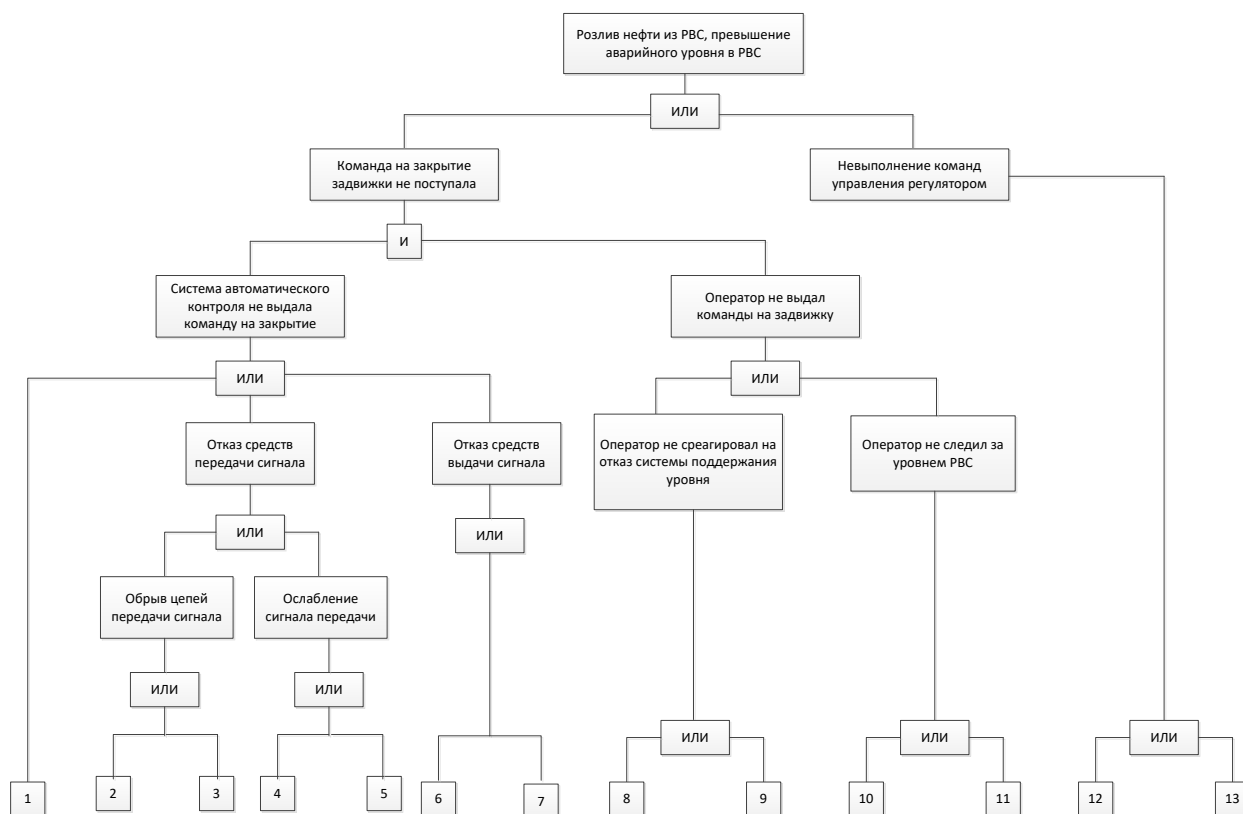


Рисунок 3.3.1 – дерево аварийных событий уровня в РВС

Исходные события для дерева аварийных событий (таблица 3.3.1).

Таблица 3.3.1 – Исходные события аварийного уровня в РВС

№ п/п	Событие или состояние модели
1	Система автоматического управления уровнем оказалась отключенной
2	Обрыв цепей передачи сигнала от уровнемера Rosemount 5402
3	Обрыв цепей передачи сигнала от датчика Liquiphant M FTL51
4	Ослабление сигнала от уровнемера Rosemount 5402
5	Ослабление сигнала от датчика Liquiphant M FTL51
6	Отказ уровнемера Rosemount 5402м
7	Отказ датчика Liquiphant M FTL51
8	Оператор не заметил световой индикации о неисправности (ошибка оператора)
9	Оператор не услышал звуковой сигнализации о неисправности (ошибка оператора)

№ п/п	Событие или состояние модели
10	Оператор не знал о необходимости контроля уровня в РВС
11	Оператор не смог закрыть электропривод вовремя
12	Отказ автоматического выключателя электропривода
13	Обрыв цепей управления электроприводом

Выделим цепочки событий, которые могут быть устранены с использованием программно-аппаратных средств (Е/Е/РЕ) в SIF-устройствах (в каналах измерения и управления ПАЗ). Сценарными событиями этих цепочек являются события, приведенные в таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.2 – События техпроцесса

№ п/п	Событие или состояние техпроцесса
8	Оператор не заметил световой индикации о неисправности (ошибка оператора)
9	Оператор не услышал звуковой сигнализации о неисправности (ошибка оператора)
10	Оператор не знал о необходимости контроля уровня в РВС
11	Оператор не смог закрыть электропривод вовремя
12	Отказ автоматического выключателя электропривода
13	Обрыв цепей управления электроприводом

По материалам анализа аварийной ситуации разрабатывается таблица мероприятий противоаварийной защиты (таблица 3.3.3).

Для определения уровня безопасности SIL воспользуемся диаграммой рисков (рисунок 3.3.2) ГОСТ Р МЭК 61508.

Стандарт рассматривает следующие параметры риска, свойственные технологическим процессам.

Таблица 3.3.3 – Результат анализа аварийного состояния на объекте

Уровень аварийной ситуации	Наименование аварийной ситуации	При каких условиях возможна аварийная ситуация	Возможное развитие аварийной ситуации, последствия	Реальное состояние системы (средств) противоаварийной защиты (ПАЗ) и локализации аварийных ситуаций	Мероприятия по дооснащению системы ПАЗ и средств для локализации аварийных ситуаций
1	2	3	4	5	6
A	Переполнение технологической емкости.	Ошибки персонала при выполнении технологического процесса, отказ оборудования.	Розлив взрывопожароопасного вещества; взрыв; пожар; разрушение технологического оборудования; поражение персонала производственного персонала	Отсутствуют средства ПАЗ (SIS). Имеет место ручное управление процессом. В частности, недостаточный контроль уровня в емкости (SIF)	Оснастить технологическую схему средствами контроля и аварийной защиты от превышения уровня нефти в емкости.

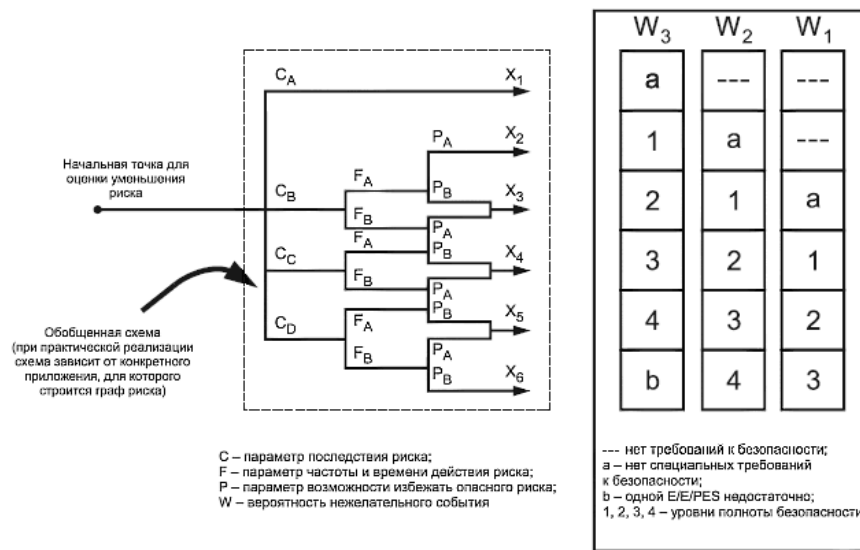


Рисунок 3.2 – Диаграмма риска

Последствия риска – C_i , где $i = A, B, C, D$.

Частота и время действия риска – F_j , где $j = A, B$.

Возможность избегания опасного риска – P_m , где $m = A, B$.

С учетом качественной оценки вероятности нежелательного события (W_n , где $n = 1, 2, 3$) показатель уровня риска (RC_l , где $l = 1, 2, 3, 4$) устанавливается целочисленной функцией:

$$RC_l = RC(C_i F_j P_m W_n), \quad (3.1)$$

Здесь параметры риска по стандарту ИЕС 61508 (качественный метод оценки) определяют следующим образом:

1. Травматизм:

C_A – незначительные травмы, C_B – серьезные травмы одного или нескольких человек, смерть одного человека, C_C – смерть нескольких человек, C_D – катастрофические последствия, большие человеческие потери.

2. Продолжительность нахождения в опасной зоне:

F_A – от редкого до относительно частого, F_B – частое или постоянное.

3. Предотвращение опасности:

P_A – возможно при определённых обстоятельствах, P_B – невозможно.

4. Вероятность нежелательного события:

W_1 – крайне низкая, W_2 – низкая, W_3 – высокая.

Воспользовавшись диаграммой риска (рисунок 3.2), в соответствии с этими атрибутами риска, его уровень соответствует – 2.

- травматизм соответствует – C_B ;
- продолжительность нахождения в опасной зоне – F_B ;
- предотвращение опасности – P_B ;
- вероятность нежелательного события – W_2 .

Производим расчеты (таблица 3.4):

$$PFD_{avg} = \lambda_{du} * \frac{TI}{2}$$

$$RRF = \frac{1}{PFD_{avg}}$$

Таблица 3.3.4 – Расчеты

Элементы SIF	MTBF (лет)	λ /год	λ_s /год	λ_{dd} /год	λ_{du} /год	PFD_{avg} $1001=$ $\lambda_{du}/2$	$RRF=$ $1/PFD_{avg}$	Допустимый SIL
Уровнемер Rosemount 5400	61	0,01639	0,00474	0,0080	0,0013	0,000650	1538	SIL 2
Барьер ПБЭ-10	314	0,00318	0,00159	0,0014	0,00019	0,000095	10526	SIL 3
Simens	685	0,00146	0,00135	0,0001	0,00001	0,000005	200000	
Клапан ЭРА-10	12	0,08333	0,04150	0,0200	0,02183	0,010915	92	SIL 1
Источник питания	167	0,00600	0,00530	0,0000	0,00070	0,000350	2857	SIL 3
Общая (SIF)	9	0,11036	0,05448	0,0295	0,02403	0,012015	83	SIL 1

В соответствии с данными, приведенными в таблице расчетов (таблица 3.3.4), можно сопоставить значения PFD_{avg} и RRF отдельных элементов SIF с табличными (таблица 3.5).

Таблица 3.3.5 – таблица значений

SIL	PFD_{avg} Средняя вероятность отказа на запрос в год (низкая интенсивность запросов)	(1- PFD_{avg}) Готовность безопасности	RRF Фактор снижения риска	PFD_{avg} Средняя вероятность отказа на запрос в час (высокая интенсивность запросов)
SIL4	$\geq 10^{-5}$ и 10^{-4}	От 99,99 до 99,999%	От 100000 до 10000	$\geq 10^{-9}$ и $< 10^{-8}$
SIL3	$\geq 10^{-4}$ и 10^{-3}	От 99,9 до 99,99%	От 10000 до 1000	$\geq 10^{-8}$ и $< 10^{-7}$
SIL2	$\geq 10^{-3}$ и 10^{-2}	От 99 до 99,9%	От 1000 до 100	$\geq 10^{-7}$ и $< 10^{-6}$
SIL1	$\geq 10^{-2}$ и 10^{-1}	От 90 до 99%	От 100 до 10	$\geq 10^{-6}$ и $< 10^{-5}$

Паспортные данные уровнемера Rosemount 5400 указывают на то, что уровень его безопасности соответствует SIL 2, так как расчетная средняя вероятность отказа при выполнении заданной функции безопасности PFD_{avg} оказалась равной 0,00065 отказов/год, аналогично источник питания тоже соответствует SIL 3. Барьер и ПЛК соответствуют SIL 3. Однако клапан с

$PFD_{avg} = 0,010915$ отказов/год соответствует только SIL 1. Так как класс требований к системе аварийной безопасности соответствует SIL 2, то регулятор не может обеспечить требуемый уровень безопасности. [4]

Поэтому необходимо либо использовать другой регулятор с меньшей вероятностью отказа при выполнении заданной функции безопасности, либо осуществлять его резервирование.

Для спроектированной системы выбираем архитектуру 1oo2D, так как она наиболее полно обеспечивает безопасность системы и аттестуется по классу RC6 и уровню SIL3. Высокий уровень надежности достигается за счет дублирования всех модулей (модулей управления и ввода-вывода).

Система 1oo2D – это полностью резервированная архитектура с всесторонней диагностикой и дополнительным трактом безопасного отключения системы, которая управляется независимым диагностическим каналом.

Символ «D» в архитектуре 1oo2D означает не просто расширенные возможности диагностики, а особым образом организованное взаимодействие управляющих и диагностических цепей, позволяющее фактически реализовать реальную квадро-систему, имея:

- два канала обработки информации;
- два диагностических канала.

Благодаря данным четырем каналам достигается наивысший для программируемых электронных систем уровень безопасности и отказоустойчивости.

Система разделена на две эквивалентные подсистемы, работающие синхронно, и полностью резервирующие друг друга.

В том случае, когда система диагностики обнаруживает неисправность в одной из подсистем, эта подсистема отключается, и управление не подхватывает, а продолжает другая подсистема. После того, как работоспособность неисправной подсистемы будет восстановлена, она

включается в работу, полностью восстанавливая двойную схему резервирования архитектуры 1oo2D. В отличие от многих других систем управления и защиты, архитектура 1oo2D позволяет монтировать резервирующие друг друга подсистемы на отдельных шасси, которые могут размещаться в отдельных шкафах и разных помещениях.

К тому же для данной архитектуры реально предсказать поведение системы после частичного отказа и гарантировать обнаружение отказов до 99,95%.

Спроектируем ПАЗ насосного агрегата НВП. Насосный агрегат включает:

- насос нефтяной CNB-M50-160 110/0.30;
- электродвигатель simens 3-Mot.1MG61312CA64-z;
- клапан-регулятор К-1.

Функциональная схема ПАЗ приведена в приложении В.

Функции ПАЗ :

1) Предупредительная сигнализация и запрет пуска двигателя насоса при выходе значений контролируемых параметров за установленные границы в момент пуска.

2) Предаварийная сигнализация и отключение электродвигателя насоса (блокировка работы насоса) при выходе значений контролируемых параметров за установленные границы во время работы.

3) Индикация состояния насоса:

- к пуску готов;
- авария;
- насос работает;
- насос остановлен;
- клапан открыт;
- клапан закрыт.

4) Световая и звуковая сигнализация по каждому параметру на центральном щите управления насосным агрегатом.

5) Квитирование и проверку сигнализации.

6) Снятие блокировок при возвращении параметров в установленные границы.

7) Запоминание времени и даты срабатывания сигнализации и возврата параметров в норму.

Перечень контролируемых параметров и функции, реализуемые в системе ПАЗ, приведены в таблице 3.3.6.

Таблица 3.3.6 – Перечень контролируемых параметров и функции системы ПАЗ

№ п/п	Наименование параметра	Запрет пуска	Индикация	Пред. сигнал.	Предавар. сигнал. и блокировка	Задержка блокировки
1	Давление нефти на выходе из насоса (min)	+		+	+	5 сек.
2	Температура подшипников электродвигателя насоса (max)	+		+	+	5 сек.
3	Заполнение трубопровода на нагнетании насоса	+		+	+	5 сек.
4	Авария	+	+			
5	К пуску готов		+			
6	Насос работает		+			
7	Насос остановлен		+			
8	Клапан открыт		+			
9	Клапан закрыт		+			

Примечание: состояние двигателя насоса (вкл./откл.) определяется по состоянию контакта магнитного пускателя двигателя насоса (при работе насоса контакт замкнут), Сигнал авария формируется при выходе наличия сигнала «Запрет пуска».

Данная система ПАЗ реализуется на контроллере SIMATIC S7-400.

Контроллеры обеспечивают:

1. решение практически любых задач управления;
2. высокую гибкость (возможность расширения АСУТП по мере развития объекта);
3. удобство обслуживания;
4. поддержку технологии CiR (Configuration in Run – конфигурирование без остановки технологического процесса);
5. резервирование всех основных функций, в том числе горячее резервирование, автоматическое безударное переключение на резервный блок в случае отказа ведущего бока;
6. высокий коэффициент готовности системы ввода-вывода, обеспечиваемый применением переключаемых и резервированных конфигураций системы ввода-вывода;
7. использование резервированных сетей PROFIBUS DP для построения переключаемых конфигураций системы ввода-вывода.

Для реализации системы предлагается использовать следующие типы датчиков и вторичных приборов:

- 1 Измерение температуры термометром сопротивления типа Метран-245, преобразователем температуры типа ПИТ-ТП.
- 2 Контроль давления выполняется электроконтактным манометром типа ЭКМ-2005 который имеет два нормально замкнутых контакта.
- 3 Для определения состояния заполнения используется сигнализатор марки Liquiphant M FTL51.

Квитирование световой и звуковой сигнализации с лицевой панели щита выполняется кнопкой «КВИТИРОВАНИЕ».

Модуль дискретных входов SM 321:

Вход 1 – предупредительное (min) давление нефти на выходе из насоса;

Вход 2 – предаварийное (min) давление нефти на выходе из насоса;

Вход 3 – предупредительная (max) температура подшипников электродвигателя;

Вход 4 – предаварийная (max) температура подшипников электродвигателя;

Вход 5 – сигнализация состояния насоса;

Вход 6 – клапан закрыт;

Вход 7 – клапан открыт;

Вход 8 – внешнее квитирование;

Вход 9 – отсутствует заполнение;

Модуль выходных сигналов SM 322:

Выход 1 – запрет пуска двигателя насоса;

Выход 2 – блокировка двигателя насоса;

Выход 3 – закрытие отсечного клапана.

Пуск насоса выполняется согласно регламенту. Перед пуском контролируемые параметры, по которым производится запрет пуска двигателя, должны находиться в пределах нормы. При этом реле выхода 1 находится в активном состоянии (н.р. контакт реле замкнут), обеспечивая разрешение пуска электродвигателя насоса. Если хотя бы один из входов запрета пуска активен, контакт реле выхода 1 размыкается, обеспечивая запрет пуска.

Перед пуском необходимо открыть клапан в линии подачи нефти на вход НВП.

После завершения предпусковых работ, происходит переход в состояние «Насос к пуску готов».

После пуска насоса ячейка на панели индикации отображается мнемосхема работающего насоса и система переходит в режим контроля параметров работы насоса.

Если во время работы насоса срабатывает датчик на любом из входов, включается предупредительная или предаварийная сигнализация. При предаварийной сигнализации включается также и запрограммированная задержка. Если до истечения задержки сигнал на входе не придет в состояние нормы, сработает реле выхода 2 (н.з. контакт реле размыкается), обеспечивая аварийный останов двигателя насоса. Дата и время срабатывания всех датчиков запоминаются в архиве. [5]

4 Автоматизированная система пожарной сигнализации

4.1 Разработка автоматизированной системы пожарной сигнализации

Система пожарной сигнализации (СПС) – это комплекс технических средств, предназначенный для обнаружения признаков возгорания на объекте и подачи сигнала тревоги на пульт охраны, а также управление системами оповещения, автоматического тушения пожара и инженерными системами здания. Принцип проектирования, монтажа и технического обслуживания пожарной сигнализации основан на требованиях соответствующих нормативных документов, отраслевых и ведомственных стандартов.

Как известно нефть является легко воспламеняющейся жидкостью. Кроме того ее пары могут образовывать с кислородом воздуха взрывчатые смеси. Причем источником воспламенения такой смеси могут быть открытый огонь, искра (электрическая, механическая или электростатическая) и высокая температура (от трения, от сжатия или нагретая поверхность).

Разработаем систему пожарной сигнализации для насосной нефти. В одноэтажном здании расположено технологическое оборудование, предназначенное для перекачки легковоспламеняющейся жидкости. Особенностью объекта рассматриваемого типа является в первую очередь то, что как ложная тревога, так и пропуск тревоги ведет к большим материальным и возможным человеческим потерям. Например, ложный пуск системы

пенного пожаротушения на длительное время останавливает процесс перекачки нефти, требует возобновления запасов пенообразователя и влечет за собой восстановительные работы.

Для обнаружения загораний во взрывоопасных производственных помещениях применение находят пожарные извещатели пламени и тепловые пожарные извещатели. Это объясняется тем, что цикл горения веществ, обращающихся в производстве, протекает при значительных скоростях и сопровождается уже на начальном этапе появлением открытого пламени и значительным ростом температуры.

Проектируемая АСПС предназначена для:

- обнаружения первичных факторов пожара в помещении насосной;
- обработки и представления в заданном виде извещения о пожаре персоналу и диспетчеру, ведущему круглосуточное дежурство;
- отображения информации о работоспособности и неисправности СПС;
- формирования команд на включение системы оповещения о пожаре.

При разработке проекта АСПС использованы следующие нормативно-технические документы:

- НПБ 88-01 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»;
- НПБ 110-03 «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией»;
- НПБ 104-03 «Системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах в зданиях и сооружениях»;
- ПБ 09-560-03 «Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов»;

- европейский стандарт BS 5839-1:2002 «Нормы и правила проектирования, установки и обслуживания систем. Часть 1»;
- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- ВСН 116-93 «Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи»;
- РД 51-3-92 «Перечень объектов нефтяной и газовой промышленности, подлежащих оборудованию автоматическими системами пожарной безопасности».

Оценка пожарного риска на производственном объекте предусматривает анализ пожарной опасности производственного объекта. Для оценки пожарных рисков используется дерево отказов. В ряде отраслей разработаны специальные нормативы по их оценке, например, РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов», РД 03-357-00 «Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта». [6]

Обобщенные статистические данные по оценке частоты отказов оборудования на насосной приведено в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 – Обобщенные статистические данные по оценке частоты отказов оборудования на насосной

Тип отказа оборудования	Вероятность отказа	Масштабы выброса опасных веществ
Разгерметизация технологических трубопроводов протяженностью более 30 м	$5 \cdot 10^{-3}$ на 1 км трубопровода в год	Объем выброса, равный объему трубопровода, ограниченного арматурой, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Отказ машинного оборудования (насосы, компрессоры)	$5 \cdot 10^{-3}$ в год	Объем вытекшей через торцевые уплотнения или разрушенный узел за время перекрытия потока

Дерево событий для количественного анализа различных сценариев аварий на насосной станции представлено на рисунке 4.1.1.

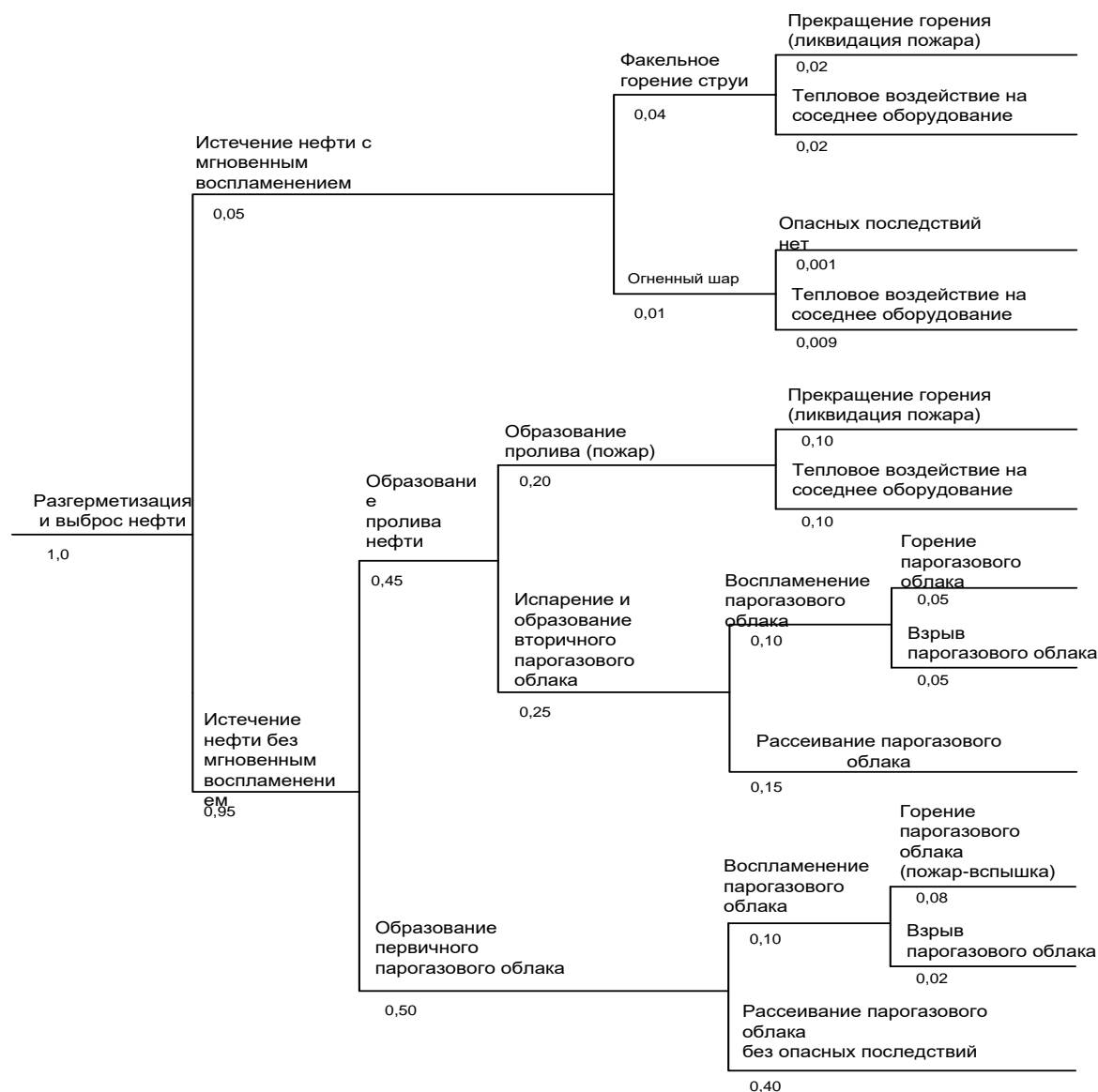


Рисунок 4.1.1 – Дерево событий аварий на насосной

Цифры рядом с наименованием события показывают условную вероятность возникновения этого события. При этом вероятность возникновения инициирующего события (выброс нефти) принята равной 1. Значение частоты возникновения отдельного события или сценария пересчитывается путем умножения частоты возникновения инициирующего события на условную вероятность развития аварии по конкретному сценарию.

На основании п.6 табл.3 НПБ 110-03 предусмотрена защита производственного помещения автоматической системой пожарной сигнализации АСПС. В данном курсовом проекте не предусмотрена разработка автоматической системы пожаротушения каких-либо зданий, сооружений, помещений и оборудования.

Система пожарной сигнализации включает в себя пожарные извещатели пламени ИПЭС-УК/ИФ (рисунок 4.1.2), тепловые пожарные извещатели взрывозащищенные ИП 101-07е (рисунок 4.1.3), ручные пожарные извещатели ИП 535-07е (рисунок 4.1.4).

Выбранное оборудование СПС отвечает требованиям взрывобезопасности, соответствуют требованиям ГОСТ 14254-96 по группе IP66 извещатели пламени ИПЭС-ИК/УФ - При работе ИПЭС на его выходе появляются следующие сигналы:

- срабатывание «сухих» контактов реле на переключение «Пожар»;
- срабатывание «сухих» контактов реле «Неисправность»;

Контакты реле обеспечивают коммутацию токов от 10 мА до 5 А при напряжении до 30 В постоянного тока. Ток ограничен селектором тока прибора приемно-контрольного (ППКП) или внешним резистором.

- информационный аналоговый сигнал со следующими значениями:
 - 1 $(2 \pm 0,1)$ мА – «Неисправность»;
 - 2 $(4 \pm 0,1)$ мА – «Норма»;
 - 3 $(18 \pm 0,1)$ мА – «Пожар»;
 - 4 $(8 \pm 0,1)$ мА – «Тест».
- информационный цифровой сигнал по стандартному каналу связи RS-485 с протоколом MODBUS RTU, содержащий информацию, соответствующую аналоговому и релейным выходам;
- световая индикация красного цвета.

Время срабатывания ИПЭС на тестовые очаги пламени ТП-5 и ТП-6 на расстоянии 25 метров не более 30 с.

Предусмотрена возможность фиксации выходного сигнала «Пожар» после окончания действия причины появления сигнала тревоги.

Предусмотрена возможность изменения чувствительности и времени обработки сигналов для уменьшения влияния помехи при идентификации ИПЭС пожара или близком расположении предполагаемого места загорания (режимы «далеко/близко» и «быстро/медленно»).

Угол обзора ИПЭС не менее 90 °.

Мощность, потребляемая ИПЭС в дежурном режиме, не более 2 ВА, в режиме тревоги – не более 3 ВА, в режиме тестирования – не более 3,6 ВА.



Рисунок 4.1.2 – Извещатель пламени ИПЭС-ИК/УФ.

Тепловые пожарные извещатели взрывозащищенные ИП 101-07е.

Предназначен для выдачи в шлейф пожарной сигнализации тревожного сигнала при превышении в контролируемой среде установленной температуры срабатывания.

Применяется на предприятиях химической, нефтегазодобывающей, нефтегазоперерабатывающей отраслей и взрывоопасных зонах других производств.

Отличительные особенности и характеристики

- уникальная тепловая чувствительность;
- высокая пылевлагодонепроницаемость (IP67) и виброустойчивость (заливка компаундом);
- неокисляющиеся пружинные клеммы "WAGO";
- световая индикация при срабатывании;

- возможность работы в жестких климатических условиях до -55°C ;
- подключение как на размыкание цепи, так и на замыкание;
- выпускается в корпусе из алюминиевого сплава АК12ПЧ;
- условия эксплуатации извещателя в соответствии с температурным классом Т4/Т5/Т6;
- подключение в адресные системы пожарной сигнализации



Рисунок 4.1.3 – Тепловой пожарный извещатель взрывозащищенный ИП 101-07е

Ручной пожарный взрывозащищенный извещатель ИП 535-07е.

В проекте предусмотрена установка ручных пожарных взрывозащищенных извещателей ИП 535-07е вдоль эвакуационных путей, в коридорах, у выходов из здания насосной на высоте 1,5 м от уровня пола. Извещатель пожарный ручной взрывозащищенный ИП 535-07е применяется в системах пожарной сигнализации и пожаротушения. Извещатель предназначен для ручного включения сигнала пожарной тревоги во взрывоопасной зоне.

Извещатель обеспечивает передачу в шлейф пожарной сигнализации тревожного извещения при выдергивании приводного элемента. Извещатель прекращает передачу тревожного извещения после возвращения приводного элемента в исходное состояние. Извещатель ИП 535-07е можно включать в шлейф сигнализации на размыкание (последовательное включение) или на замыкание (параллельное включение).

Вводное устройство извещателя выполнено для монтажа бронированным кабелем с диаметром брони не более 12 мм (D изоляции 6-10 мм.) и монтажа в трубной разводке кабелем с наружным диаметром 6-10 мм.

Извещатель ИП 535-07е может быть установлен в помещениях, содержащих взрывоопасные смеси газов и паров с воздухом категории ПА, ПВ и ПС, согласно классификации гл.7.3 ПУЭ (шестое издание), ГОСТ Р 51330.9 и других директивных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах..



Рисунок 4.1.4 – Ручной пожарный взрывозащищенный извещатель ИП 535-07е

Зоны контроля выбраны в соответствии с п.12.13 НПБ 88-01. Так как здание одноэтажное, то соответственно зоны контроля находятся на первом этаже.

Количество пожарных извещателей определено исходя из необходимости обнаружения загораний на контролируемой площади помещения.

В защищаемом помещении, в соответствии с требованиями п.12.16 НПБ 88-01, установлено не менее двух пожарных извещателей. Также в защищаемом помещении, в соответствии с требованиями п.12.39 НПБ 88-01, для каждой точки защищаемой поверхности установлено не менее чем два извещателями пламени.

Выбор приемо-контрольных приборов управления произведен в соответствии с требованиями государственных стандартов норм пожарной

безопасности, технической документации с учетом климатических механических электромагнитных и других воздействий в местах размещения.

Приемно-контрольные приборы размещены на высоте 1,5 м от уровня пола. Они предусмотрены для:

- управления системой оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре с использованием пульта управления диспетчера.

- управления подачей звуковых сигналов.

На основании п. 13.2 НПБ 88-01 формирование сигналов управления осуществляется при срабатывании одного пожарного извещателя. При получении информации о пожаре диспетчер передает по телефонной линии сообщение о пожаре пожарными извещателями пламени ИПЭС-ИК/УФ или тепловыми пожарными взрывозащищёнными извещателями ИП 101-07е на пульт диспетчерской службы спасения МЧС РФ.

Схемное размещение пожарных извещателей приведено в приложении Г.

Схема внешних соединений для одного пожарного извещателя пламени, теплового пожарного извещателя и ручного пожарного извещателя приведена в приложении Д. [7]

