

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

Институт электронного обучения

Специальность Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)

Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование автоматизированной системы налива нефтепродуктов в автоцистерны на эстакаде нефтебазы Лугинецкое

УДК _____ 681.5 _____

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8201	Теплов В. А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Мастер МНУ ЦАП-4	Спицин Алексей Геннадьевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. МЕН	Петухов Олег Николаевич	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭИБЖ	Извеков Владимир Николаевич	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лиепиньш Андрей Вилнисович	К.Т.Н.		

Томск – 2016 г.

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

Институт электронного обучения
 Направление подготовки (специальность) Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)
 Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой ИКСУ
 _____ Лиепиньш А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

дипломной работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8201	Теплову Виктору Анатольевичу

Тема работы:

Проектирование автоматизированной системы налива нефтепродуктов в автоцистерны на эстакаде нефтебазы Лугинецкое
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.05.2016
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <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, энергос затратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования: сливная эстакада нефтепродуктов в автомобиле. Режим работы – круглосуточный, круглогодичный. Объекты процесса: автоматизированные стояки налива. Повышенные требования к точности измерений.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>Проектирование автоматизированной системы налива нефтепродуктов в автоцистерны на наливной эстакаде нефтебазы. Разработка схем автоматизации. Разработка схем установки оборудования. Разработка структурной схемы. Выбор комплекса технических средств. Разработка схем соединений внешних проводов. Разработка принципиальных электрических схем Расчет надежности системы.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Структурная схема. Принципиальная технологическая схема. Схемы автоматизации.</p>

	Схемы соединений внешних проводок. Планы расположения оборудования и проводок.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ре- сурсосбережение	Петухов Олег Николаевич
Социальная ответственность	Извеков Владимир Николаевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном язы- ках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалифика- ционной работы по линейному графику	13.02.2016
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Мастер МНУ ЦАП-4	Спицин Алексей Геннадьевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8201	Теплов Виктор Анатольевич		

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

Институт электронного обучения

Направление подготовки (специальность) – Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)

Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

Уровень образования – дипломированный специалист

Период выполнения – весенний семестр 2016 учебного года

Форма представления работы:

дипломная работа

**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	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель каф. ИКСУ	Семенов Николай Михайлович			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лиепиньш Андрей Вилнисович	к. т. н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 96 страниц машинописного текста, 15 рисунков, 19 таблиц, 1 список использованных источников на 28 наименований, 6 приложений.

Ключевые слова: автоматизированная система, стояк, налив, комплекс технических средств, нефтепродукт, клапан-отсекатель, расходомер, датчик температуры, датчик давления, верхний налив, нижний налив, автоцистерна, автоматизированное рабочее место, структура, иерархия, схема, технология, процесс.

Объектом исследования является наливная эстакада нефтепродуктов в автоцистерны на нефтебазе Лугинецкого месторождения.

Цель работы – проектирование автоматизированной системы налива нефтепродуктов в автоцистерны на наливной эстакаде нефтебазы.

Работа представляет собой проект по техническому перевооружению автоматизированной системы налива.

При выполнении работы использовались программные продукты, такие как:

- Microsoft Office 2013;
- Autodesk AutoCAD 2015;
- Mathcad.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2013 и представлена на CD (в конверте на обороте обложки).

СОДЕРЖАНИЕ

Обозначения и сокращения	8
Введение	9
1 Техническое задание	11
1.1 Назначение и цели создания АСН	11
1.2 Характеристика объекта автоматизации	11
1.3 Требования к АСН	12
1.3.1 Общие требования	12
1.3.2 Требования к конструкции и составу АСН	14
1.3.3 Требования к режиму функционирования АСН	17
1.4 Требования к видам обеспечения	18
1.4.1 Требования к техническому обеспечению	18
1.4.2 Требования к программному обеспечению	20
1.4.3 Требования к метрологическому обеспечению	21
2 Описание технологического процесса	23
2.1 Общее описание технологической схемы НБ	23
2.2 Описание технологического процесса налива НП в АЦ	26
3 Разработка структурной схемы	28
4 Разработка схем автоматизации	32
5 Выбор комплекса технических средств	33
5.1 Выбор оборудования АСН	33
5.1.2 Выбор датчика давления	35
5.1.3 Выбор датчика температуры	36
5.2.1 Выбор сигнализатора уровня	37
5.2.2 Выбор датчика загазованности	38
5.3 Нормирование погрешности канала измерения	39
6 Разработка принципиальных электрических схем	42
7 Разработка схем соединений внешних проводок	43
8 Расчет надежности системы	47
8.1 Общие сведения о системе	47
8.2 Расчет вероятности безотказной работы системы	49
8.3 Расчет среднего времени наработки на отказ и интенсивности отказов системы	52
8.4 Расчет времени безотказной работы системы	53
9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	55
9.1 Цели и задачи	55
9.2 Организация и планирование комплекса работ	55
9.3 Оценка коммерческого и инновационного потенциала инженерных решений	59
9.4 Расчет затрат на проектирование	62
9.5 Расчет условно-годовой экономии от автоматизации	63
9.6 Расчет экономического эффекта, коэффициента эффективности и срока окупаемости капитальных затрат	64
10 социальная ответственность	68

10.1	Аннотация	68
10.2	Введение	68
10.3	Производственная безопасность	69
10.4	Производственная санитария	70
10.4.1	Шум	70
10.4.2	Микроклимат	70
10.4.3	Освещенность	71
10.4.4	Электромагнитное излучение	75
10.5	Техника безопасности	76
10.5.1	Электрическая безопасность	76
10.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	78
10.6.2	Пожарная безопасность	78
10.7	Экологическая безопасность	79
10.8	Правовые и организационные требования	81
	Заключение	82
	Список использованных источников	83
	Приложение А Схема структурная комплекса технических средств	85
	Приложение Б Принципиальная технологическая схема	86
	Приложение В Схемы автоматизации	87
	Приложение Г Схема электрическая принципиальная шкафа автоматики	91
	Приложение Д Схемы соединений внешних проводок	92
	Приложение Е Календарный план-график выполнения работ	96

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Аббревиатура	Расшифровка
АР	Автоматическое регулирование
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
АС (АСУ)	Автоматизированная система (автоматизированная система управления)
ГОСТ	Государственный стандарт
ЗИП	Запасные части, инструменты и принадлежности
ЗРА	Запорно-регулирующая аппаратура
ИК	Измерительный канал
ИМ	Исполнительный механизм
ИС	Измерительная система
ИБП	Источник бесперебойного питания
КИП	Контрольно-измерительные приборы
КТС	Комплекс технических средств
ЛВС	Локальная вычислительная сеть
МИ	Методика измерений
НТД	Нормативно-техническая документация
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
ЭВМ	Электронно-вычислительная машина
СВТ	Средства вычислительной техники
РЭ	Руководство по эксплуатации
СКУ	Средства контроля и управления
ТЭП	Технико-экономические показатели
ТЗ	Техническое задание
УСО	Устройство связи с объектом
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ТП	Технологический процесс
АИС ТПС	Автоматизированная информационная система топливопроводящей сети
АСН	Автоматизированная система налива
НП	Нефтепродукт
АЦ	Автоцистерна
КМХ	Контроль метрологических характеристик
СИ	Средство измерения
ДВК	Датчик взрывной концентрации
НБ	Нефтебаза
НКПР	Нижний концентрационный предел распространения

ВВЕДЕНИЕ

В последнее время все большее внимание специалистов, работающих в сфере системной интеграции, уделяется вопросам унифицированного подхода к проблемам автоматизации технологических процессов. Безусловно, такой подход необходим и при автоматизации технологических процессов приема, хранения, отпуска и коммерческого учета нефтепродуктов на нефтебазах.

Нетривиальность и трудоемкость задачи автоматизации обусловлена многовариантностью возможных технических решений, выбора оборудования, а также неоднозначностью при определении уровня и степени автоматизации. При выборе оптимальных технических решений должны учитываться различные критерии, включающие в себя как характеристики объектов автоматизации, так и требования эксплуатационного и сервисного обслуживания. При этом не только в значительной степени возрастает и усложняется информационная база результатов измерений, обусловленная широким спектром и большим количеством измерительного и технологического оборудования, но и возникает еще один существенный, усложняющий разработку АСУ ТП аспект. Он связан с необходимостью создания распределенной системы управления (РСУ), включающей в себя функционально независимые подсистемы (расположенные территориально на значительном расстоянии друг от друга) со своими датчиками, исполнительными механизмами, предназначенными для управления конкретной частью нефтебазы.

Естественно, что все подсистемы должны быть объединены в локальную сеть, позволяющую взаимодействовать с другими контурами и устройствами для выполнения общей задачи.

Характерной чертой такой системы является децентрализованная обработка данных, повышенная отказоустойчивость, стандартная и единая структура базы данных. Заметим, что для сотрудников нефтебазы принципиально важно наблюдать за процессами изменения параметров и состояния оборудования в реальном времени, что требует считывания данных с малым периодом времени.

Именно поэтому автоматизация таких технологических процессов на нефтебазах, как отпуск нефтепродуктов в автомобильные цистерны имеет очень большое значение на сегодняшний день. Ведь входе налива нефтепродуктов необходимо учитывать множество характеристик отпускаемой продукции:

- масса и объем отпускаемого продукта;
- плотность отпускаемого продукта;
- температура отпускаемого продукта;
- давление отпускаемого продукта.

Кроме того, требуется контролировать данные параметры в заданных рамках, дабы выход технологического параметра за установленные пределы не привел к возникновению нештатной ситуации на производстве, что, несомненно, негативно скажется на экономических показателях, не говоря уже об опасности травмирования людей.

Таким образом, в данной выпускной квалификационной работе рассматривается автоматизация процесса налива нефтепродуктов и осуществляется проектирование автоматизированной системы налива, удовлетворяющей требования технического задания и вывести производство на новый уровень путем контроля автоматического/автоматизированного контроля всех необходимых технологических параметров.

1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

1.1 Назначение и цели создания АСН

Целью создания автоматизированной системы налива (АСН) является автоматизация измерений параметров нефтепродуктов (НП), при отпуске в автомобильные цистерны (АЦ).

АСН предназначена для:

- герметизированного (закрытого) наполнения нефтепродуктами АЦ с верхним и нижним наливом;
- дистанционного автоматизированного управления процессом налива, отображение данных об отгрузке и измерительной информации на дисплее АРМ и контроллера;
- измерения массы, объема, плотности и температуры на потоке отгруженных нефтепродуктов, сбор и обработка измерительной информации, передачи данных в учетную систему верхнего уровня;
- обеспечения безопасности выполнения технологических операций и автоматической защиты от нештатных ситуаций.

1.2 Характеристика объекта автоматизации

Нефтебаза (НБ) предназначена для:

- обеспечения бесперебойного снабжения потребителей НП в необходимом количестве и ассортименте;
- сохранности качества НП и сокращения до минимума потерь при их приеме, хранении и отпуске потребителям.

Климат района: умеренно-континентальный.

Вид исполнения: открытый, УХЛ1.

Расчетная температура окружающего воздуха: от минус 35 до плюс 40 °С.

Расчетная температура окружающего воздуха в закрытом помещении (операторной): от плюс 18 до плюс 25 °С.

Тип наливной эстакады: открытая, с навесом для защиты от атмосферных осадков и солнечной радиации.

Режим работы: круглосуточный, круглогодичный.

Процесс налива: нижний и верхний, с герметизацией автоцистерн на пунктах налива (подробнее см. табл. 1).

Таблица 1 – Характеристика наливных стояков

Общее количество наливных стояков на эстакаде:		
Вид налива		итого
нижний	верхний	
4	5	9
Производительность одного наливного стояка		80 м ³ /ч

Количество рабочих дней в году: 365.

Отгружаемые нефтепродукты: Дизельное топливо по ГОСТ Р 52368-2005; бензин Регуляр-92 по ГОСТ Р 51105-97, бензин АИ-92-К5-Евро по СТБ 1656-2011, бензин Премиум Евро-95, бензин Супер Евро-98 по ГОСТ Р 51866-02 (физико-химические свойства НП приведены в таблице 2).

Таблица 2 – Физико-химические свойства измеряемой среды

п/п	Наименование нефтепродукта	Нормативный документ	Температура, °С		Плотность (при 15 °С), кг/м ³	
			min	max	min	max
1	ДТ Евро сорт С, вид II (ДТ-Л-К4)	ГОСТ Р 52368-2005, ЕН 590:2009	- 5	+ 40	820	845
2	ДТ Евро сорт С, вид III (ДТ-Л-К5)		- 35	+ 40	820	845
3	ДТ Евро класс 1, вид III (ДТ-З-К5)		- 25	+ 40	820	845
4	ДТ Евро класс 2, вид III (ДТ-З-К5)		- 35	+ 40	725	780
5	Регуляр-92 (АИ-92-К5)	ГОСТ Р 51105-97	- 35	+ 40	720	775
6	АИ-92-К5-Евро (АИ-92-К5)	СТБ 16556-2011	- 35	+ 40	720	775
7	Премиум Евро-95 вид III (АИ-95-К5)	ГОСТ Р 51866-2002	- 35	+ 40	720	775
8	Супер Евро-98 вид III (АИ-98-К5)		- 35	+ 40	720	775

1.3 Требования к АСН

1.3.1 Общие требования

Для налива нефтепродуктов в автомобильные цистерны на нефтебазе должны применяться автоматизированные посты герметичного налива верхним и нижним способом, оборудованные наливными устройствами (стояками), насосными агрегатами, системами безопасности налива и герметизации цистерн, а также узлами учета измерения количества нефтепродуктов в единицах массы, соединенными с АРМ (пультом) и блоком управления.

Оборудование АСН расположить на существующих островках налива. Предусмотреть на АСН систему контроля загазованности в составе оборудования АСН.

Пост налива топлива в автоцистерны оборудуется:

- стояком для нижнего или верхнего налива, обеспечивающим герметичный налив и автоматическое прекращение подачи топлива;
- запорной трубопроводной арматурой;
- узлом учета;
- дренажной системой;
- устройством заземления автоцистерн;
- блоком управления наливом и обеспечения его безопасности.

Технологические блоки поста налива должны представлять собой конструктивно законченные изделия заводской готовности. Конструкция блоков должна обеспечить удобный доступ, монтаж и демонтаж сменных элементов, исключить их неправильный монтаж в процессе эксплуатации. Технологическое оборудование, размещенное на открытой площадке в заданных климатических условиях должны иметь исполнение в части воздействия климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150-69.

Качество и технические характеристики материалов и готовых изделий должны быть подтверждены в документации заводов-изготовителей.

Запорная трубопроводная арматура поста налива должна соответствовать классу герметичности А (ГОСТ Р 54808-2011). Установка и расположение трубопроводной арматуры должна обеспечивать возможность удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта.

Построение трубопроводной обвязки поста налива должно иметь компенсацию от температурных деформаций.

В схеме поста предусмотреть предохранительные клапаны, позволяющие автоматически сбрасывать опасное повышение давления в трубопроводах при изменении температуры окружающей среды в отводящий трубопровод (дренажную систему), или другие системы компенсации давления.

1.3.2 Требования к конструкции и составу АСН

На стояках налива нефтепродуктов в автоцистерны предусмотреть отвод вытесняемой из цистерн паровоздушной смеси (паров) в существующую дренажную емкость. Узел для отвода паров должен иметь обратный клапан и огнепреградитель.

Стояки верхнего налива топлива в автоцистерны должны быть безшланговые в виде системы шарнирно-сочлененных труб и телескопических устройств. Легкое перемещение устройства без перекосов должно обеспечиваться двухрядными шарнирами.

Радиус действия наливного устройства стояка, м не менее	3
Угол поворота наливного устройства в горизонтальной плоскости, ° не менее	180
Диаметр уловного прохода наливного устройства, мм	80 или 100
Высота обслуживаемых АЦ, мм	2500 ... 3900
Диаметр обслуживаемых АЦ, мм	1200 ... 2200

Стояки нижнего налива топлива в автоцистерны должны быть выполнены в виде системы шарнирно-сочлененных труб и гибкого металлорукава.

Диаметр уловного прохода наливного устройства, мм	80 или 100
---	------------

Конструкция стояков налива должна иметь единый токопроводящий контур для обеспечения заземления устройства. Материал уплотнений шарнирных соединений должен быть выполнен из материалов, стойких к воздействию нефтепродуктов.

В состав АСН со стояками верхнего налива должны быть включены:

- наливное устройство в виде шарнирно-сочлененных труб с выдвижным телескопическим наконечником для подслоного налива нефтепродуктов;
- герметизирующая крышка или уплотнительный конус для горловин автоцистерн с диаметром поперечного сечения 250 ... 500 мм;
- автоматический вакуумный прерыватель;
- датчик предельного налива цистерны;
- гибкий рукав рекуперации паров;
- механический стопор рабочего и гаражного положения;
- ручной отсечной клапан;

- съемный каплесборник.

Выдвижной телескопический наконечник должен соответствовать следующим требованиям:

- иметь длину, необходимую для обеспечения безопасного контакта с днищем любой автоцистерны или расстояния от его конца до нижней ее образующей не более 200 мм;
- конструкция наконечника должна быть из неискрообразующего материала и исключать вертикальное падение и разбрызгивание струи продукта в начале операции налива;
- диаметр наливной трубы и способ герметизации цистерн должны учитывать многообразие конструкций горловин цистерн, наличия различных элементов внутреннего оборудования цистерн и их взаиморасположения в горловине.

Конструкция наливного устройства должна обеспечивать полное освобождение наливной трубы от продукта и исключать возможность его пролива на цистерну при окончании налива. Сбор капель и возможных остатков нефтепродуктов из наливного устройства, находящегося в гаражном положении осуществляется в каплесборник.

Герметизирующая крышка или уплотнительный конус должны иметь штуцер для отвода паров топлива при наливке автоцистерны через отдельный рукав. На крышке или конусе устанавливается датчик предельного налива.

Не предусматривать многотопливные консоли для налива нескольких видов нефтепродуктов через одно устройство верхнего налива. Каждое устройство верхнего налива предназначено для налива одного вида нефтепродуктов.

В состав АСН со стояками нижнего налива должны быть включены:

- шарнирный трубопровод с амортизатором;
- гибкий металлорукав;
- муфта нижнего налива по стандарту API 1004;
- рукав отвода паров с муфтой отвода паров с выжимным пальцем по стандарту API 1004;

- механический стопор рабочего и гаражного положения.

АСН должна реализовывать прямой метод динамических измерений массы нефтепродуктов и состоять из последовательно соединенных обратного клапана, фильтра (необходимой тонкостью фильтрации не более 200 мкм), предохранительного клапана, газоотделителя, массового расходомера, датчиков давления и температуры, регулятора расхода с электроприводом и другого, необходимого оборудования для обеспечения заданных функций системы учета. Для уменьшения гидравлических ударов, обеспечения безопасных скоростей перекачки и точности учета регулятор расхода должен обеспечивать производительность налива нефтепродукта в начальной (0 ... 5-10 %) и завершающей (90-95...100 %) фазе не более 10 % от номинальной производительности налива.

Насосный блок (в составе поста налива) должен включать в себя насосный агрегат, на входном коллекторе которого устанавливается шаровой кран. На входном коллекторе насоса должен устанавливаться компенсатор, предотвращающий опасное перемещение подводящего трубопровода и снижающий напряжение на корпусе насоса. Напорная характеристика насоса должна обеспечивать заданную производительность налива на всех режимах работы, исходя из гидравлического сопротивления элементов технологической схемы установки налива.

Площадки налива автоцистерн оснастить металлическими эстакадами для обслуживания на отметке +3 м и маршевыми лестницами в торцах с учетом следующих требований:

- ширина лестницы должна быть не менее 0,7 м, угол наклона – не более 45°;
- покрытие эстакады налива и ступени лестниц следует выполнять из просечно-вытяжного листа или полосовой стали, поставленной на ребро, без огнезащиты;
- эстакада налива должна быть снабжена необходимым количеством откидных мостиков для выхода на автоцистерны;

- откидные мостики, по принципу действия, должны иметь ступени, которые при перемещении мостика из гаражного положения в рабочее всегда находятся в горизонтальном положении. Мостики должны быть оснащены перилами, а в особых случаях дополнительными барьерами безопасности.

Конструкция мостика должна иметь:

- надежный механический стопор гаражного положения исключающий самопроизвольное перемещение моста;
- механизм защиты ног оператора от защемления ступенями при раскладывании моста из гаражного положения в рабочее;
- датчик гаражного положения;
- механизм автоматического возврата моста из рабочего положения в гаражное;
- автоматический механизм фиксации положения моста в рабочем положении;
- антикоррозийное покрытие.

В конструкции оборудования должна быть предусмотрена возможность пломбирования механическими пломбами элементов, влияющих на метрологические характеристики и результаты измерений; схема установки пломб должна быть приведена в эксплуатационной документации.

Конструкция АСН должна обеспечивать контроль несанкционированного доступа в настройки массового расходомера. Для исключения несанкционированного физического доступа к счетчику должна предусматриваться возможность установки клейм и пломб.

1.3.3 Требования к режиму функционирования АСН

Функционирование постов должно быть рассчитано на круглосуточный, круглогодичный режим работы, с остановкой на профилактику не чаще 1 раза в год. Количество рабочих дней в году – 365.

1.4 Требования к видам обеспечения

1.4.1 Требования к техническому обеспечению

1.4.1.1 Требования к составу и структуре технического обеспечения

Комплекс технических средств (КТС) должен представлять собой интегрированную трехуровневую иерархическую систему, объединенную средствами передачи данных.

КТС должен иметь трехуровневую структуру и состоять из следующих компонентов:

– нижний уровень – уровень размещения контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА) и исполнительных устройств (механизмов):

1) измерительная система АСН в составе:

- а. массовый расходомер;
- б. датчик давления;
- в. датчик температуры;
- г. сигнализатор уровня;
- д. датчики гаражного положения;
- е. устройство заземления АЦ;
- ж. насосный блок;
- з. воздушный клапан;
- и. клапан-отсекатель (для установок верхнего налива);
- к. датчик загазованности;
- л. сигнализатор наличия НП в ФГУ;

2) система измерения и контроля подземного резервуара аварий-

ных проливов в составе:

- а. сигнализатор уровня;
- б. сигнализатор светозвуковой;
- в. пост управления;
- г. датчик загазованности;

– средний уровень – уровень сбора информации с нижнего уровня, выдачи воздействий на устройства нижнего и верхнего уровня; состоит из блока управления АСН, а также интерфейсных и электрических линий связи.

– верхний уровень – уровень оперативного и диспетчерского управления; состоит из автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора налива:

- 1) персональный компьютер:
 - а. монитор 21";
 - б. системный блок;
 - в. клавиатура;
 - г. мышь;
 - д. лицензионное ПО для управления процессом налива;
- 2) принтер с USB-кабелем;
- 3) источник бесперебойного питания (ИБП) – мощность не менее

450 Вт.

Структурная схема комплекса технических средств приведена в приложении А.

1.4.1.2 Требования к ЦБУ

Блок управления должен включать в себя:

- контроллер на АСН для задания, индикации, обработки и отображения операций;
- АРМ с силовым шкафом и отдельным ИБП контроллера, устанавливаемый в операторной.

Связь контроллера с АРМ оператора налива осуществляется по промышленному протоколу передачи данных по стандартным интерфейсам.

Функции блока управления:

- управление режимами налива;
- сбор и обработка измерительной информации;
- прием, архивирование, хранение и передача данных в учетную систему верхнего уровня;

- отображение данных об отгрузке и измерительной информации на дисплее АРМ и контроллера;
- обеспечение безопасности процесса налива.

Для обеспечения безопасности блок управления запрещает пуск насоса или производит остановку насоса и закрытие регулятора расхода в следующих случаях:

- не подключено заземление (для всех типов автоцистерн);
- не подключен датчик предельного налива (для цистерн нижнего налива);
- при нажатии кнопки «стоп» на кнопочном посту управления;
- при срабатывании датчика предельного налива автоцистерн (датчик входит в состав стояка налива – для верхнего налива и в состав цистерны – для нижнего налива);
- при выдаче дозы нефтепродуктов заданной оператором налива;
- при срабатывании датчика загазованности свыше ПДК;
- при отсутствии перекачиваемой жидкости на входе насоса (защита от "сухого хода").

Также должна быть предусмотрена возможность останова насоса в составе поста налива и закрытия клапана оператором с пульта управления в операторной.

Блок управления должен поставляться с базовым программным обеспечением, совместимым с существующим на объектах эксплуатации ПО.

1.4.2 Требования у программному обеспечению

Программное обеспечение, входящее в состав измерительной системы должно обеспечивать комфортный пользовательский интерфейс на русском языке, обладать антивирусной защитой) и обеспечивать доступ только для зарегистрированных пользователей, прошедших процедуру аутентификации.

Обеспечение санкционированного доступа должно соответствовать следующим требованиям:

- комплексность защиты информации, которая обеспечивается сочетанием организационных мер, программных, криптографических и аппаратных средств защиты (при этом организационные меры являются самостоятельным инструментом защиты и одновременно объединяют все остальные средства в единый механизм защиты);
- должна существовать политика разграничения уровня доступа к информационным ресурсам измерительной системы;
- доступ пользователей ко всем функциональным подсистемам измерительной системы должен быть обеспечен при вводе параметров аутентификации для всего периода пользовательской сессии.

1.4.3 Требования к метрологическому обеспечению

При измерении массы НП должен быть реализован прямой метод динамических измерений с использованием массовых расходомеров.

Таблица 3 – Метрологические характеристики измерительных систем

Рабочее давление, МПа (не более)	0,6
Диапазон измерения: – массового расхода, кг/ч – объемного расхода, м ³ /ч – давления, МПа – температуры, °С	от 0 до 135 от 0 до 90,0 от 0 до 1,0 от минус 35 до плюс 40
Температура, °С: – окружающей среды – рабочая процесса	от минус 35 до плюс 40 от минус 35 до плюс 40
Диаметр трубопровода, мм (не более)	100
Погрешность измерения (не более): – массы, % – объема, % – плотности, кг/м ³ – давления, % – температуры, °С	0,25 0,25 0,5 0,25 0,5
Степень защиты корпуса датчика (не менее)	IP67
Выходной сигнал: – датчика расхода – датчика давления – датчика температуры	RS-485 (Modbus RTU) 4-20 мА 4-20 мА
Взрывозащита: – датчика расхода – датчика давления – датчика температуры	Ex d Ex i Ex i

Поверка (в т.ч. и первичная) и КМХ АСН проводится на месте эксплуатации с использованием поверочных установок с весоизмерительным устройством или мерника и весов соответствующего класса точности.

Поверка и КМХ при измерении плотности осуществляется по результатам сравнения измеренного значения, с лабораторным определением плотности в пробе (погрешность не более $0,2 \text{ кг/м}^3$), приведенных к одной температуре или с ручным автоматизированным плотномером (рулеткой) в отсеке АЦ (погрешность не более $0,3 \text{ кг/м}^3$). поверка датчика температуры проводится на эталонной установке (погрешность $\leq 0,1 \text{ }^\circ\text{C}$) после демонтажа, КМХ – ручным автоматизированным измерителем температуры в отсеке АЦ (погрешность $\leq 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$).

На АСН должны применяться СИ, прошедшие испытания с целью утверждения типа и внесенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерения. АСН в целом должна пройти испытания с целью утверждения типа и должна быть внесена в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерения.

Оборудование АСН должно иметь документы, подтверждающие возможность их применения на промышленном опасном производственном объекте в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Виды и порядок проведения испытаний и приемки АСН при вводе Системы в действие определяются требованиями ГОСТ 34.603-92. Испытания АСН должны быть проведены в соответствии с программой и методикой испытаний, утвержденной изготовителем. Результаты приемочных испытаний системы должны быть оформлены актом, утверждаемым в установленном порядке.

Гарантийный срок службы должен составлять не менее 10 лет. Гарантийный срок эксплуатации не менее 24 месяцев с момента ее начала.

2 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

2.1 Общее описание технологической схемы НБ

НБ предназначена для приема, хранения и отпуска НП потребителям.

НП поступают на НБ в железнодорожных вагоно-цистернах на собственный железнодорожный путь.

Хранение светлых нефтепродуктов осуществляется в резервуарном парке, состоящем из вертикальных стальных цилиндрических резервуаров с понтонами и без них, темных нефтепродуктов в горизонтальных стальных резервуарах. Для бензина марки Аи-92 используются три резервуара емкостью 2000 м³ каждый и два резервуара емкостью 1000 м³ каждый, для бензина марки Аи-95 используются два резервуара емкостью 2000 м³ и резервуар емкостью 700 м³, для бензина марки Аи-98 используется резервуар емкостью 400 м³, для дизельного топлива три резервуара емкостью 700 м³, один резервуар емкостью 2000 м³ и один резервуар емкостью 400 м³. Емкость по каждому виду нефтепродуктов определена исходя из планируемых объемов и периодичности поступления, а также отпуску нефтепродуктов.

Резервуарный парк НБ оборудован системой контроля дозрывных концентраций, оснащенной датчиками сигнализаторами ДВК, срабатывающими при достижении концентрации паров нефтепродукта 20 % от НКПР с выводом информации в операторную АСН.

Размещение датчиков сигнализаторов ДВК определено проектной документацией. Датчики установлены по периметру обвалования парка с внутренней стороны на высоте 1,0 ... 1,5 м от планировочной отметки поверхности земли. Расстояние между датчиками сигнализаторов составляет меньше двух радиусов действия датчика. Также датчики ДВК установлены в районе узлов запорно-регулирующей арматуры, расположенных за пределами обвалования, в открытой насосной и на автоналивной эстакаде. Количество датчиков сигнализаторов выбрано в зависимости от площади, с учетом допустимого расстояния между датчиками не более 20 м, но не менее двух датчиков. Датчики сигнализаторов НКПР

располагаются противоположно по периметру площадки на высоте 0,5 ... 1,0 м от планировочной отметки земли.

Также резервуарный парк НБ оборудован автоматизированной системой измерения массы нефтепродуктов в вертикальных стальных цилиндрических резервуарах УИП-9602 с выводом информации на компьютеры в операторную АСН. В резервуарах установлены уровнемер, датчики плотности, предельного верхнего и нижнего разлива.

Отпуск НП потребителям осуществляется в АЦ. На территории НБ находится открытая насосная, предназначенная для приема нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.

Для перекачки бензинов, дизельного топлива используются насосы центробежные, консольные, моноблочные типа 6НДв-Б – 2шт., КМС 100-80-180Е – 1шт., К 125-80-190 – 1шт., КМН 125-100-160 – 1шт., для перекачки масел шестеренчатый насос Ш-80.

Слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн производится через нижние сливные устройства типа УСН-150 в количестве одиннадцати штук. Возможен также верхний слив из железнодорожных цистерн с неисправным сливным прибором с помощью верхнего сливного устройства УПВС-80.

Подачу цистерн с нефтепродуктами к железнодорожной сливной эстакаде НБ производят при помощи тепловоза.

Для освобождения коллекторов и трубопроводов железнодорожной сливной эстакады от остатков нефтепродуктов в открытой насосной установлен самовсасывающий насос КМС 100-80-180Е.

Для приёма и хранения НП, образуемых при аварийных разливах с разгерметизированных участков по трассе технологических трубопроводов, предназначен подземный резервуар аварийных разливов (дренажная емкость) объемом 25 м³. Откачка и слив нефтепродуктов из аварийной емкости производится с помощью насосной установки КМС 100-80-180Е по аварийному трубопроводу в резервуар объемом 2000 м³.

Налив НП в АЦ из резервуаров хранения производится на автоналивной эстакаде с шестью островками. Для налива используются АСН верхнего налива и одна АСН нижнего налива. В случае проведения регламентных или ремонтных работ коллекторы и трубопроводы, соединенные с наливными стояками имеют систему дренажа и сбора нефтепродуктов без потери их качества для последующей их отгрузки. Система трубопроводов автоналивной эстакады выполнена таким образом, чтобы обеспечить полное освобождение автоналивных устройств после запорной арматуры от остатков наливаемого продукта.

Подключение дренажного трубопровода измерительного модуля и блока насосного к дренажной системе обеспечивает работу перепускных клапанов. В измерительных комплексах, используемых на автоналивной эстакаде НБ, применены перепускные клапаны, позволяющие сбрасывать опасное повышение давления в трубопроводах при изменении температуры окружающей среды. Тем самым предотвращается повреждение уплотнений и обеспечивается сохранность используемого оборудования.

Каждый из установленных на автоналивной эстакаде АСН имеет комплект дренажных трубопроводов, позволяющих при необходимости полностью сливать продукт из фильтра газоотделителя, счетчика и наливного стояка при техническом обслуживании или ремонте. Комплекты дренажных трубопроводов через общий коллектор АСН подключены к сборному коллектору автоналивной эстакады.

Для приема дренажа с установок налива автоцистерн через сборный коллектор автоналивной эстакады, вблизи эстакады в нижней точке площадки в соответствии с уклоном рельефа на бетонном фундаменте на глубине минус 3,2 м размещена подземная емкость (подземный резервуар аварийных проливов Е-2) вместимостью 25 м³. Дренажная емкость Е-2 оснащена дыхательным клапаном с огнепреградителем, датчиком уровня наполнения с сигнализатором.

Для опорожнения трубопроводов от НП в случае необходимости, удаления воды после проведения гидравлических испытаний в нижних точках коллек-

торов предусмотрены дренажные устройства – сливные штуцера с запорной арматурой и заглушками. Дренажи размещены в технологическом колодце К-1 специально обустроенном для этих целей. Воздушники в верхней точке трубопроводов обеспечены существующей технологической схемой.

На островке с автоматизированной системой нижнего налива автоналивной эстакады рядом установлен комплекс измерительный УНМ-10ДП, предназначенный для использования совместно с АСН верхнего и нижнего налива и позволяющий производить автоматический ввод присадок в основной продукт, непосредственно, во время налива в автоцистерну по ранее заданному процентному соотношению присадки, относительно основного продукта при выпуске фирменного топлива Фора-92.

Автоналивная эстакада оборудована свечей рассеивания, предназначенной для выброса в атмосферу паровоздушной фазы из отсеков автоцистерн при наливке НП.

Основные параметры (расход, давление, температура и пр.) технологических процессов по приему, хранению и отпуску НП на НБ являются зависимыми от технических характеристик основного оборудования в технологической схеме, участвующей в производственном процессе в данный момент.

Технологическая схема автомобильной наливной эстакады приведена в приложении Б.

2.2 Описание технологического процесса налива НП в АЦ

Процесс налива НП на АСН верхнего налива осуществляется следующим образом.

АЦ подъезжает справа по ходу движения к наливному посту. Горловина АЦ устанавливается напротив наливной трубы. Перед осуществлением налива двигатель АЦ глушится, транспортное средство ставится на ручной тормоз.

К АЦ присоединяется кабель заземления, при этом индикаторная лампочка устройства заземления должна сигнализировать о подключении, шлагбаум должен закрыться, на светофоре включиться запрещающий движение сигнал.

Оператор налива (водитель АЦ) поднимается на площадку обслуживания АЦ, пристегивает себя к страховочной системе и опускает откидную лестницу. Затем опускает телескопический наконечник стояка налива до дна в открытый люк горловины АЦ.

После этого при местном режиме налива оператор спускается с АЦ подходит к монитору состояния АСН и убеждается в появлении на нем информации о готовности системы к наливу, проверяет соответствие марки НП, номера секции, калибровки согласно запросу и нажимает кнопку "ПУСК".

При дистанционном режиме налива водитель АЦ подает сигнал оператору, и тот, в свою очередь, дистанционно (с АРМ) запускает процесс налива НП в АЦ, удостоверившись при этом в совпадении информации, а также в отсутствии запрещающих налив сигналов.

В обоих режимах информация о технологических параметрах процесса отображается на АРМ оператора налива и мониторе состояния АСН.

Во время налива оператор (водитель) находится на площадке обслуживания, наблюдает за процессом налива. После окончания налива труба поднимается, на ее наконечник устанавливается каплесборник. Затем наливная труба и откидная лестница возвращаются в "гаражное положение".

Наконец, водитель АЦ отсоединяет кабель заземления от АЦ, убеждается в смене сигнала светофора и открытии шлагбаума и выезжает из-под наливного поста.

Налив НП на АСН нижнего налива осуществляется аналогичным образом с учетом того, что налив осуществляется через нижние патрубки АЦ.

3 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ

Структурная схема АСН построена по трехуровневому иерархическому принципу и включает в себя три уровня:

- нижний уровень (уровень полевого оборудования);
- средний уровень (уровень контроллерного оборудования, а также интерфейсных и электрических линий связи);
- верхний уровень (уровень АРМ – оперативного и диспетчерского управления).

К нижнему уровню комплекса технических средств относятся первичные средства автоматизации, которые включают в себя:

- первичные средства измерения и датчики технологических параметров;
- местные показывающие приборы;
- исполнительные механизмы;
- аппаратуру местного управления и сигнализации.

Нижний уровень должен обеспечивать:

- первичные измерения технологических параметров;
- контроль состояния технологического оборудования;
- формирование световых и звуковых предупредительных и аварийных сигналов;
- формирование управляющих воздействий с помощью кнопок местного управления;
- передачу значений технологических параметров и информации о состоянии оборудования на средний уровень системы;
- исполнение команд управления.

К нижнему уровню относятся следующие технические средства:

- измерительная система АСН в составе:
 - 1) массовый расходомер Promass 83F, Е+Н;
 - 2) датчик давления Cerabar S PMP71, Е+Н;
 - 3) датчик температуры Omnigrad M TR10, Е+Н;

- 4) сигнализатор уровня жидкости (в составе АЦ);
 - 5) датчики гаражного положения (в составе комплекса АСН);
 - 6) устройство заземления АЦ (в составе комплекса АСН);
 - 7) насосный блок (в составе комплекса АСН);
 - 8) воздушный клапан (в составе комплекса АСН);
 - 9) клапан-отсекатель (для установок верхнего налива) (в составе комплекса АСН);
 - 10) датчик загазованности (в составе комплекса АСН);
 - 11) сигнализатор наличия НП в ФГУ (в составе комплекса АСН);
- система измерения и контроля подземного резервуара аварийных проливов в составе:

- 1) сигнализатор уровня ПМП-152, НПП "Сенсор";
- 2) сигнализатор светозвуковой ВС-3-П-2СФ, НПП "Сенсор";
- 3) пост управления ПВК-12, ОАО "Вэлан";
- 4) датчик загазованности ДАК-ΣСН-33, СПО "Аналитприбор".

В качестве автоматизированных стояков налива выбраны:

- верхний налив – АСН12-ВГ модуль Ду100 1/1, ОАО "Промприбор";
- нижний налив – АСН8-НГ модуль Ду100 4/4, ОАО "Промприбор".

Средний уровень проектируемой системы всецело состоит из линий связи, как интерфейсных, так и электрических. Кроме того, в средний уровень Системы включено контроллерное оборудование автоматизированных стояков налива. В составе выбранных АСН поставляются центральные блоки управления (ЦБУ) АСН.

Средний уровень Системы должен обеспечивать:

- сбор информации от датчиков и преобразователей сигналов нижнего уровня;
- фильтрацию, линеаризацию и масштабирование входных аналоговых сигналов;
- формирование предупредительных и аварийных сигналов;
- автоматическое управление технологическим оборудованием;

- регулирование технологических параметров;
- передачу информации о состоянии объектов в сервер ввода/вывода системы, расположенный в серверном шкафу;
- прием управляющих воздействий от системы отображения и формирование управляющих воздействий на исполнительные механизмы системы телемеханики.

Верхний уровень предназначен для дистанционного централизованного контроля и управления технологическим оборудованием.

Программно-технические средства системы отображения должны обеспечить выполнение следующих функций:

- получение сигналов состояния и текущих значений технологических параметров режима работы оборудования;
- проверку соответствия измеренных значений технологических параметров допускаемым (нормативным) значениям;
- проверку соответствия сигналов состояния оборудования заданному режиму работы;
- проверку достоверности измеренных значений технологических параметров;
- автоматическую защиту и блокировку управления технологическим оборудованием;
- формирование звуковой и визуальной сигнализации при отклонении параметров режима работы оборудования от нормативных значений, при изменении состояния оборудования или срабатывании защит;
- отображение состояния, параметров функционирования оборудования и режима работы оборудования на видеомониторах с помощью мнемосхем, использующих стандартные мнемосимволы;
- отображение в табличной форме фактических и нормативных значений нормативно-технологических параметров, характеризующих работу оборудования объектов;

- фиксацию событий несоответствия фактических и нормативных значений;
- регистрацию на цифровых носителях информации аварийных событий и графиков изменения во времени значений измеренных технологических параметров;
- маскирование, демаскирование и имитацию измеряемых технологических параметров.

Верхний уровень Системы представлен автоматизированным рабочим местом оператора в составе:

- персональный компьютер:
 - 1) монитор 21";
 - 2) системный блок;
 - 3) клавиатура;
 - 4) мышь;
 - 5) лицензионное ПО для управления процессом налива;
- принтер с USB-кабелем;
- источник бесперебойного питания мощностью не менее 450 Вт.

Структурная схема комплекса технических средств приведена в приложении А.

4 РАЗРАБОТКА СХЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

Функциональная схема автоматического контроля и управления предназначена для отображения основных технических решений, принимаемых при проектировании систем автоматизации технологических процессов.

Функциональная схема автоматизации является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. На функциональной схеме автоматизации изображаются системы автоматического контроля, регулирование, дистанционного управления, сигнализации, защиты и блокировок.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

- задача получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- задача контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования;
- задача непосредственного воздействия на технологический процесс для управления им и стабилизации технологических параметров процесса.

В данной работе функциональная схема автоматизации разработана в соответствии с требованиями ГОСТ 21.208-2013 "Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах" и ГОСТ 21.408-2013 "Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов".

Функциональная схема автоматизации представлена в приложении В.

5 ВЫБОР КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

Комплекс технических средств (КТС) АСН включает в себя устройства измерения индикации технологических параметров, интерфейсные и электрические линии связи, контроллерное оборудование АСН, а также АРМ оператора налива с соответствующим ПО.

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе и, посредством, коммуникационных интерфейсов осуществляют передачу этой информации на верхний уровень Системы.

5.1 Выбор оборудования АСН

В соответствии с требованиями настоящего ТЗ, а также с учетом стоимости измерительных комплексов налива выбор осуществлялся среди трех вендоров:

- ОАО "Промприбор";
- НПО "Деловой союз 2000";
- ГК "Аргоси".

Предлагаемое оборудование рассматриваемых Изготовителей имеет практически одинаковые характеристики, однако при этом не удовлетворяет метрологическим требованиям настоящего ТЗ (см. п. 1.4.3).

Для обеспечения заданной точности измерений технологических параметров системы налива ОАО "Промприбор" и ГК "Аргоси" могут комплектоваться различными вариациями оборудования Endress+Hauser (E+H). В связи с этим окончательный выбор пал на продукцию ОАО "Промприбор" в силу наиболее удовлетворяющей цены и возможности доработки измерительного комплекса с целью обеспечения заданной точности измерений.

Для систем верхнего налива выбраны АСН12-ВГ модуль Ду100 1/1, для систем нижнего налива АСН8-НГ модуль Ду100 4/4. АСН верхнего налива имеют одну наливную трубу на стояке, через которую осуществляется налив в АЦ одного вида НП. АСН нижнего налива имеют четыре наливные трубы на стояке, через которые осуществляется налив четырех видов НП в АЦ (через каждую

трубу осуществляется налив только одного вида НП в соответствии с требованиями ТЗ).

5.1.1 Выбор расходомера

Как уже было упомянуто, стандартный счетчик жидкости ППВ-100-1,6 (см. рис. 1), устанавливаемый в поставляемых АСН не удовлетворяет требованиям настоящего ТЗ относительно погрешности (см. табл. 3).



Рисунок 1 – Внешний вид СЖ-ППВ-100-1,6-СУ



Рисунок 2 – Внешний вид расходомера Promass 83F

Таким образом, в соответствии с возможностью Завода-Изготовителя укомплектовать измерительную линию более точными расходомерами Е+Н был произведен анализ продукции данного производителя.

В результате анализа номенклатуры технических характеристик расходомеров Е+Н был выбран наиболее подходящий Е+Н Promass 83F1H-B D1C A A F A A F A Q (см. рис. 2). Основные технические характеристики выбранного прибора приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики Promass 83F

Техническая характеристика	Значение параметра
Принцип измерения	кориолисовый
Температура, °С: – окружающей среды – измеряемой среды	от минус 40 до плюс 60 от минус 50 до плюс 200
Диапазон измерений массового расхода, кг/ч	от 0 до 180 000
Рабочее давление среды, МПа (не более)	1,6
Степень защиты электроники	IP67
Взрывозащита	Ex dia IIС
Выходной сигнал	RS-485 (Modbus RTU)

Продолжение таблицы 4

Техническая характеристика	Значение параметра
Величина погрешности при измерении: – расхода, % – плотности, кг/м ³	± 0,1 ± 0,5
Материал измерительной трубки	Alloy C-22
Присоединение к процессу	PN16, Alloy C-22, форма EN1092-1-B1 фланец (DIN2501)
Кабельный ввод	сальник под резьбу M20
Источник питания: – VAC – VDC	20 ... 55 16 ... 62
Дисплей	четырёхстрочный, сенсорное управление, русский язык меню

5.1.2 Выбор датчика давления

Базовая комплектация выбранных комплексов АСН не предполагает установку дополнительного датчика давления, т.к. измерение давления осуществляется посредством возможностей стандартно устанавливаемого счетчика жидкости ППВ (см. рис. 1). Однако, в связи с особыми метрологическими требованиями настоящего ТЗ, в измерительную линию комплекса предлагается установка датчика давления Е+Н Cerabar S PMP71-B A C 2P 2 1 GP A A A (см. рис. 3). Выбранный в результате анализа датчик давления наиболее полно удовлетворяет выдвинутым требованиям при относительно невысокой цене.



Рисунок 3 – Внешний вид Cerabar S PMP71

Основные технические характеристики выбранного датчика давления приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики Cerabar S PMP71

Техническая характеристика	Значение параметра
Измеряемое давление	абсолютное
Температура, °С: – окружающей среды – измеряемой среды	от минус 50 до плюс 85 от минус 40 до плюс 125

Продолжение таблицы 5

Техническая характеристика	Значение параметра
Основная погрешность, % (не более)	$\pm 0,075$
Выходной сигнал	4-20 мА (HART)
Взрывозащита	1ExdIICT6
Степень защиты корпуса	IP66/67
Кабельный ввод	сальник под резьбу M20
Диапазон измерений, МПа (не более)	1,0 (с перегрузкой до 4,0)
Материал мембраны	316L
Подключение к процессу	резьба M20x1,5
Наполнительная жидкость мембраны	силиконовое масло

5.1.3 Выбор датчика температуры

Стоит отметить, что в выбранном расходомере Promass 83F (см. рис. 2) имеется канал измерения температуры, однако, погрешность измерений неудовлетворительно высока. В следствие этого измерительная линия АСН укомплектовывается датчиком температуры E+H Omnigrad M TR10-B A E 1 BG S A K 2 1 B 3 (см. рис. 4).



Рисунок 4 – Внешний вид Omnigrad M TR10

Основные технические характеристики датчика температуры приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные технические характеристики Omnigrad M TR10

Техническая характеристика	Значение параметра
Тип термопары	Pt100
Температура, °C: – окружающей среды – измеряемой среды	от минус 40 до плюс 85 от минус 50 до плюс 250
Основная погрешность, °C (не более)	$\pm 0,25$
Выходной сигнал	4-20 мА (HART)
Взрывозащита	1ExiaIICT6
Степень защиты корпуса	IP66/67
Кабельный ввод	сальник под резьбу M20
Присоединение к процессу	резьба M20x1,5

Продолжение таблицы 6

Техническая характеристика	Значение параметра
Материал корпуса	ТА20А алюминий
Подключение к процессу	резьба М20х1,5
Длина погружаемой части ЧЭ, мм	70

Остальное оборудование, включая сигнализатор уровня жидкости в фильтре газоуловителе (ФГУ), сигнализатор уровня в АЦ, датчики гаражного положения, устройство заземления АЦ (УЗА), насосный блок, воздушный клапан, клапан-отсекатель (для установок верхнего налива) и датчик загазованности, поставляются в комплекте АСН и удовлетворяют стандартным требованиям

5.2 Выбор оборудования дренажной емкости

5.2.1 Выбор сигнализатора уровня

Для сигнализации верхнего уровня дренажа в подземном резервуаре аварийных проливов необходимо подобрать соответствующий сигнализатор уровня. Исходя из требований настоящего ТЗ с учетом наибольшей применимости в технологических процессах, а также в соответствии с типом емкости выбран преобразователь магнитный поплавковый ПМП-062 (см. рис. 5).



Рисунок 5 – Внешний вид ПМП-152

Основные технические характеристики выбранного сигнализатора уровня приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Основные технические характеристики ПМП-152

Техническая характеристика	Значение параметра
Длина направляющей, мм	1 700
Количество контролируемых уровней	2
Погрешность установки величины уровня, мм (не более)	± 0,2
Нагрузочные параметры	24 VDC
Нормальное состояние выходов	НР
Давление контролируемой среды, МПа (не более)	2,5
Температура, °С: – окружающей среды – контролируемой среды	от минус 50 до плюс 60 от минус 50 до плюс 60
Степень защиты корпуса	IP66
Взрывозащита	1ExdПВТЗ
Материал: – корпуса – направляющей	09Г2С 12Х18Н10Т
Устройство крепления	корпус ПМП с резьбой М27 + фланец 1-150-10 с резьбой М27

5.2.2 Выбор датчика загазованности

В следствие нахождения в дренажной емкости бензинов на поверхности у патрубков могут присутствовать пары этих самых бензинов. В связи с этим необходимо контролировать уровень загазованности в месте размещения подземного резервуара и его патрубков.

В результате анализа контролируемой среды и наиболее распространенных газоанализаторов для контроля соответствующих сред был выбран датчик-газоанализатор ДАК-ΣСН-33 (см. рис. 6). Для обеспечения питания и сигнализации работы датчика выбран специально предназначенный для этих целей блок питания и сигнализации БПС-21М-1ВЦТ (см. рис. 7).



Рисунок 6 – Внешний вид ДАК-ΣСН-33



Рисунок 7 – Внешний вид БПС-21М-1ВЦТ

Основные технические характеристики выбранного датчика-газоанализатора и блока питания и сигнализации приведены в таблицах 8 и 3 соответственно.

Таблица 8 – Основные технические характеристики ДАК-ΣСН-33

Техническая характеристика	Значение параметра
Единица измеряемой величины	% НКПР
Поверочный компонент	пропан
Диапазон измерений	0 ... 100
Цифровой интерфейс	RS-485
Температура окружающей среды, °С	от минус 40 до плюс 60
Степень защиты корпуса	IP66
Напряжение питания, VDC	11 ... 16
Определяемые компоненты	C ₆ H ₆ , C ₇ H ₈ , CH ₃ -C(O)-CH ₃ , C ₂ H ₄
Взрывозащита	1Exd[ib]IICT4X
Тип датчика	инфракрасный

Таблица 9 – Основные технические характеристики БПС-21М-1ВЦТ

Техническая характеристика	Значение параметра
Напряжение: – входное, VAC – выходное, VDC	220 не более 16
Потребляемая мощность, ВА (не более)	90
Цифровой интерфейс	RS-485
Выходной сигнал	4-20 мА
Степень защиты корпуса	IP20
Температура окружающей среды, °С	от плюс 1 до плюс 50
Взрывозащита	1[Exib]IIС
Цифровая индикация	да
Звуковая сигнализация	да

5.3 Нормирование погрешности канала измерения

Нормирование погрешности канала измерения выполняется в соответствии с РМГ 62-2003 "Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации".

В качестве канала измерения выберем канал измерения давления.

Требование к погрешности канала измерения не более $\pm 0,5$ %. Разрядность АЦП составляет 12 разрядов.

Расчет допустимой погрешности измерений расходомера производится по формуле (5.2.1):

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2)}, \quad (5.3.1)$$

где $\delta = 0,5\%$ – требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

δ_2 – погрешность передачи по каналу измерений;

δ_3 – погрешность, вносимая АЦП;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6$ – дополнительные погрешности, вносимые температурой окружающего воздуха, вибрациями и сопротивлением нагрузки соответственно.

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями РМГ 62-2003:

$$\delta_2 = \frac{0,5 \cdot 13}{100} = 0,065. \quad (5.3.2)$$

Погрешность, вносимая 12-тиразрядным АЦП, рассчитывается следующим образом:

$$\delta_3 = \frac{0,5 \cdot 100}{2^{12}} \approx 0,01221. \quad (5.3.3)$$

При расчете также учитываются дополнительные погрешности, вызываемые влиянием:

- температуры окружающего воздуха;
- вибрации;
- сопротивления нагрузки.

Дополнительная погрешность, вносимая влиянием температуры окружающего воздуха, устанавливается рекомендациями РМГ 62-2003:

$$\delta_4 = \frac{0,5 \cdot 34}{100} = 0,17. \quad (5.3.4)$$

Дополнительная погрешность, вносимая вибрацией, устанавливается рекомендациями РМГ 62-2003:

$$\delta_5 = \frac{0,5 \cdot 19}{100} = 0,095. \quad (5.3.5)$$

Дополнительная погрешность, вносимая сопротивлением нагрузки, устанавливается рекомендациями РМГ 62-2003:

$$\delta_6 = \frac{0,5 \cdot 6}{100} = 0,003. \quad (5.3.6)$$

Таким образом, с помощью формулы (5.3.1) с учетом результатов расчетов (5.3.2) ... (5.3.6) определим расчетную величину основной погрешности канала измерения давления:

$$\delta_1 = \sqrt{0,5^2 - (0,065^2 + 0,01221^2 + 0,17^2 + 0,095^2 + 0,003^2)} \approx 0,456. \quad (5.3.7)$$

Как видно по результатам расчетов (5.3.7), расчетная основная погрешность выбранного канала не превышает допустимой погрешности. Следовательно, требования ТЗ соблюдены, и прибор пригоден для использования.

6 РАЗРАБОТКА ПРИНЦИПИАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ

Принципиальные электрические схемы определяют полный состав приборов, аппаратов и устройств (а также связей между ними), действие которых обеспечивает решение задач управления, регулирования, защиты, измерения и сигнализации.

Эти схемы дают детальное представление о работе системы и служат также для изучения принципа действия системы, они необходимы при производстве пуско-наладочных и шеф-монтажных работ, а также в эксплуатации.

При разработке систем автоматизации технологических процессов принципиальные электрические схемы обычно выполняют применительно к отдельным самостоятельным элементам, установкам или участкам автоматизируемой системы, например, выполняют принципиальную электрическую схему шкафа автоматики.

Каждая принципиальная электрическая схема в системах автоматизации технологических процессов должна быть построена таким образом, чтобы при возникновении аварийных режимов, вызванных неисправностями в цепях управления, а также при полном исчезновении или снижении и последующем восстановлении напряжения питания в главных (силовых) цепях управления обеспечивалась безопасность обслуживающего персонала, и предотвращалось дальнейшее развитие аварии, приводящее к повреждению механического или электрического оборудования.

Схема электрическая принципиальная шкафа автоматики приведена в приложении Г.

7 РАЗРАБОТКА СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ ВНЕШНИХ ПРОВОДОК

Схемы соединений внешних проводок разработаны в соответствии с требованиями ГОСТ 21.408-2013.

В силу того, что выбранные наливные комплексы АСН12-ВГ и АСН8-НГ поставляются в разобранном виде, а строительно-монтажные (СМР), пусконаладочные (ПНР) и шеф-монтажные (ШМР) работы осуществляются силами Поставщика совместно и под контролем Заказчика, то в рамках проекта необходимо выполнить схемы соединений внешних проводок только для клеммных соединительных коробок на островках налива, в которые будет расключено все оборудование КИПиА, а также ЦБУ и исполнительные механизмы.

Для реализации требуемых подключений и соединений применен кабель КИПвЭВнг(А)-LS (см. рис. 8).

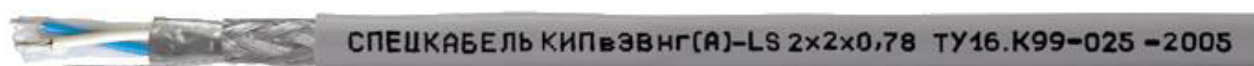


Рисунок 8 – Внешний вид КИПвЭВнг(А)-LS

Кабели симметричные парной скрутки с низким дымообразованием КИПвЭВнг(А)-LS предназначены для групповой стационарной прокладки в системах распределённого сбора данных, использующих промышленный интерфейс RS-485.

Конструкция кабеля следующая. Пары с многопроволочными медными лужёными жилами диаметром 0,78 мм (7×0,26 мм) с изоляцией из пористого полиэтилена, в общем экране из алюмолавсановой ленты с контактным проводником и оплёткой из медных лужёных проволок плотностью 88 ... 92 %. Пары имеют цветовую кодировку изоляции. Оболочка из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности, с низким дымо- и газовыделением серого цвета.

Технические характеристики выбранного кабеля (КИПвЭВнг(А)-LS 2x2x0,78 ТУ 16.К99-025-2005) приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики кабельной продукции

Технические характеристики	Значение
Электрическое сопротивление жилы постоянному току при температуре 20 °С, не более, Ом/100м	5,9
Асимметрия электрического сопротивления постоянному току проводников в паре, не более, %	3
Волновое сопротивление на частоте 1 МГц, Ом	120 ± 12
Электрическая емкость пары, не более, пФ/м	42
Коэффициент затухания при частоте 1 МГц при температуре 20 °С, не более, дБ/100 м	1,65
Наружный диаметр кабеля, не более, мм	10,6
Минимальный радиус изгиба кабеля, мм	106
Расчетная масса 1 км кабеля, кг	117,6
Диапазон рабочих температур, °С: – монтаж – эксплуатация	от минус 10 до плюс 50 от минус 50 до плюс 70
Срок службы, не менее, лет	30

Дополнительно, для прокладки кабельной продукции по площадке наливной эстакады используются следующие материалы:

- адаптер цанговый "труба-рукав" АТР 15/15 мм;
- труба водогазопроводная черная Ду15х2,8 ГОСТ 3262-75;
- металлорукав герметичный в ПВХ оболочке пониженной горючести, IP67 ГЕРДА-МГ-16-нг-ХЛ ТУ 4833-011-76960731-2008;
- проводник заземляющий П-750 ТУ 36-1276-85;
- полоса стальная 4х25 мм ГОСТ 103-2006.

Также в рамках проекта разработана схема соединений внешних проводов для подземного резервуара аварийных проливов, где в качестве основной кабельной продукции применен контрольный кабель Кабель контрольный КВВГЭнг(А)-LS ТУ 3563-018-59680332-2011 различной жильности (см. рис. 9).



Рисунок 9 – Внешний вид КВВГЭнг(А)-LS

Кабели контрольные с медными или алюминиевыми жилами с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридного пластика пониженной пожарной опасности, экранированные, с низким дымо- и газовыделением КВВГЭнг(А)-LS предназначены неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 0,66 кВ частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1 кВ и использованы для провода аналоговых сигналов, а также дискретных сигналов стандарта NAMUR.

Дополнительно, для прокладки кабельной продукции от дренажной емкости используются следующие материалы:

- адаптер цанговый "труба-рукав" АТР 15/15 мм;
- труба водогазопроводная черная Ду15х2,8 ГОСТ 3262-75;
- металлорукав герметичный в ПВХ оболочке пониженной горючести, IP67 ГЕРДА-МГ-16-нг-ХЛ ТУ 4833-011-76960731-2008;
- проводник заземляющий П-750 ТУ 36-1276-85;
- полоса стальная 4х25 мм ГОСТ 103-2006;
- Модульное управляющее устройство ТМР 104- (-40 +40)127 - 1х20sA3RCCBF/15(A) - 2х20sA3RCCBF/15(C) - 2,5х10(П) ТУ 3434-001-91972192-2012.

Модульное управляющее устройство, светозвуковой сигнализатор и пост кнопочный крепятся на монтажную металлическую конструкцию (см. рис. 10).

Схемы соединений и подключений внешних проводов приведены в приложении Д.

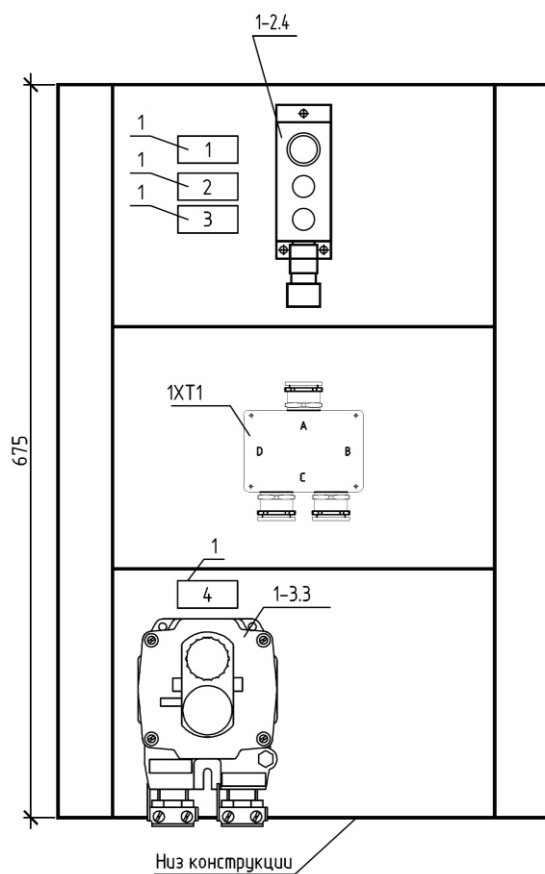


Таблица надписей для рамок

Номер надписи	Текст надписи	Кол.
1	Звуковая сигнализация загазованности	1
2	Загазованность 10 % НКПР	1
3	Загазованность 20 % НКПР	1
4	Опробование сигнализации	1

Рисунок 10 – Внешний вид монтажной металлоконструкции

8 РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ

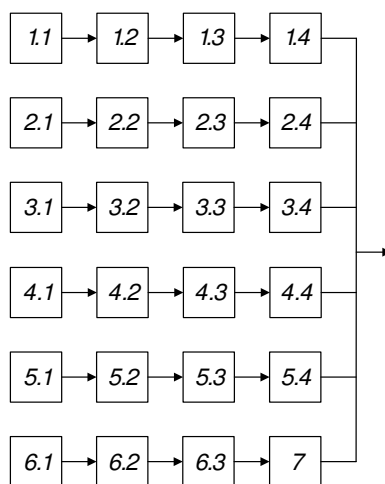
Расчет надежности – это процедура определения значений показателей надежности объекта с использованием методов, основанных на их вычислении по справочным данным о надежности элементов объекта, данным о надежности объектов аналогов, данным о свойствах материалов и другой информации, имеющейся к моменту расчета.

8.1 Общие сведения о системе

Согласно структурной схеме комплекса технических средств (см. прил. А) отказ какого-либо типа оборудования на одной из АСН повлечет за собой отказ всего комплекса налива. Совокупность же комплексов налива можно рассматривать как отдельный канал измерений (в рамках всей автоматизированной системы налива НП). Таким образом, полный отказ одного из АСН не приведет к отказу всей системы в целом.

С учетом того, что производитель указывает в документации время безотказной работы для всего комплекса АСН (включая датчики гаражного положения, насосные блоки, датчики загазованности и др.), будем рассматривать блок АСН на структурной схеме надежности в качестве единого звена.

Следовательно, структурная схема надежности АСН выглядит, как показано на рисунке 11.



1.1 ... 6.1 – массовые расходомеры E+H Promass 83F; 1.2 ... 6.2 – датчики давления E+H Cerabar S PMP71; 1.3 ... 6.3 – датчики температуры E+H OmniGrand M TR10; 1.4 ... 5.4 – АСН12-ВГ; 7 – АСН8-НГ;

Рисунок 11 – Структурная схема надежности

Используемое оборудование характеризуется показателями надежности, представленными в таблице 11.

Таблица 11 – Показатели надежности оборудования АСИ РВС

Наименование оборудования	Показатели надежности
Массовый расходомер E+H Promass 83F	$\lambda_{sd} = 1610 \cdot 10^{-9} \text{ ч}^{-1};$ $\lambda_{su} = 522 \cdot 10^{-9} \text{ ч}^{-1};$ $\lambda_{dd} = 1610 \cdot 10^{-9} \text{ ч}^{-1};$ $\lambda_{du} = 615 \cdot 10^{-9} \text{ ч}^{-1}$
Датчик давления E+H Cerabar S PMP71	$\lambda_{sd} = 448 \cdot 10^{-9} \text{ ч}^{-1};$ $\lambda_{su} = 313 \cdot 10^{-9} \text{ ч}^{-1};$ $\lambda_{dd} = 396 \cdot 10^{-9} \text{ ч}^{-1};$ $\lambda_{du} = 65 \cdot 10^{-9} \text{ ч}^{-1}$
Датчик температуры E+H OmniGrand M TR10	$T = 300\,000 \text{ ч};$
АСН12-ВГ модуль Ду-100 1/1	$T = 150\,000 \text{ ч}$
АСН8-НГ модуль Ду-100 4/4	$T = 150\,000 \text{ ч}$

Таким образом, интенсивность отказов (λ) каждого отдельного устройства может быть определена как величина обратная среднему времени наработки на отказ (8.1.1) или как сумма интенсивностей отказа по диагностируемым и недиагностируемым опасным и безопасным причинам (8.1.2)

$$\lambda = 1/T, \quad (8.1.1)$$

где T – среднее время наработки на отказ.

$$\lambda = \lambda_{sd} + \lambda_{su} + \lambda_{du} + \lambda_{dd}, \quad (8.1.2)$$

где λ_{sd} – интенсивность безопасных диагностируемых отказов;

λ_{su} – интенсивность безопасных недиагностируемых отказов;

λ_{dd} – интенсивность опасных диагностируемых отказов;

λ_{du} – интенсивность опасных недиагностируемых отказов.

Следовательно, интенсивность отказов каждого типа оборудования согласно формулам (8.1.1) и (8.1.2) составит:

$$\left\{ \begin{array}{l} \lambda_{FT} = (1\,610 + 522 + 1\,610 + 615) \cdot 10^{-9} = 4,357 \cdot 10^{-6} \text{ (ч}^{-1}\text{)}, \\ \lambda_{PT} = (448 + 313 + 396 + 65) \cdot 10^{-9} = 1,222 \cdot 10^{-6} \text{ (ч}^{-1}\text{)}, \\ \lambda_{TT} = 1/300\,000 = 3,333 \cdot 10^{-6} \text{ (ч}^{-1}\text{)}, \\ \lambda_{SH} = 1/150\,000 = 6,667 \cdot 10^{-6} \text{ (ч}^{-1}\text{)}, \\ \lambda_{SL} = 1/150\,000 = 6,667 \cdot 10^{-6} \text{ (ч}^{-1}\text{)}, \end{array} \right. \quad (8.1.3)$$

где λ_{FT} – интенсивность отказов массового расходомера E+H Promass 83F;
 λ_{PT} – интенсивность отказов датчика давления E+H Cerabar S PMP71;
 λ_{TT} – интенсивность отказов датчика температуры E+H Omnigrand M TR10;
 λ_{SH} – интенсивность отказов АСН12-ВГ модуль Ду-100 1/1;
 λ_{SL} – интенсивность отказов АСН8-НГ модуль Ду-100 4/4.

8.2 Расчет вероятности безотказной работы системы

Вероятность безотказной работы – это вероятность того, что в пределах заданной наработки или заданном интервале времени отказ объекта не возникнет.

Расчет вероятности безотказной работы системы проводится для интервала времени, равного одному году ($t = 8\,760 \text{ ч}$).

Вероятность безотказной работы устройства $R(t)$ в течение времени t определяется выражением (8.2.1):

$$R(t) = e^{-\lambda \cdot t}, \quad (8.2.1)$$

где λ – интенсивность отказов устройства.

Следовательно, согласно формуле (8.2.1) с учетом значений (8.1.3) вероятность безотказной работы каждого отдельного типа оборудования составит:

$$\left\{ \begin{array}{l} R_{FT}(t) = e^{-4,357 \cdot 10^{-6} \cdot 8760} = 0,963, \\ R_{PT}(t) = e^{-1,222 \cdot 10^{-6} \cdot 8760} = 0,989, \\ R_{TT}(t) = e^{-3,333 \cdot 10^{-6} \cdot 8760} = 0,971, \\ R_{SH}(t) = e^{-6,667 \cdot 10^{-6} \cdot 8760} = 0,943, \\ R_{SL}(t) = e^{-6,667 \cdot 10^{-6} \cdot 8760} = 0,943, \end{array} \right. \quad (8.2.2)$$

где $R_{FT}(t)$ – вероятность безотказной работы массового расходомера E+H Promass 83F;

$R_{PT}(t)$ – вероятность безотказной работы датчика давления E+H Cerabar S PMP71;

$R_{TT}(t)$ – вероятность безотказной работы датчика температуры E+H Om-nigrand M TR10;

$R_{SH}(t)$ – вероятность безотказной работы АСН12-ВГ модуль Ду-100 1/1;

$R_{SL}(t)$ – вероятность безотказной работы АСН8-НГ модуль Ду-100 4/4;

$R_{LT}(t)$ – вероятность безотказной работы сигнализатора уровня ПМП-152;

$R_{SH}(t)$ – вероятность безотказной работы датчика-газоанализатора ДАК-ΣСН-33;

$R_{GA}(t)$ – вероятность безотказной работы блока питания и сигнализации БПС-21М-1ВЦТ.

Вероятность безотказной работы последовательно и параллельно соединенных элементов рассчитывается по формулам (8.2.3) и (8.2.4) соответственно:

$$R_S(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t), \quad (8.2.3)$$

$$R_P(t) = 1 - \prod_{i=1}^n [1 - R_i(t)], \quad (8.2.4)$$

где $R_i(t)$ – вероятность безотказной работы i -го элемента в соединении;

n – количество элементов в соединении.

Тогда, согласно структурной схеме надежности (см. рис. 11) и формуле (8.2.3), а также результатам расчетов (8.2.2) вероятность безотказной работы одного измерительного канала, включающего в себя модуль АСН, расходомер и датчики температуры и давления составит:

$$R_{ALS}(t) = R_{FT}(t) \cdot R_{PT}(t) \cdot R_{TT}(t) \cdot R_{SH(L)}(t) = 0,963 \cdot 0,989 \cdot 0,971 \cdot 0,943 = 0,872. \quad (8.2.5)$$

Следовательно, согласно структурной схеме надежности (см. рис. 11), формуле (8.2.4) и результатам расчетов (8.2.5) вероятность безотказной работы всех модулей АСН (системы в целом) составит:

$$R(t) = 1 - [1 - R_{GA}(t)]^6 = 1 - (1 - 0,872)^6 = 0,9999957. \quad (8.2.6)$$

Как видно из результатов расчета (8.2.6) вероятность безотказной работы АСН в течение одного года очень и очень высока.

График вероятности безотказной работы системы и вероятности ее отказа приведен на рисунке 12.

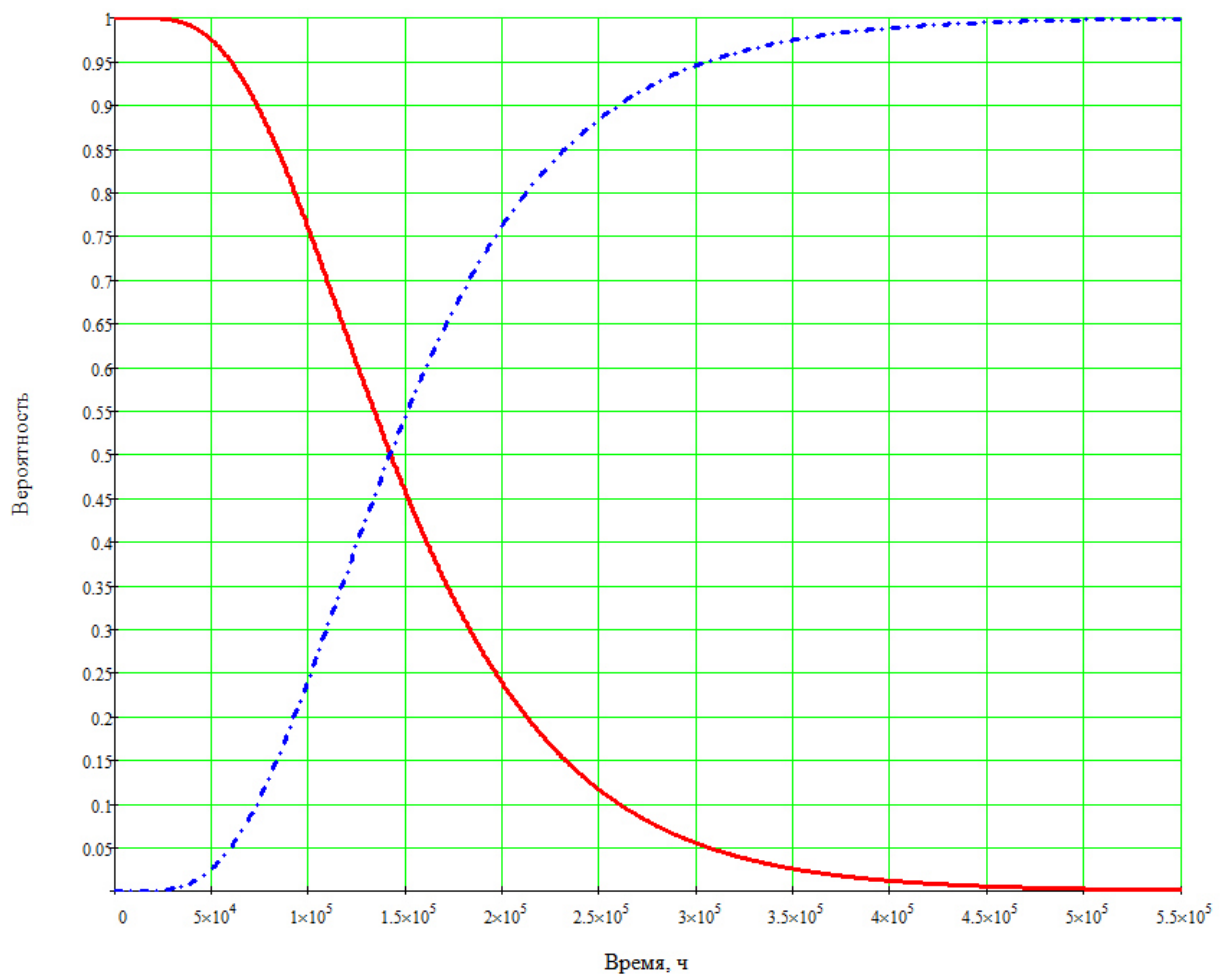


Рисунок 12 – Графики вероятности отказа и безотказной работы системы

8.3 Расчет среднего времени наработки на отказ и интенсивности отказов системы

Зная вероятность безотказной работы системы, полученную в п. 8.2 настоящей работы, определим ее среднее время наработки на отказ с помощью формулы (8.3.1):

$$T = \int_0^{\infty} R(t) dt. \quad (8.3.1)$$

Воспользовавшись математическим пакетом Mathcad и выражениями (8.2.6) и (8.3.1), получили, что среднее время наработки на отказ АСН составляет 157 263 ч.

Интенсивность отказов определяется формулой (8.3.2):

$$\lambda(t) = \frac{a(t)}{R(t)}, \quad (8.3.2)$$

где $a(t)$ – частота отказов системы, которая вычисляется по формуле (8.3.3):

$$a(t) = -\frac{d}{dt} R(t). \quad (8.3.3)$$

Таким образом, с помощью математического пакета Mathcad и формул (8.3.2) и (8.3.3) получим:

$$a(t) = 2,755195 \cdot 10^{-9} (ч^{-1}). \quad (8.3.4)$$

$$\lambda(t) = 2,755207 \cdot 10^{-9} (ч^{-1}). \quad (8.3.5)$$

Графики зависимости частоты отказов $a(t)$ и интенсивности отказов $\lambda(t)$ от времени t представлены на рисунке 13.

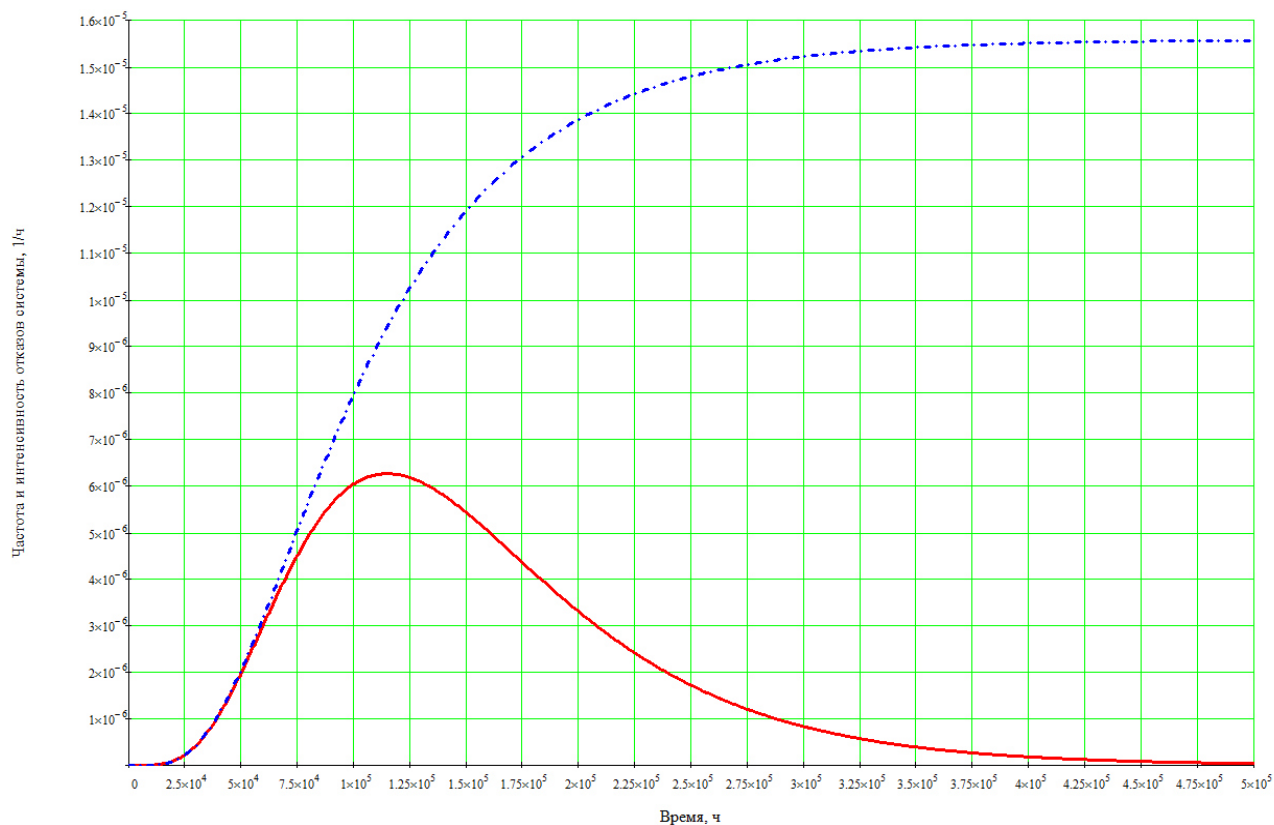


Рисунок 13 – Графики зависимости частоты и интенсивности отказов системы от времени

8.4 Расчет времени безотказной работы системы

Время безотказной работы – величина, определяющая время работы элемента до отказа.

Принимая вероятность безотказной работы системы равной 0,9, определим время безотказной работы системы.

С помощью математического пакета Mathcad развернем выражение (8.2.6) и получим уравнение (8.4.1):

$$-(e^{-2 \cdot 10^{-5}} + 1)^6 + 1 = 0,9. \quad (8.4.1)$$

Снова воспользовавшись пакетом Mathcad, решим данное уравнение. В итоге получаем, что время безотказной работы составляет 57 174 ч, что в годовом эквиваленте соответствует значению 6,5 лет.

Таким образом, выбранные комплекс технических средств позволяет обеспечить безотказную работу системы в течение 6,5 лет.

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

Студенту:

Группа З-8201	ФИО Теплов Виктор Анатольевич
------------------	----------------------------------

Институт	кибернетики	Кафедра	ИКСУ
Уровень образования	Дипломированный специалист	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств (в НГО)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Общая стоимость ресурсов научного исследования: 4 млн. руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Приобретение оборудования. Расходы на демонтаж, монтаж и наладку оборудования. Организационные расходы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В данном разделе этот пункт не рассматривается

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Организация и планирование комплекса работ	Рассмотрение основных этапов процесса разработки с указанием исполнителей работ. Составление линейного план-графика. Диаграмма Ганта.
2. Оценка коммерческого и инновационного потенциала ИР	Расчет по технологии QuaD. Получение средневзвешанного значения показателя качества и перспективности НИ.
3. Расчет затрат на перевооружение	Расчет сметной стоимости КТС и капитальных вложений на перевооружение АС.
4. Расчет условно-годовой экономии от автоматизации	Расчет среднегодовой выручки и экономических потерь.
5. Расчет экономического эффекта, коэффициента эффективности и срока окупаемости	Оценка эффективности и экономической целесообразности капитальных вложений.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Линейный график работ по реализации проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. МЭН	Петухов Олег Николаевич	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-8201	Теплов Виктор Анатольевич		

9 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

9.1 Цели и задачи

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование автоматизированной системы налива (АСН) нефтепродуктов (НП) в автоцистерны (АЦ) на наливной эстакаде нефтебазы (НБ).

Модернизация позволит снизить затраты на управление АСН, в первую очередь, благодаря замене человеческого труда машинным, исполняемым Системой, а также за счет снижения количества потребляемой электроэнергии, благодаря использованию более энергоэффективного оборудования.

В рамках данной работы необходимо произвести экономическое обоснование проекта, чего можно достичь решением следующих задач в рамках курса "Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение":

- оценка коммерческого и инновационного потенциала;
- обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения инженерного решения;
- расчет технико-экономического эффекта.

9.2 Организация и планирование комплекса работ

Для построения линейного графика, разбиваем всю работу на этапы, количество и содержание которых определяется спецификой темы. Объективный экономический расчет позволяет равномерно распределить время работы и нагрузку на исполнителей, а также увеличить эффективность работ.

Система планирования основана на графическом представлении комплекса работ, необходимых для достижения поставленных задач: определение исполнителей каждой работы, установление продолжительности работ в рабочих днях.

Процесс разработки делится на три этапа:

- подготовительный;
- основной;

- заключительный.

Исполнителями работ являются:

- инженер-проектировщик (далее Инженер);
- научный руководитель (далее Руководитель).

Перечень основных этапов ВКР приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень основных этапов ВКР

Этап проведения ВКР	Вид работы	Исполнители
1 Подготовительный	1 Получение и анализ ТЗ	Руководитель, Инженер
	2 Подбор и изучение требований нормативной документации	Руководитель, Инженер
	3 Обзор, изучение и анализ литературы	Инженер
2 Основной	1 Анализ технологического процесса	Инженер
	2 Анализ существующих разработок	Руководитель, Инженер
	3 Разработка структурной схемы КТС	Инженер
	4 Разработка технологической схемы	Инженер
	5 Разработка схем автоматизации	Инженер
	6 Выбор комплекса технических средств	Руководитель, Инженер
	7 Разработка монтажных схем	Инженер
	8 Разработка принципиальной электрической схемы	Инженер
	9 Разработка схем соединений внешних проводов	Руководитель, Инженер
	10 Расчет надежности системы	Инженер
	11 Технико-экономическое обоснование проекта	Инженер
	12 Оценка безопасности и экологичности проекта	Инженер
3 Заключительный	1 Подведение итогов работы	Руководитель, Инженер
	2 Написание пояснительной записки	Инженер
	3 Оформление графического материала	Инженер
	4 Проверка работы и внесение корректировок	Руководитель, Инженер

Трудоемкость работ определяется по сумме трудоемкости этапов и видов работ, оцениваемых экспериментальным путем в человеко-днях, и носит вероятностный характер, так как зависит от множества трудно учитываемых факторов, поэтому ожидаемое значение трудоемкости рассчитывается по формуле (9.2.1):

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5}, \quad (9.2.1)$$

где $t_{ож}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения работ, чел.-дн.;

t_{min} – минимально возможная трудоемкость выполнения работ (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{max} – максимально возможная трудоемкость выполнения работ (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

Сроки t_{min} и t_{max} устанавливаются методом экспертных оценок.

В связи с тем, что при выполнении работ существует вероятность того, что исполнители не уложатся в указанный срок, для каждой работы по формуле (9.2.2) оценивается дисперсия ($\sigma^2(t)$), т.е. среднее значение квадрата отклонения продолжительности работы от ее ожидаемого значения:

$$\sigma^2(t) = 0,04 \cdot (t_{max} - t_{min})^2. \quad (9.2.2)$$

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях ($T_{РД}$), а затем перевести полученное количество рабочих дней в календарные дни ($T_{КД}$). Длительность этапов в рабочих днях ($T_{РД}$) рассчитывается по формуле (9.2.3):

$$T_{РД} = \frac{t_{ож}}{c \cdot p \cdot K_{ВН}} \cdot K_{Д}, \quad (9.2.3)$$

где $t_{ож}$ – трудоемкость работы, чел.-дн.;

c – число работников, занятых в выполнении данной работы, $c = 2$;

p – количество смен в сутки, $p = 1$;

$K_{ВН}$ – коэффициент выполнения нормы, $K_{ВН} = 1$;

$K_{Д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на консультации и согласование работ, $K_{Д} = 1,2$.

Длительность этапов работ в календарных днях ($T_{КД}$) рассчитывается по формуле (9.2.4):

$$T_{KD} = T_{PD} \cdot K_K, \quad (9.2.4)$$

где T_{PD} – длительность этапов работ в рабочих днях;

K_K – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности (K_K) рассчитывается по формуле (9.2.5):

$$K_K = \frac{T_K}{T_K - T_{ВП}}, \quad (9.2.5)$$

где T_K – календарные дни, $T_K = 366$ дн.;

$T_{ВП}$ – выходные и праздничные дни, $T_{ВП} = 119$ дн.

Подставив значения календарных, выходных и праздничных дней в формулу (9.2.5), получим значение коэффициента календарности (K_K):

$$K_K = \frac{366}{366 - 119} \approx 1,482.$$

Остальные результаты расчетов с использованием формул (9.2.1) ... (9.2.4) приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Трудозатраты на проведение ВКР

Содержание этапа	Трудоемкость работ, чел.-дн.			Дисперсия $\sigma^2(t)$	Длительность работ, дн.	
	t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$		T_{PD}	T_{KD}
Подготовительный этап						
Получение и анализ ТЗ	1	2	1,4	0,04	0,8	1,2
Разработка и утверждение ТЗ	5	8	6,2	0,36	3,7	5,5
Анализ предметной области	4	6	4,8	0,16	2,9	4,3
Обзор источников	4	5	4,4	0,04	2,6	3,9
Основной этап						
Анализ технологического процесса	3	4	3,4	0,04	2,0	3,0
Анализ существующих разработок	3	4	3,4	0,04	2,0	3,0
Разработка структурной схемы	2	4	2,8	0,16	1,7	2,5
Разработка технологической схемы	2	4	2,8	0,16	1,7	2,5
Разработка схем автоматизации	5	8	6,2	0,36	3,7	5,5
Выбор комплекса технических средств	9	12	10,2	0,36	6,1	9,1
Разработка монтажных схем КТС	2	4	2,8	0,16	1,7	2,5
Разработка принципиальной электрической схемы шкафа автоматики	4	7	5,2	0,36	3,1	4,6
Разработка схем соединений внешних проводок	6	8	6,8	0,16	4,1	6,0
Расчет надежности системы	5	8	6,2	0,36	3,7	5,5
Технико-экономическое обоснование НИР	5	6	5,4	0,04	3,2	4,8

Продолжение таблицы 13

Содержание этапа	Трудоемкость работ, чел.-дн.			Дисперсия $\sigma^2(t)$	Длительность работ, дн.	
	t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$		t_{min}	t_{max}
Основной этап						
Оценка безопасности и экологичности проекта	5	6	5,4	0,04	3,2	4,8
Заключительный этап						
Подведение итогов	2	3	2,4	0,04	1,4	2,1
Написание пояснительной записки	14	17	15,2	0,36	9,1	13,5
Оформление графических схем	7	12	9	1	5,4	8,0
Проверка и корректировка проекта	2	4	2,8	0,16	1,7	2,5
Итого:	90	132	106,8	-	64,1	95,0

Линейный график работ по реализации проекта приведен в приложении Е.

9.3 Оценка коммерческого и инновационного потенциала инженерных решений

Для оценки экономического потенциала внедрения АСН используем технологию QuaD.

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение о целесообразности вложения денежных средств в инженерный проект.

Оценка проекта по технологии QuaD приведена в таблице 14.

Таблица 14 – Оценочная карта по технологии QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Макс. балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1 Энергоэффективность	0,07	85	100	0,85	0,06
2 Надежность	0,1	90	100	0,90	0,09
3 Унифицированность	0,1	95	100	0,95	0,10
4 Уровень материалоемкости разработки	0,06	70	100	0,70	0,04
5 Безопасность	0,1	90	100	0,90	0,09
6 Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,08	90	100	0,90	0,07

Продолжение таблицы 14

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Макс. балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
7 Простота эксплуатации	0,07	80	100	0,80	0,06
8 Качество интеллектуального интерфейса	0,08	85	100	0,85	0,07
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
1 Перспективность проекта	0,08	70	100	0,70	0,06
2 Цена	0,06	60	100	0,60	0,04
3 Послепродажное обслуживание	0,05	60	100	0,60	0,03
4 Финансовая эффективность научной разработки	0,07	75	100	0,75	0,05
Итого:	1	-	-	-	-

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле (9.3.1):

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i, \quad (9.3.1)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

V_i – вес i -го показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Таким образом, подставив значения из таблицы 34 в формулу (9.3.1) имеем:

$$P_{cp} = 62,2.$$

Полученное значение P_{cp} позволяет говорить о том, что перспективность разработки выше среднего. В свою очередь, перспективность и экономическая эффективность данного проекта состоит в увеличении безопасности, снижении количества аварийных ситуаций и излишних остановок технологического процесса.

9.4 Расчет затрат на проектирование

Единовременные затраты на перевооружение АС (K) определяются по формуле (9.4.1):

$$K = K_{II} + K_K, \quad (9.4.1)$$

где K_{II} – предпроизводственные затраты, руб.;

K_K – капитальные затраты, руб.

На создание необходимого программного обеспечения потребуется 150 тысяч рублей. Эта сумма отнесена к итогу по производственным затратам. Таким образом, $K_{II} = 250 \text{ тыс. руб.}$

Величина капитальных затрат (K_K) определяется по формуле (9.4.2):

$$K_K = K_{KTC} + K_{СМР} + K_{ШМР} + K_{ПНР} + K_{ЗИП} + K_T, \quad (9.4.2)$$

где K_{KTC} – затраты на приобретение КТС, руб.;

$K_{СМР}$ – затраты на строительно-монтажные работы (СМР), руб.;

$K_{ШМР}$ – затраты на шеф-монтажные работы (ШМР), руб.;

$K_{ПНР}$ – затраты на пусконаладочные работы (ПНР), руб.;

$K_{ЗИП}$ – затраты на приобретение запасных инструментов и принадлежностей (ЗИП), руб.;

K_T – затраты на транспортировку оборудования, руб.

Величина по каждой из статей расхода приведена в таблице 15. Сумма капитальных затрат также приведена в таблице 15 и рассчитана по формуле (9.4.2).

Таблица 15 – Расчет капитальных затрат на модернизацию АСН

Статья расхода	Величина расхода, руб.
Затраты на приобретение КТС (K_{KTC})	39 064 155
Затраты на строительно-монтажные работы ($K_{СМР}$)	2 100 000
Затраты на шеф-монтажные работы ($K_{ШМР}$)	135 000
Затраты на пусконаладочные работы ($K_{ПНР}$)	525 000
Затраты на приобретение ЗИП ($K_{ЗИП}$)	580 338,80

Затраты на транспортировку оборудования (K_T)	90 000
Сумма капитальных затрат (K_K)	42 494 493,80

Таким образом, капитальные вложения на модернизацию Системы (K_K) составят 42 494 493,80 руб.

Следовательно, единовременные затраты на перевооружение АС согласно формуле (9.4.1) составят:

$$K = 250\,000 + 42\,494\,493,80 = 42\,744\,493,80 \text{ (руб.)} \quad (9.4.3)$$

9.5 Расчет условно-годовой экономии от автоматизации

Условно-годовая экономия представляет собой прирост прибыли, который может быть получен в основном производстве за счет сокращения текущих затрат на отпуск НП в АЦ после автоматизации.

Для рассматриваемого объекта условно-годовая экономия выражается в автоматизации производства, т.е. заменой человеческого труда на машинный. Кроме того, стоит здесь также учесть использование более энергоэффективного оборудования, что позволит при тех же издержках на электроэнергию осуществлять больший объем работ.

Мощность НБ в настоящее время составляет не более 100 тыс. т/год по приему, хранению и выдаче НП, что в денежно эквиваленте не превышает 40 млн. руб. годовой выручки.

В ходе проектно-изыскательных работ было подсчитано, что в результате автоматизации производства мощность нефтебазы возрастет минимум до 140 тыс. т/год, что уже увеличит годовую выручку до значения 56 млн. руб.

К тому же, использование энергоэффективного оборудования позволит сократить затраты на электроэнергию приблизительно на 4 млн. руб./год.

Таким образом, условно-годовая экономия от автоматизации составит порядка 20 млн. руб. годовых.

9.6 Расчет экономического эффекта, коэффициента эффективности и срока окупаемости капитальных затрат

Годовой экономический эффект от автоматизации (\mathcal{E}_{200}) определяется по формуле (9.6.1):

$$\mathcal{E}_{200} = \Delta\Pi - E_H \cdot K, \quad (9.6.1)$$

где $\Delta\Pi$ – прирост прибыли, вызванный внедрением средств автоматизации (в данном случае равен условно-годовой экономии), руб.;

E_H – нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений (для средств вычислительной техники принят равным 0,35) (см. табл. 16);

K – единовременные затраты на модернизацию Системы, руб.

Таблица 16 – Максимальные сроки окупаемости капитальных вложений на мероприятия по автоматизации

Мероприятия	Ток(норм), год	E_H
Механизация и автоматизация отдельных процессов и операций, модернизация и частичная замена оборудования и средств автоматизации	2 ... 3	0,5 ... 0,35

Подставив соответствующие значения в формулу (9.6.1) получим годовой экономический эффект от автоматизации:

$$\mathcal{E}_{200} = 20\,000\,000 - 0,35 \cdot 42\,744\,493,80 = 5\,039\,427,17 \text{ (руб.)} \quad (9.6.2)$$

Срок окупаемости затрат на автоматизацию (T_{OK}), показывающий время, в течение которого капитальные вложения окупят себя за счет дополнительной прибыли или экономии, определяется по формуле (9.6.3):

$$T_{OK} = K / \Delta\Pi. \quad (9.6.3)$$

Подставив в формулу (10.6.3) соответствующие значения получим срок окупаемости затрат на автоматизацию:

$$T_{OK} = 42\,744\,493,80 / 20\,000\,000 \approx 2,14 \text{ лет} \approx 2 \text{ года } 2 \text{ месяца.} \quad (9.6.4)$$

Коэффициент экономической эффективности ($K_{\mathcal{E}\Phi}$), показывающий экономию после автоматизации на каждый рубль капитальных вложений на автоматизацию, рассчитывается по формуле (9.6.5):

$$K_{\text{ЭФ}} = \Delta\Pi / K_K. \quad (9.6.5)$$

Подставив соответствующие значения в формулу (9.6.5) рассчитаем коэффициент экономической эффективности:

$$K_{\text{ЭФ}} = 20\,000\,000 / 42\,494\,493,8 \approx 0,471. \quad (9.6.6)$$

Сравним полученные значения срока окупаемости и коэффициента экономической эффективности с нормативными значениями, проверим систему условий (9.6.7):

$$\begin{cases} T_{\text{ОК(РАСЧ)}} \leq T_{\text{ОК(НОРМ)}}, \\ E_H \leq K_{\text{ЭФ}}. \end{cases} \quad (9.6.7)$$

Результаты проведенного анализа эффективности проекта сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты анализа эффективности проекта

Показатель	Ед. изм.	Значение
1 Капитальные вложения	руб.	42 494 493,80
2 Единовременные затраты	руб.	42 744 493,80
3 Годовой экономический эффект	руб.	20 000 000
4 Срок окупаемости затрат на автоматизацию	год, месяц	2 года 2 месяца
5 Коэффициент экономической эффективности	-	0,471

Таким образом, в результате проведенного анализа на основе расчетов проект может быть признан эффективным и экономически целесообразным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8201	Теплов Виктор Анатольевич

Институт	кибернетики	Кафедра	ИКСУ
Уровень образования	Дипломированный специалист	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств (в НГО)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i> – <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i> – <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i> – <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i> 	<p><i>Инженер-проектировщик использует в работе ЭВМ, многофункциональное устройство, бумажные документы.</i></p> <p><i>Вредные факторы: повышенный уровень ионизирующих и электромагнитных излучений от работы монитора, повышенный уровень шума оборудования, недостаточная освещенность рабочего места, некомфортный для работы микроклимат, монотонность работы, умственное напряжение, эмоциональные перегрузки.</i></p> <p><i>Опасные факторы: опасность поражения электрическим током.</i></p>
<p>2. <i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p><i>ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.1.038-82, НРБ-99, ГОСТ 12.1.006-84, СанПиН 2.2.4.1191-03, СанПиН 2.2.4.548-96, ГОСТ 12.1.003-83, СНиП П-12-77, СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03,</i></p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i> – <i>действие фактора на организм человека;</i> – <i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i> – <i>предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</i> 	<p><i>Анализ выявленных вредных факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>воздействие опасных и вредных факторов на организм человека;</i> – <i>определение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i> – <i>определение средств индивидуальной защиты, если их применение необходимо</i>
<p>2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>механические опасности (источники, средства защиты);</i> – <i>термические опасности (источники, средства защиты);</i> – <i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i> – <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i> 	<p><i>Анализ выявленных опасных факторов</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>электробезопасность (статическое электричество – источники, средства защиты);</i> – <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i>
<p>3. <i>Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>защита селитебной зоны</i> 	<p><i>Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>снижение потребления электроэнергии;</i>

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<ul style="list-style-type: none"> – утилизация производственных отходов; Ссылки на НТД по охране окружающей среды.
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<ul style="list-style-type: none"> – План расположения светильников в помещении; – План эвакуации людей при пожаре;

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭиБЖ	Извеков Владимир Николаевич	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8201	Теплов Виктор Анатольевич		

10 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

10.1 Аннотация

В выпускной квалификационной работе рассматривается проектирование автоматизированной системы налива нефтепродуктов в автоцистерны на наливной эстакаде нефтебазы. Проект состоит из четырех глав.

В первой главе характеризуется объект автоматизации и разрабатывается техническое задание.

Во второй главе осуществляется непосредственная разработка технической части проекта.

В третьей главе проводится технико-экономическое обоснование разработки.

В четвертой главе рассматривается охрана труда и безопасность жизнедеятельности при разработке дипломного проекта инженером-проектировщиком.

Социальная ответственность организаций включает в себя соблюдение прав персонала на труд, выполнение требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности и охране окружающей среды [19].

Цель специального раздела – принятие проектных решений, исключающих несчастные случаи в производстве и снижение вредных воздействий на окружающую среду [19].

10.2 Введение

Охрана труда и безопасность жизнедеятельность являются одними из самых важных вопросов при проектировании, а также при создании нормальных условий труда.

Данный раздел ВКР посвящен обнаружению и изучению опасных и вредных производственных факторов при работе с ПЭВМ, отрицательно влияющих на здоровье человека; оценке условий труда, микроклимата рабочей среды; ослаблению действия этих факторов до безопасных пределов или исключению их, если это возможно. Также, рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной безопасности и охраны окружающей среды.

Объектом исследования является процесс разработки дипломного проекта инженером-проектировщиком.

10.3 Производственная безопасность

Опасным называется производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Если же производственный фактор приводит к заболеванию или снижению работоспособности, то его считают вредным (ГОСТ 12.0.002-80 [20]).

Рабочее место инженера-проектировщика функционирует в условиях, определяемых окружающей средой. Согласно ГОСТ 12.0.003-74 "Опасные и вредные производственные факторы. Классификация" [21] эту среду называют рабочей, понимая под ней совокупность следующих факторов, воздействующих на проектировщика: физических, химических, биологических, психофизиологических.

В помещении на инженера–проектировщика могут негативно действовать факторы, приведенные в таблице 18.

Таблица 18 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 [21])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа инженера-проектировщика за ПЭВМ.	1. Отклонение показателей микроклимата. 2. Недостаточная освещенность. 3. Повышенный уровень шума. 4. Повышенный уровень ионизирующего излучения. 5. Повышенный уровень электромагнитных полей. 6. Нервно-эмоциональные перегрузки. 7. Умственное перенапряжение. 8. Перенапряжение зрительного анализатора.	1. Электрический ток. 2. Пожар.	СанПиН 2.2.4.548-96 [22] – микроклимат; СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [23], СНиП 23-05-95 [24] – освещенность; СНиП 2.2.4/2.1.8.562-96 [25] – шум; СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [26] – электромагнитное излучение

10.4 Производственная санитария

10.4.1 Шум

Требования к уровню шума регламентируются СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки" [25]. Согласно требований, уровень шума для помещения, в котором работает инженер-проектировщик, должен не превышать 50 дБА.

Источниками постоянного шума в рассматриваемом помещении являются:

- люминесцентные лампы (шум дросселей);
- кондиционер;
- компьютеры (шум дисководов, винчестеров, вентиляторов).

Уровень шума, производимого данными источниками, в совокупности составляет около 40 ... 45 дБА, и, таким образом, не превышает установленного предела в 50 дБА. Следовательно, никаких мер защиты от шума в анализируемом помещении не предусматривается.

10.4.2 Микроклимат

Требования к микроклимату регламентируются СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" [22].

Состояние воздушной среды помещений определяется следующими параметрами:

- температура воздуха в помещении;
- температура поверхностей оборудования, материалов;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- уровень загазованности или запыленности воздуха.

Оптимальные микроклиматические условия обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течении восьмичасового рабочего дня,

не вызывают отклонений в состоянии здоровья и создают предпосылки для высокого уровня работоспособности.

Работа инженера-проектировщика по интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт) относится к категории Ia – работа с интенсивностью энергозатрат до 139 ккал/ч, производимая сидя и сопровождающаяся незначительным физическим напряжением. Оптимальные и допустимые значения характеристик микроклимата на рабочем месте для категории Ia приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Характеристики микроклимата

Сезон года	Кат. тяжести работ	Температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Факт. зн.	Доп. зн.	Факт. зн.	Доп. зн.	Факт. зн.	Доп. зн.
Холодный	Ia	21 ... 25	20 ... 25	40 ... 60	15 ... 75	0,1	0,1
Теплый	Ia	22 ... 27	21 ... 28	40 ... 60	15 ... 75	0,1	0,2

Из таблицы 39 видно, что в рабочем помещении соблюдаются допустимые микроклиматические условия. Стоит также заметить, что при использовании в помещении установленного кондиционера скорость движения воздуха увеличивается на 0,1 м/с.

Микроклимат помещения поддерживается на оптимальном уровне системой водяного центрального управления, а также естественной и искусственной вентиляцией.

Объем рабочего помещения, где располагается рабочее место инженера-проектировщика, составляет, приблизительно, 165 м³ (ДхШхВ 10,2х5,4х3 м). В помещении одновременно могут производить работы от одного до пяти инженеров-проектировщиков. Таким образом, на одного сотрудника, по меньшей мере, приходится, приблизительно, 33 м³ объема помещения и 11 м² площади, что соответствует требованиям нормативного документа.

10.4.3 Освещенность

Требования к освещению регламентируются СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 "Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий" [23].

Самые лучшие условия для полного зрительного восприятия создает солнечный свет (естественное освещение). Такое освещение бывает боковым, верхним и комбинированным. В помещении реализовано одностороннее естественное боковое освещение через один световой проем. Однако, с помощью только одного естественного освещения помещение освещается крайне неравномерно и только в светлое время суток. Поэтому в остальное время необходимо использовать общее искусственное освещение. В помещении реализовано общее равномерное освещение.

Таким образом, согласно требований нормативного документа СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [23] освещенность помещения должна быть не менее 200 лк.

В соответствии со СНиП 23-05-95 "Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение" [24] характеристика выполняемой работы следующая:

- разряд IV (зрительная работа средней точности 0,5 ... 1);
- подразряд в (контраст – средний, фон - средний).

Источниками искусственного света в помещении являются 10 люминесцентных светильников ЛВПО 01-4x24-001. Световой поток одной лампы $F = 1750$ лм. Размер одного светильника 600x600 мм.

Рассчитаем необходимый световой поток одной лампы искусственного освещения рабочего помещения методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отраженный от потолка и стен. И сравним полученное значение с реальным световым потоком лампы.

Необходимый световой поток люминесцентной лампы определяется по формуле (10.1):

$$\Phi = \frac{E_{min} \cdot S \cdot k \cdot Z}{N \cdot n \cdot \eta}, \quad (10.1)$$

где Φ – необходимый световой поток, лм;

E_{min} – минимальная нормированная освещенность, лк (200 лк);

k – коэффициент запаса, принимается равным 1,2;

S – освещаемая площадь, м² (165 м²);

Z – коэффициент минимальной освещенности (коэффициент неравномерности освещения), принимается равным 1,1;

N – число светильников (10 шт.);

n – число ламп в светильнике (4 шт.);

η – коэффициент использования светового потока в долях единицы.

Для определения коэффициента использования светового потока (η) необходимо найти индекс помещения (i) и предполагаемые коэффициенты отражения поверхностей помещения:

- потолка (r_n);
- стен (r_c);
- пола (r_p).

Для рассматриваемого светлого административно-конторского помещения коэффициенты отражения поверхностей соответственно равны 70 %, 50 % и 30 %.

Индекс помещения определяется по формуле (11.2):

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \quad (10.2)$$

где A – длина помещения, м;

B – ширина помещения, м;

h – высота подвеса светильника над рабочей поверхностью, м.

Высота подвеса светильника над рабочей поверхностью h рассчитывается по формуле (11.3):

$$h = H - h_{cb} - h_p, \quad (10.3)$$

где H – геометрическая высота помещения, м;

h_{cb} – свес светильника, м;

h_p – высота рабочей поверхности, м.

В рассматриваемом помещении данные показатели соответственно равны $H = 3$ м, $h_{cb} = 0,2$ м и $h_p = 0,8$ м.

Таким образом, подставив численные значения в формулу (10.3) получим:

$$h = 3 - 0,2 - 0,8 = 2 \text{ м.}$$

Следовательно, подставив полученное значение высоты подвеса светильника над рабочей поверхностью $h = 2$ м в формулу (10.2) найдем индекс помещения:

$$i = \frac{10,2 \cdot 5,4}{2 \cdot (10,2 + 5,4)} \approx 1,77.$$

Таким образом, для полученных индекса помещения и коэффициентов отражения поверхностей помещения примем коэффициент использования светового потока равным $\eta = 60 \%$.

Имея все необходимые значения, рассчитаем необходимый световой поток люминесцентной лампы по формуле (10.1):

$$\Phi = \frac{500 \cdot 165 \cdot 1,2 \cdot 1,1}{10 \cdot 4 \cdot 0,6} = 1811 \text{ лм.}$$

Проверим условие (11.4):

$$-10 \% \leq \frac{F - \Phi}{F} \leq +20 \%, \quad (10.4)$$

где F – номинальный световой поток одной лампы светильника (1750 лм);

Φ – необходимый световой поток одной лампы светильника (1811 лм).

Таким образом, подставив числовые значения в (11.4) имеем:

$$-10 \% \leq -3,5 \% \leq +20 \%$$

Следовательно, примененные в помещении лампы достаточны для обеспечения необходимого уровня освещенности.

Схема расположения светильников в помещении приведена на рисунке 14.

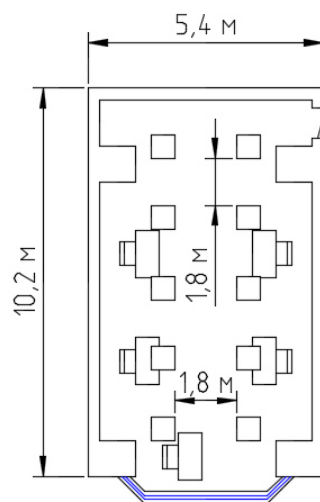


Рисунок 14 – Схема расположения светильников в помещении

11.4.4 Электромагнитное излучение

Источниками электромагнитного излучения являются электрические сигналы цепей при работе ЭВМ и оборудования АСУ ТП. Нарушения в организме человека при воздействии электромагнитных полей незначительных напряжений носят обратимый характер. При воздействии полей, имеющих напряженность выше предельно допустимого уровня, развиваются нарушения нервной, сердечно-сосудистой систем, органов пищеварения и некоторых биологических показателей крови.

ЖК-дисплеи формируют изображение методом, принципиально отличающимся от ЭЛТ-мониторов. Поэтому проблем рентгеновского излучения и статического заряда на поверхности экрана у них просто не существует.

Неионизирующие излучения, применительно к дисплеям, можно разделить на следующие классы:

- электростатические поля (только ЭЛТ);
- переменные электрические поля (5 Гц – 400 кГц);
- переменные магнитные поля (5 Гц – 400 кГц).

Последние достижения науки, в области производства LCD-дисплеев, позволяют значительно снизить уровень излучений и электромагнитных полей. Используемые дисплеи соответствуют стандарту ТСО'03, гарантируя диапазоны

напряженность электромагнитного поля $< 2,5$ В/м, что удовлетворяет нормам СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [26].

10.5 Техника безопасности

10.5.1 Электрическая безопасность

Электронасыщенность современных рабочих мест формирует электрическую опасность, источником которой могут быть электрические сети, электрифицированное оборудование и инструмент, вычислительная и организационная техника, работающая на электричестве.

Согласно "Правилам устройства электроустановок" все производственные помещения по опасности поражения электрическим током разделяются на три категории: помещения с повышенной опасностью, особо опасные помещения и помещения без повышенной опасности.

Рассматриваемое помещение, в котором трудится инженер-проектировщик, по опасности электропоражения относится к помещениям без повышенной опасности, поскольку она характеризуется следующими признаками:

- температура воздуха нормальная;
- влажность нормальная;
- сырость отсутствует;
- химически активная среда отсутствует;
- токопроводящая пыль отсутствует;
- токопроводящие полы отсутствуют.

Инженер-проектировщик работает с незначительным количеством электроприборов:

- монитор;
- системный блок;
- клавиатура;
- манипулятор типа "мышь";
- МФУ.

При работе с вышеперечисленными электроприборами возникает опасность электропоражения при прикосновении к нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением (в случае нарушения изоляции токоведущих частей ПЭВМ). Кроме того, имеется опасность короткого замыкания в блоке питания.

В целях исключения возможность поражения электрическим током следует соблюдать следующие правила электрической безопасности:

- перед включением ПЭВМ в сеть должна быть визуально проверена ее электропроводка на отсутствие возможных видимых нарушений изоляции, а также на отсутствие замыкания токопроводящих частей на корпус компьютера;
- при появлении признаков замыкания необходимо немедленно отключить ПЭВМ от электрической сети и устранить неисправность;
- запрещается при включенной ПЭВМ одновременно прикасаться к приборам, имеющим естественное заземление.

К защитным мерам от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок относятся:

- изоляция;
- ограждение;
- блокировка;
- пониженные напряжения;
- электрозащитные средства.

Среди распространенных способов защиты от поражения электрическим током при работе с электроустановками различают:

- защитное заземление – предназначено для превращения "замыкания на корпус" в "замыкание на землю", с тем, чтобы уменьшить напряжение прикосновения и напряжение шага до безопасных величин (выравнивание, как самый распространенный способ защиты от поражения электрическим током);
- защитное зануление – замыкание на корпус электроустановок;
- системы защитного отключения – отключение электроустановок в случае проявления опасности пробоя на корпус;
- защитное разделение сетей;

- предохранительные устройства.

К работам на электроустановках допускаются лица, достигшие 18 лет, прошедшие инструктаж и обученные безопасным методам труда. К тому же электробезопасность зависит и от профессиональной подготовки работников, сознательной производственной и трудовой дисциплины. Целесообразно знать меры первой медицинской помощи при поражении электрическим током.

10.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

10.6.2 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранение материальных ценностей. Основными системами пожарной безопасности являются системы пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, включая организационно-технические мероприятия.

Пожар представляет большую опасность и наносит огромный ущерб, поскольку грозит уничтожением приборов, компьютеров, инструментов и комплектов документов, представляющих значительную ценность. Кроме того, пожар характеризуется опасностью для жизни человека. Возникновение пожара в комнате может быть обусловлено тем, что в современных ЭВМ очень высокая плотность размещения электронных схем. При протекании по ним электрического тока выделяется значительное количество тепла, что может привести к повышению температуры отдельных узлов до плюс 100°C. При этом возможно оплавление изоляции соединительных проводов, их оголение, и, как следствие, короткое замыкание, сопровождаемое искрением.

Исходя из установленной номенклатуры обозначений помещений по степени пожароопасности в соответствии с Федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности", анализируемое помещение по функциональной пожарной опасности относится к классу Ф4.3 [28].

В соответствии с НПБ 166-97 средствами пожаротушения для данного помещения могут служить порошковые, углекислотные и аэрозольные огнетушители, так как основным источником возгорания может быть ПЭВМ. В качестве средства пожаротушения в рассматриваемом помещении был установлен аэрозольный огнетушитель, так как в процессе пожаротушения он не оказывает воздействия на защищаемые материалы и оборудование, что позволяет использовать данные огнетушители при тушении пожаров электронного оборудования.

Среди организационных и технических мероприятий, осуществляемых для устранения возможности пожара, выделяют следующие меры:

- использование только исправного оборудования;
- проведение периодических инструктажей по пожарной безопасности;
- отключение электрооборудования, освещения и электропитания по окончании работ;
- содержание путей и проходов для эвакуации людей в свободном состоянии.

В случаях возникновения пожара необходимо вызвать пожарную охрану. Кроме того, необходимо своевременно организовать эвакуацию людей. План эвакуации представлен на рисунке 15.

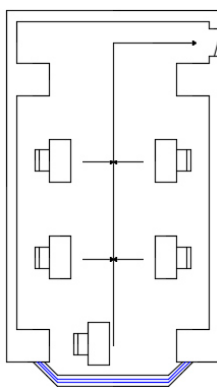


Рисунок 15 – План эвакуации

10.7 Экологическая безопасность

В помещении, в котором осуществляется процесс проектирования, используется офисная техника, в состав которой входят:

- компьютеры;
- принтеры (лазерные);
- сканеры;
- копировальные аппараты.

Офисная техника относится к классу высокотехнологичных изделий. Вышедшие из строя изделия можно восстановить с помощью замены изношенных частей на новые. Ремонт и восстановление офисной техники производится специализированными фирмами.

При эксплуатации компьютерной техники к расходным материалам, не подлежащим восстановлению, относятся:

- манипулятор "мышь";
- клавиатура.

Клавиатура и манипулятор более чем на 90 % состоят из пластика. Срок эксплуатации, по данным производителей, составляет примерно 5 лет.

При эксплуатации копировальной техники и принтеров остаются использованные картриджи, состоящие примерно на 90 % из пластика. Большинство моделей картриджей рассчитано на одноразовое использование и дополнительной заправке не подлежат. По окончании срока эксплуатации использованные картриджи должны передаваться на восстановление в специализированные предприятия, однако в реальной ситуации картриджи поступают в отходы.

В результате эксплуатации офиса образуются твердые бытовые отходы, в состав которых входит бумага, картон, пластик, люминесцентные лампы.

Разумным подходом к утилизации твердых бытовых отходов является организации вторичной переработки вместо вывоза аппаратуры на свалки. Таким образом, удастся получить некоторое количество ценных материалов, пригодных для повторного использования в качестве сырья, исключая стадию их добычи или изготовления. Данный способ позволят сократить расходы производства и снизить нагрузку на окружающую среду за счет уменьшения технологи-

ческого цикла. Утилизация офисной техники с помощью профессионалов, позволяет обеспечить стабильное функционирование процессов производства с использованием вторичных материалов.

10.8 Правовые и организационные требования

Правильная организация и оборудование рабочего места является важной составляющей комплекса мероприятий по устранению опасных и вредных факторов, действующих на инженера-проектировщика в процессе его работы.

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к ПЭВМ и организации работы" [26] к рабочему месту оператора ЭВМ предъявляются нижеследующие требования.

Высота помещения (от пола до потолка), в котором располагается рабочее место, должна быть не менее 3,0 м. По отношению к световым проемам рабочее место должно располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева. Схемы размещения рабочих мест с ЭВМ должны быть выполнены с учетом расстояния между рабочими столами с мониторами, расстояние между тыльной поверхностью одного монитора до экрана другого должно быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями мониторов - не менее 1,2 м. Площадь на одно рабочее место с ЭВМ должна составлять не менее 4,5 м², а объем не менее 20,0 м³ [27].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе рассмотрена автоматизация технологического процесса по отпуску нефтепродуктов потребителям в автоцистерны.

При решении задачи автоматизации процесса налива в ходе работы осуществлено множество действий по анализу существующих разработок по данному вопросу. Также, глубоко разобран сам технологический процесс и требования к нему.

Именно благодаря глубокому анализу (в первую очередь, технического задания) в результате выполнения настоящей работы выполнена разработка принципиальной технологической схемы изученного процесса, требующего автоматизации.

Для обеспечения наиболее полной автоматизации налива нефтепродуктов подобран соответствующий комплекс технических средств и разработана структурная схема на его основе. Кроме того, обеспечить автоматизацию помогает разработанный пакет графической документации, включающий в себя:

- схемы автоматизации;
- схемы соединений внешних проводок;
- принципиальные электрические схемы шкафа автоматики.

Благодаря всему объему выполненной работы можно смело утверждать о реализации автоматизированной системы налива нефтепродуктов в автоцистерны, позволяющей полностью контролировать ход технологического процесса, путем измерения всех необходимых технологических параметров и управления соответствующими исполнительными механизмами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Громаков Е. И. Проектирование автоматизированных систем: учебно-методическое пособие. – Томск: Томский политехнический университет, 2010. – 173 с.
- 2 Шкляр В. Н. Надежность систем управления: учебное пособие. – Томск: Томский политехнический университет, 2011. – 126 с.
- 3 Технологический регламент ТР 07-84-2010. – Орел, 2010. –96 с.
- 4 Техничко-коммерческое предложение ОАО "Промприбор".
- 5 Техничко-экономическое предложение НПО "Деловой союз 2000".
- 6 Техничко-экономическое предложение ГК "Аргоси".
- 7 Technical Information Proline Promass 80F, 83F Cjriolis flowmeter/ TI00101D/06/EN/13.14 – 71231033.
- 8 Special Documentation Proline Promass 80, 83 Functional safety manual/ SD00077D/06/EN/14.14 – 71272498.
- 9 Technical Information Cerabar S PMC71, PMP71, PMP75 Process pressure measurement. TI00383P/00/En/24.15 – 71306211.
- 10 Functional Safety data sheet Cerabar S PMP71, PMP75, PMC71. SD00244P/00/A2/13.14.
- 11 Technical Information Omnigrand M TR10 Modular RTD assembly thermowell and neck tube, thread. TI00256T/09/en.
- 12 НПП Сенсор. Каталог, 2016.
- 13 ОАО Промприбор. Каталог, 2015.
- 14 Датчики газоанализаторы ДАК. Руководство по эксплуатации. ИБЯЛ.418414.071-06 РЭ.
- 15 Датчики газоанализаторы ДАК. Руководство по эксплуатации. ИБЯЛ.418414.071-26 РЭ.
- 16 Блоки питания и сигнализации БПС-21М. Руководство по эксплуатации. ИБЯЛ.411111.042-04 РЭ.
- 17 КВВГЭ, АКВВГЭ, КВВГЭнг(А), АКВВГЭнг(А), КВВГЭнг(А)-ХЛ, АКВВГЭнг(А)-ХЛ, КВВГЭ-ХЛ, АКВВГЭ-ХЛ, КВВГЭнг(А)-LS, АКВВГЭнг(А)

–LS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tomskcable.ru/additionally/product/catalogue/list37/>, свободный.

18 Кабели для промышленного интерфейса RS-485 групповой прокладки, пожаробезопасные [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.spcable.ru/catalog/rs485/kipvev_npls.htm, свободный.

19 ИС CSR 26000:2011 Социальная ответственность организации. Требования. Международный стандарт.

20 ГОСТ 12.0.002-80 система стандартов безопасности труда. Термины и определения.

21 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

22 СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"

23 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 "Гигиенические требования у естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий"

24 СНиП 23-05-95 "Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение"

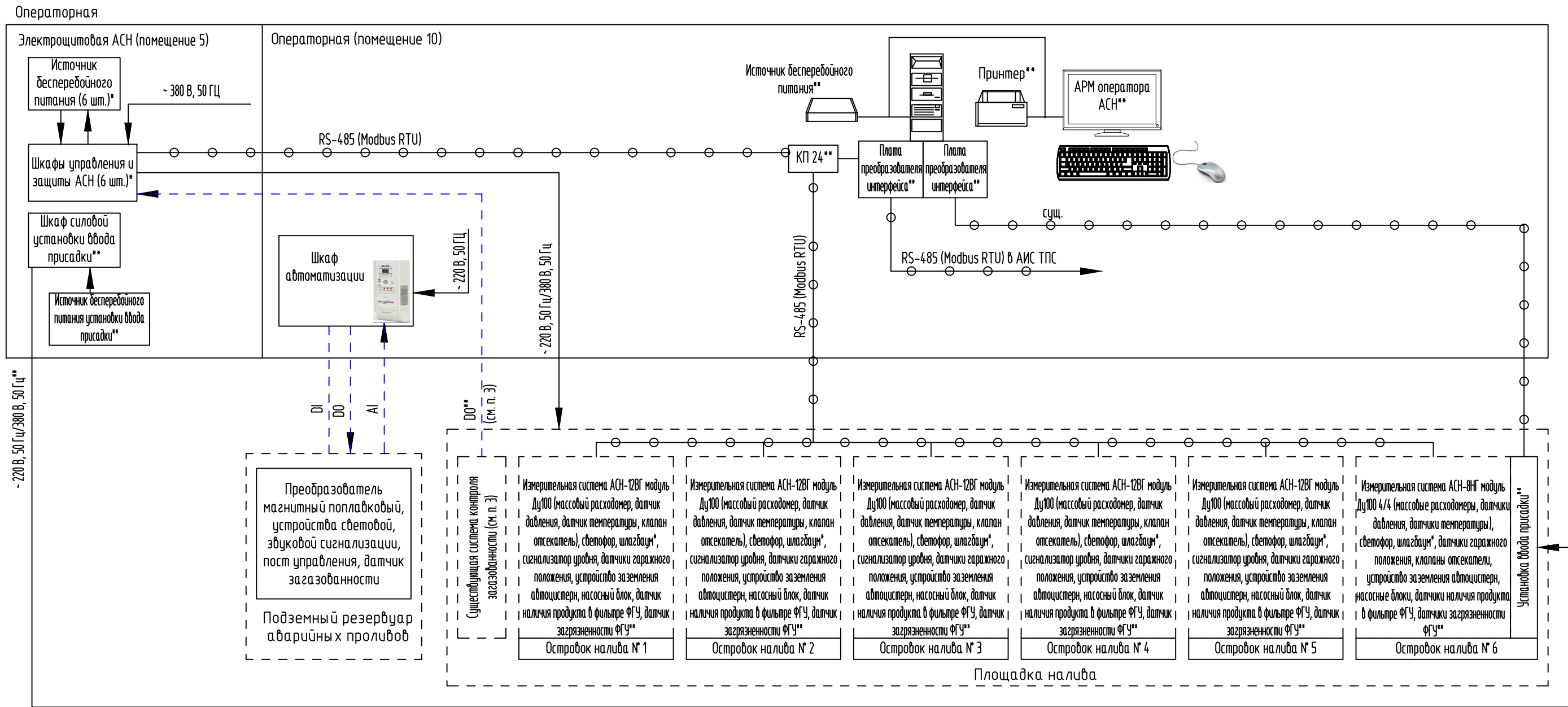
25 СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки"

26 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.

27 ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

28 Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

Приложение А.
Схема структурная комплекса технических средств



1* - оборудование, входящее в комплект поставки измерительной системы.

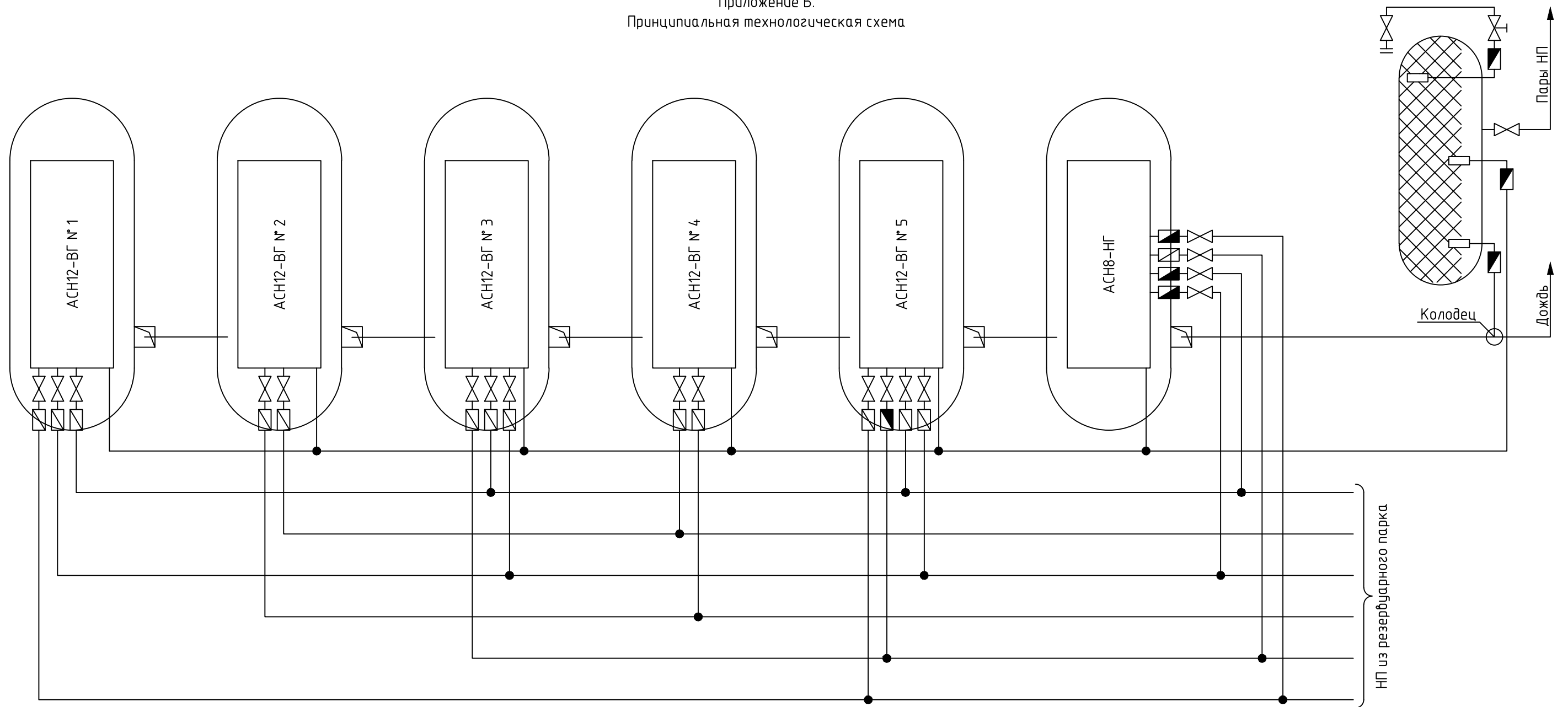
2** - существующее оборудование, кабельная продукция.

3 Существующую кабельную продукцию существующей системы контроля загазованности пререподключить на проектируемые шкафы управления и защиты АСН.

Согласовано				
Взам. инв. №				
Подпись и дата				
Инв. № подл.				

ФЮРА.425280.АТХ.01					
Автоматизированная система налива нефтепродуктов в автоцистерны на эстакаде нефтебазы					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Теплов				19.05.2016
Проверил	Спицин				19.05.2016
Эстакада нефтебазы				Стадия	Лист
				Р	1
Схема структурная комплекса технических средств				НИ ТПУ ИЭНО группа 3-8201	

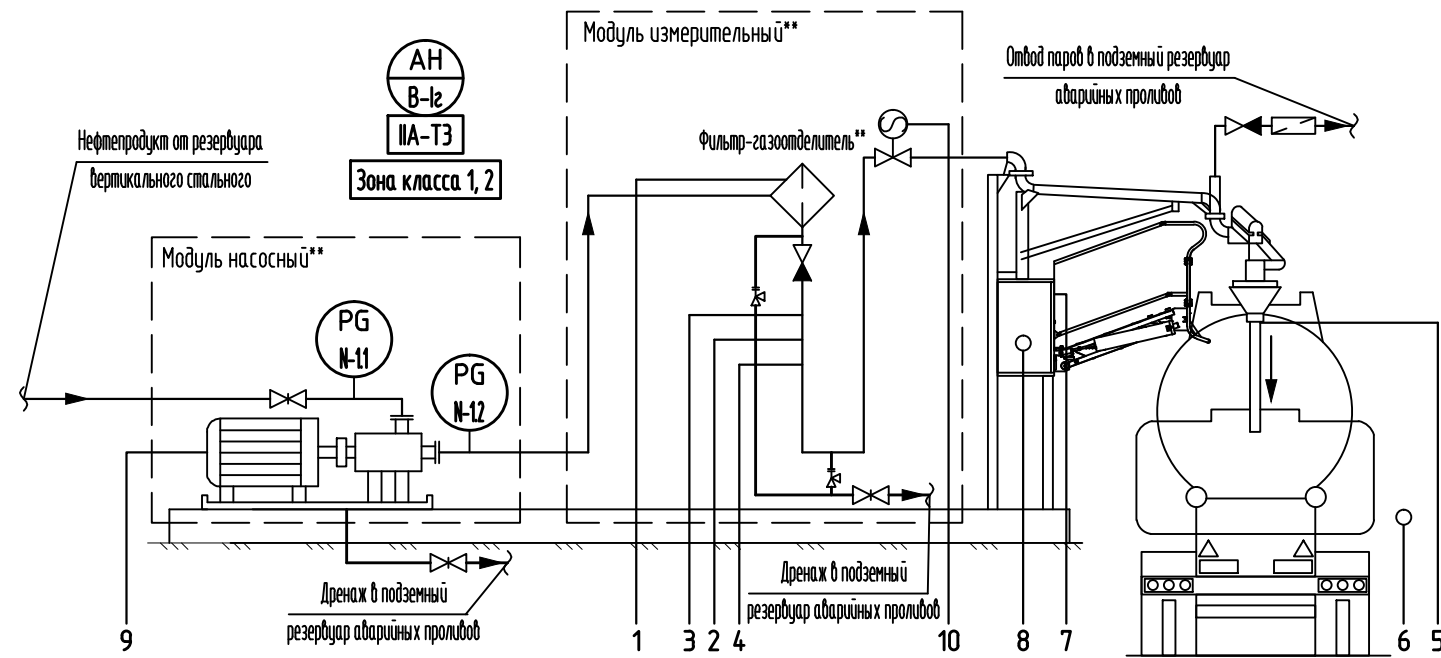
Приложение Б.
Принципиальная технологическая схема



Согласовано			
Инв. № подл.			
Подпись и дата			
Взам. инв. №			

ФЮРА.425280.АТХ.02					
Автоматизированная система налива нефтепродуктов в автоцистерны на эстакаде нефтебазы					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Теплов				19.05.2016
Проверил	Спицин				19.05.2016
Эстакада нефтебазы				Стадия	Лист
				Р	1
Схема принципиальная технологическая наливной эстакады нефтебазы				НИ ТПУ ИЭНО группа 3-8201	

Приложение В.
Схемы автоампизации



Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
N-1.1, N-1.2	Манометр показывающий	2	
N-3.1	Датчик давления	1	
N-5.1, N-5.2	Датчик гаражного положения	2	
N-6.1	Устройство заземления автоцистерн	1	
N-7.1	Датчик температуры	1	
N-9.1	Массовый расходомер	1	
N-11.1, 11.2	Сигнализатор уровня	2	

Таблица применимости

Обозначение поста налива	АСН-2	АСН-4	АСН-6	АСН-8	АСН-10	АСН-8НГ 4/4
Индекс "N"	1	2	3	4	5	6

1* - значение параметра уточняется при пуско-наладке.

2** - оборудование, включенное в комплект поставки системы измерительной.

3*** - существующее оборудование.

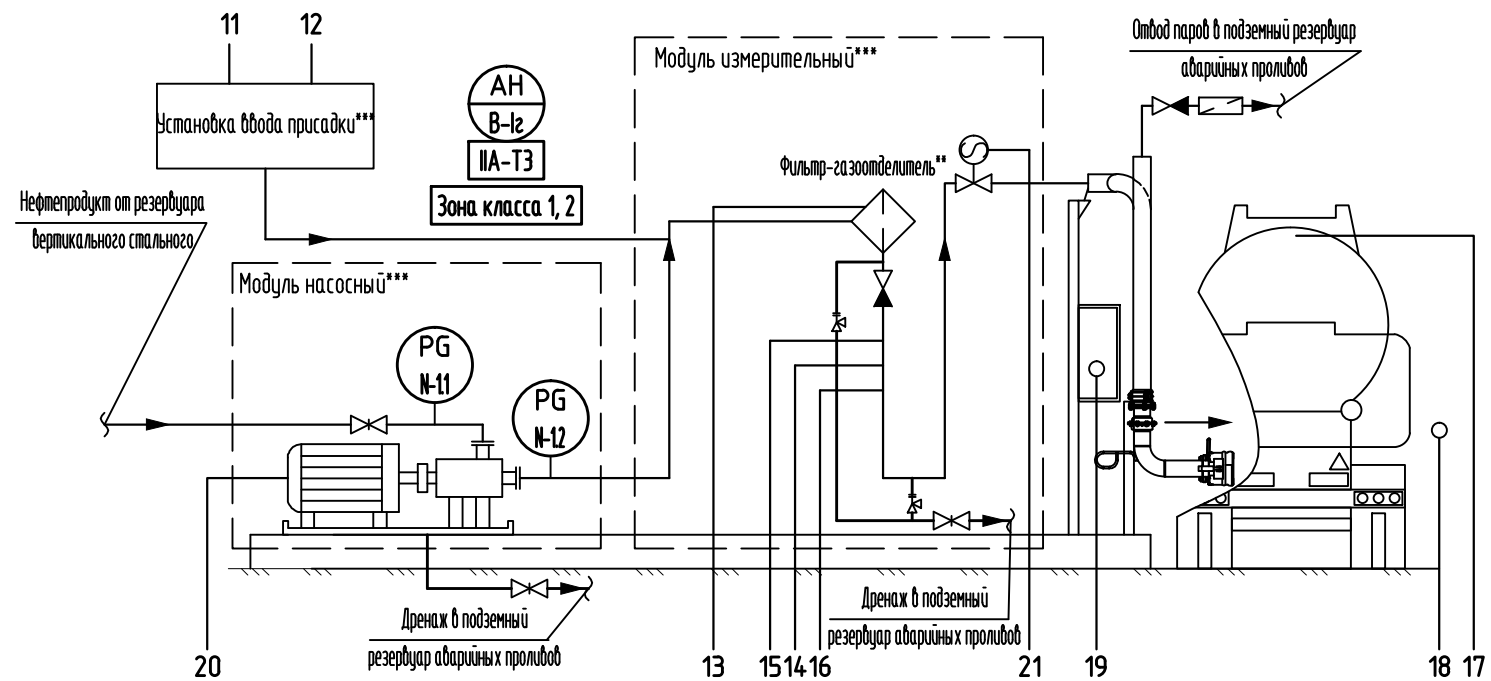
4 Схема выполнена для одного поста верхнего налива (верхний чертеж) и одной из четырех линий поста нижнего налива (нижний чертеж); всего постов верхнего налива - пять, всего постов нижнего налива - один.

5 В позициях приборов, обозначении оборудования поста налива индексы N заменять на номер согласно таблице применимости.

6 Для уменьшения гидравлических ударов, обеспечения безопасных скоростей перекачки и точности учета должна обеспечиваться производительность налива нефтепродукта в начальной (0.5-10%) и завершающей (90-95.100%) фазе не более 10% от номинальной производительности налива.

7 Выполнить отключение насосного агрегата (защита от "сухого хода"):

- через 20 с после прекращения потока от расходомера;
- при срабатывании датчика наличия продукта в фильтре газоотделителя, что свидетельствует об отсутствии продукта в фильтре или большом количестве воздуха в нем.



						ФЮРА.425280.АТХ.03			
						Автоматизированная система налива нефтепродуктов в автоцистерны на эстакаде нефтебазы			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Эстакада нефтебазы	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Теплов				19.05.2016		Р	1	4
Проверил	Спицин				19.05.2016				
						Площадка налива. Схема автоматизации (начало)		НИ ТПУ ИЭНО группа 3-8201	

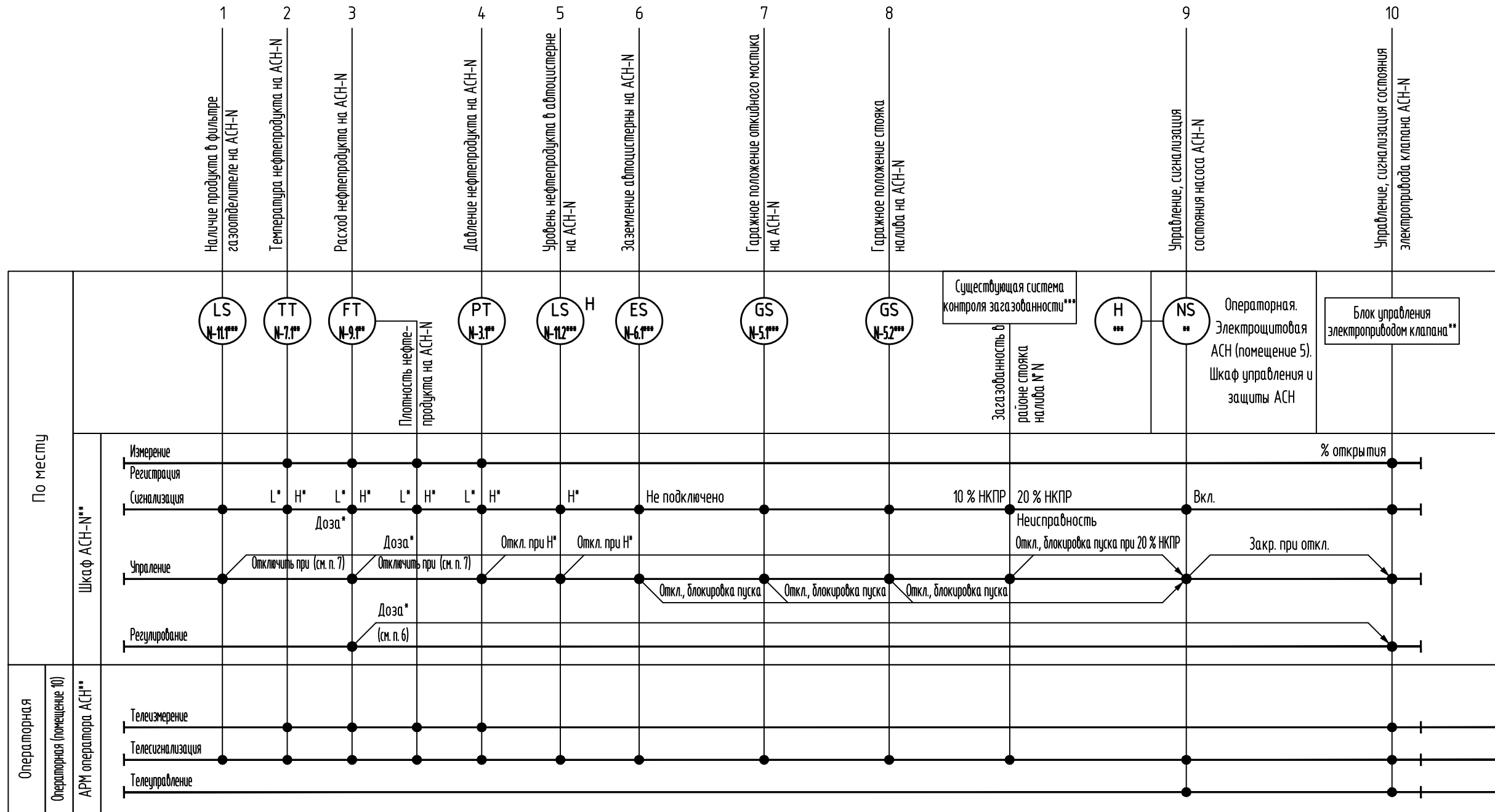
Согласовано	
Взам. инб. №	
Подпись и дата	
Инб. № подл.	

Согласовано

Взам. инб. №

Подпись и дата

Инб. № подл.



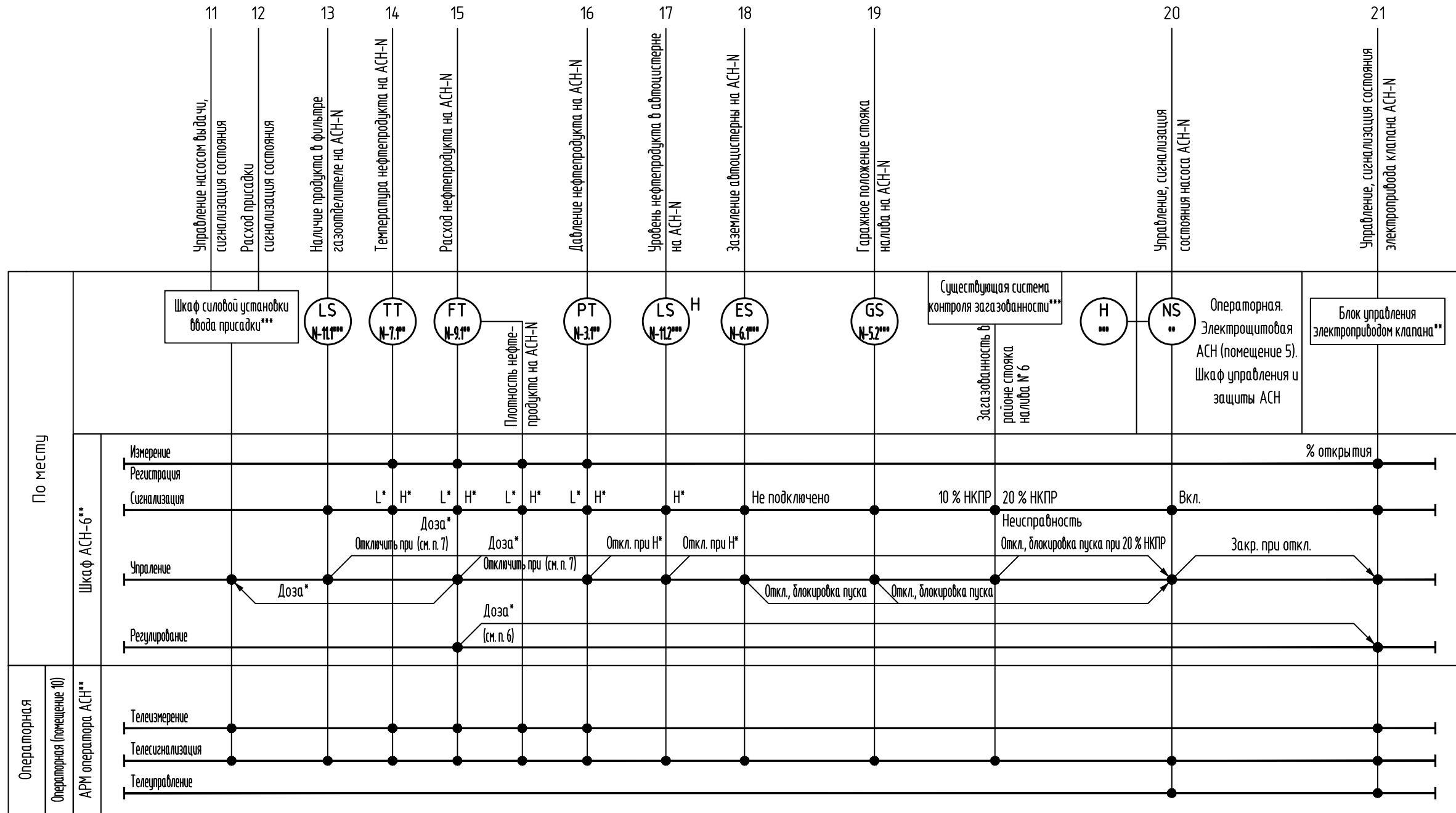
ФЮРА.425280.АТХ.03					
Автоматизированная система налива нефтепродуктов в автоцистерны на эстакаде нефтебазы					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Теплов				19.05.2016
Проверил	Спицин				19.05.2016
Эстакада нефтебазы				Стадия	Лист
				Р	2
Площадка налива. Схема автоматизации (продолжение)				НИ ТПУ ИЭНО группа 3-8201	

Согласовано

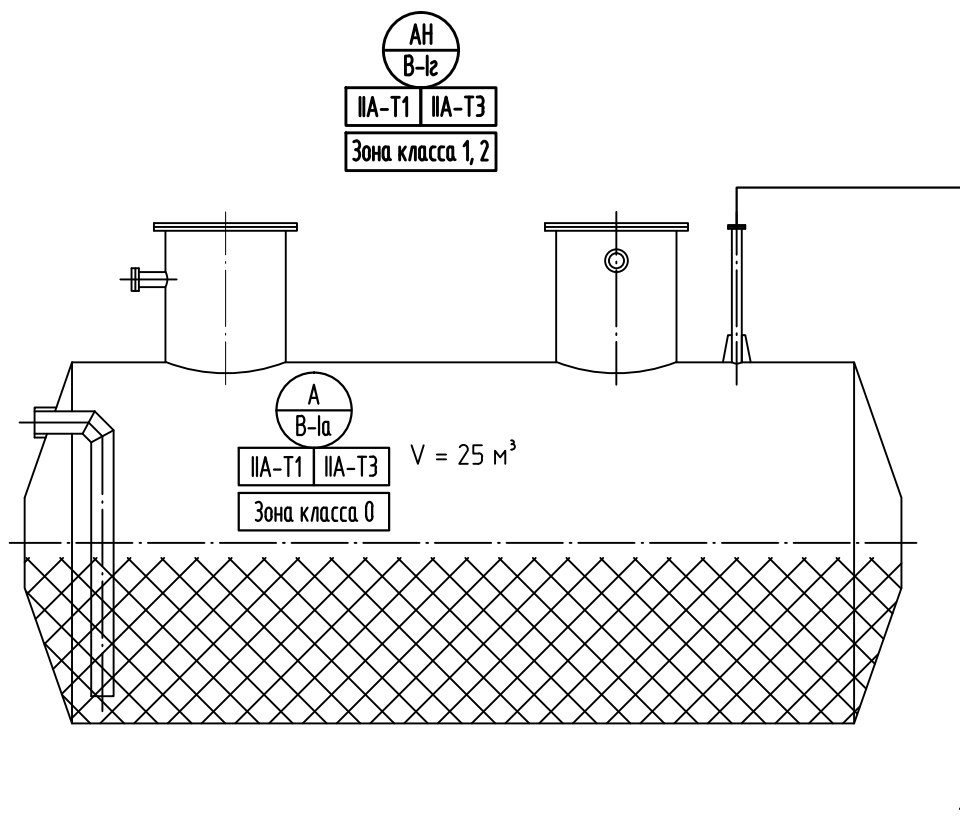
Взам. инб. №

Подпись и дата

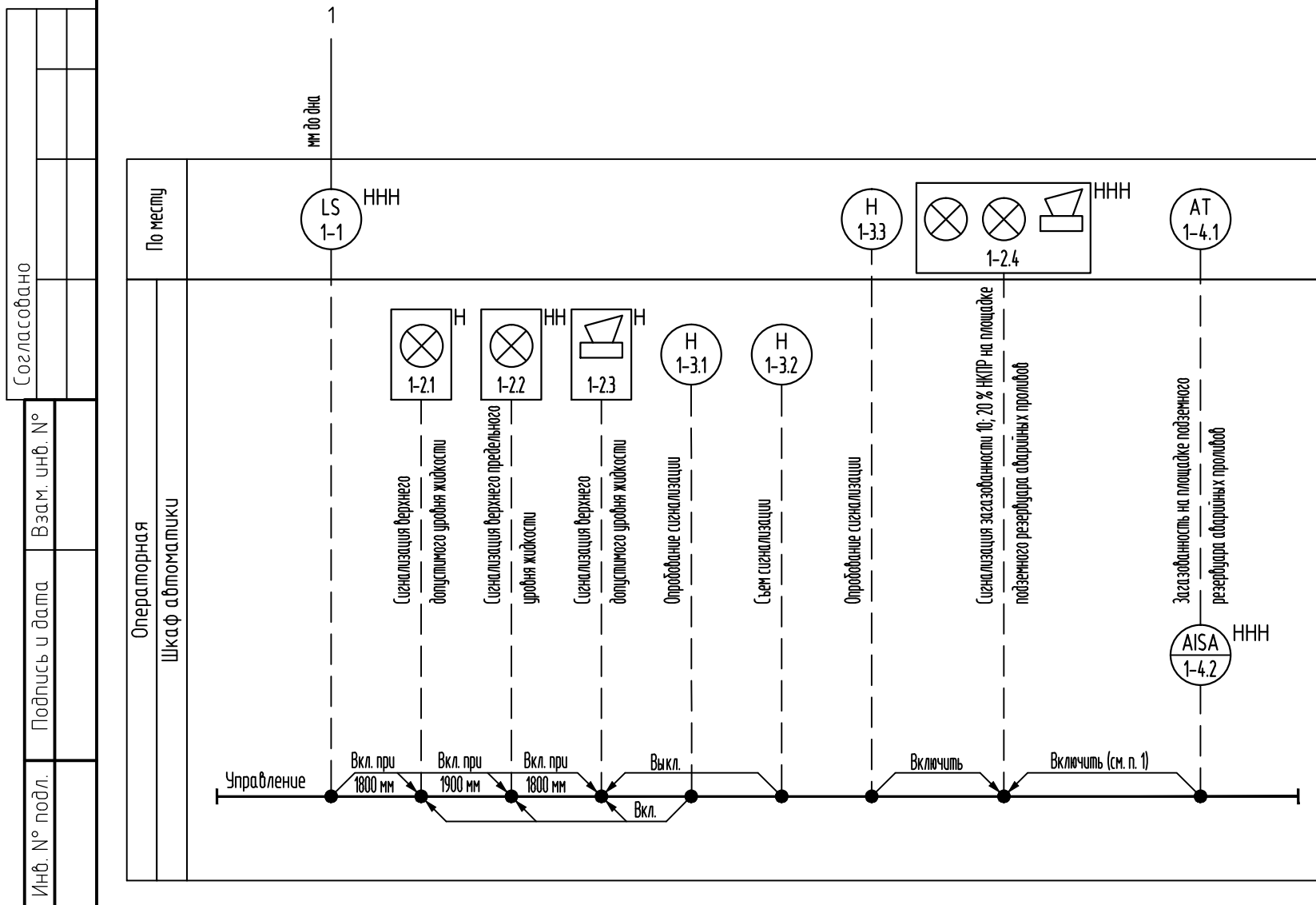
Инб. № подл.



ФЮРА.425280.АТХ.03					
Автоматизированная система налива нефтепродуктов в автоцистерны на эстакаде нефтебазы					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Теплов				19.05.2016
Проверил	Спицин				19.05.2016
Эстакада нефтебазы				Стадия	Лист
				Р	3
Площадка налива. Схема автоматизации (окончание)				НИ ТПУ ИЭНО группа 3-8201	



Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1-1	Преобразователь магнитный поплавковый ПМП-152-L1700-2DC24 с фланцем M27, 1-150-10 (1ExdII BT3, IP66, от минус 50 до плюс 60 °C)	1	
1-2.1,	Моноблочная сигнальная лампа ϕ 22,3 со встроенным светодиодом	2	
1-2.2	красного цвета, напряжение питания 230 VAC, IP66, Legrand 0 241 41		
1-2.3	Звонок, напряжение питания 230 VAC, IP30, Legrand 0 041 07	1	
1-2.4	Сигнализатор светозвуковой ВС-3-П-2СФ-ГС-К-К-24В (1ExsII T3, IP67, от минус 50 до плюс 60 °C)	1	
1-3.1	Кнопка ϕ 22,3 с потайным толкателем, черный, Н. О., IP66, Legrand 0 237 06	1	
1-3.2	Кнопка ϕ 22,3 с потайным толкателем с фиксацией с подсветкой, в составе: - контактный блок с адаптером, красный, Н. О. + Н. З., 230 VAC, Legrand 0 230 14; - головка ϕ 22,3 с потайным толкателем с фиксацией, красный, Legrand 0 240 21	1	
1-3.3	Пост кнопочный ПВК-12Х/1 (1ExdII BT6, IP65, от минус 60 до плюс 40 °C)	1	
1-4.1	Датчик-газоанализатор ДАК-ΣСН-33 (1Exd[ib] IIC T4X, IP66, от минус 40 до плюс 60 °C)	1	
1-4.2	Блок питания и сигнализации БПС-21М-1ВЦТ (1Exib) IIC, IP20, от плюс 1 до плюс 50 °C)	1	



1 Выполнить включение световой (красный цвет) и звуковой сигнализации при 10 % НКПР, световой (красный цвет) сигнализации при 20 % НКПР.

2 Выполнить отключение сигнализации загазованности через определенный промежуток времени с момента снижения соответствующих порогов (10; 20% НКПР). Время задержки определяется при пуско-наладке.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Теплов				19.05.2016
Проверил	Спицин				19.05.2016

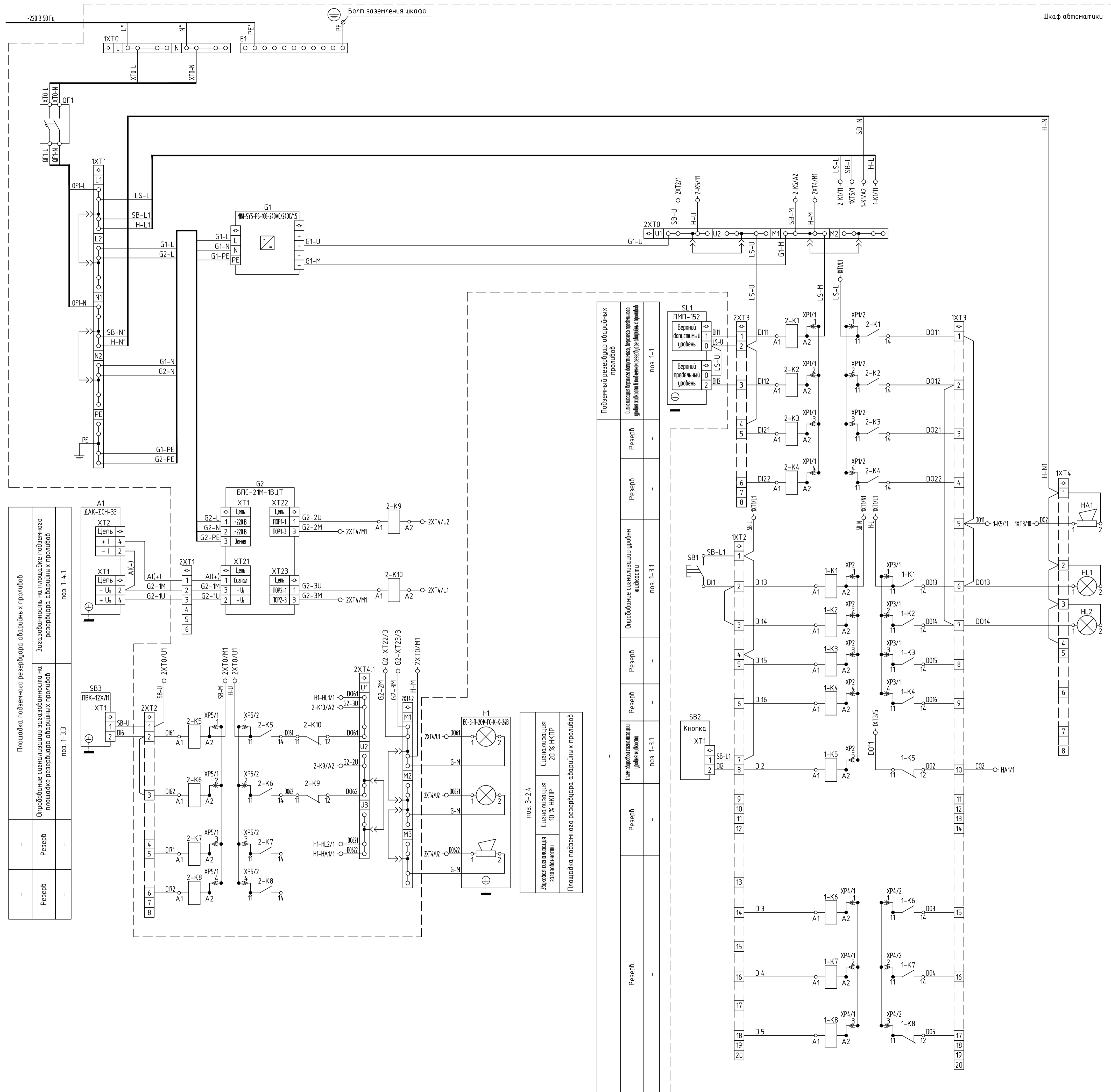
ФЮРА.425280.АТХ.03

Автоматизированная система налива нефтепродуктов в автоцистерны на эстакаде нефтебазы

Эстакада нефтебазы	Стадия	Лист	Листов
	Р	4	

Подземный резервуар аварийных проливов. Схема автоматизации

НИ ТПУ
ИЭНО группа 3-8201



Согласовано	Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм. №
Резерв	Резерв	Резерв	Резерв

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
Аппаратура, установленная в шкафу автоматики			
E1	Шина заземления, Rittal DK 7113.0000	1	
G1	Импульсный источник питания, входное напряжение 100-240 VAC, выходящее 24 VDC 1,5 A, MINI-SYS-PS-100-240AC/24DC/15	1	
G2	Блок питания и сигнализации, входное напряжение 220 VAC, выходящее для питания датчиков 14,5-16 VDC, выходящее для коммутации внешних исполнительных устройств <math>\le 30 VDC < 2,5 A</math>, БПС-21М-1ВЦТ	1	
HA1	Звонок, напряжение питания 230 VAC, IP30, Legrand O 041 07	1	
HL1, HL2	Моноблочная сигнальная лампа $\varnothing 22,3$ со встроенным светодиодом красного цвета, напряжение питания 230 VAC, IP66, Legrand O 24141	2	
HL3, HL4	Моноблочная сигнальная лампа $\varnothing 22,3$ со встроенным светодиодом зеленого цвета, напряжение питания 230 VAC, IP66, Legrand O 24142	2	
1-K1 ... 1-K8	Миниатюрное PCB реле, 1 переключающий контакт 10 А, напряжение обмотки 230 VAC, Finder 40-51-8-230-0000 с розеткой 95.05	8	
2-K1 ... 2-K10	Миниатюрное PCB реле, 1 переключающий контакт 10 А, напряжение обмотки 24 VDC, Finder 40-51-9-024-0000 с розеткой 95.05	10	
QF1	Автоматический выключатель 3 А 1P+N, тип С, Legrand 4 077 36	1	
SB1	Кнопка $\varnothing 22,3$ с потайным толкателем, черный, Н.О., IP66, Legrand O 237 06	2	
SB2	Кнопка $\varnothing 22,3$ с потайным толкателем с фиксацией с подсветкой, в составе контактного блока с адаптером, красный, Н.О. + Н.З., 230 VAC, Legrand O 230 14; - головка $\varnothing 22,3$ с потайным толкателем с фиксацией, красный, Legrand O 240 21	1	
XP1 ... XP5	8-мигновенный шинный соединитель Finder 095.18	5	
XT0, XT1	Блок зажимов цепей питания 220 VAC	2	
XT2	Блок зажимов цепей питания 220 VAC	1	
XT3, XT4	Блок зажимов цепей сигнализации 220 VAC	2	
2XT0	Блок зажимов цепей питания 24 VDC	1	
2XT1	Блок зажимов цепей измерения	1	
2XT2	Блок зажимов цепей управления 24 VDC	1	
2XT3, 2XT4	Блок зажимов цепей сигнализации 24 VDC	2	
Аппаратура, установленная по месту			
A1	Датчик-газоанализатор ДАК-ГСН-33	1	
H1	Сигнализатор светозвуковой ВС-3-П-2СФ-ГС-К-К-24В	1	
SB3	Пост кнопочный ПВК-12ХЛ1	1	
SL1	Преобразователь магнитный поплавокный ПМП-152-L1700-20С24	1	

* - маркировка проводов кабеля питания отображена условно.

ФЮРА.425280.АТХ.04			
Автоматизированная система налива нефтепродуктов в автоцистерны на эстакаде нефтебазы			
Изм.	Колуч	Лист № док.	Подпись Дата
Разработал	Теплов	19.05.2016	
Проверил	Спицин	19.05.2016	
Эстакада нефтебазы			Страница Лист Листов
			Р 1
Схема электрическая принципиальная шкафа автоматики			НИ ТПУ ИЭНО группа 3-8201

Формат А1

Приложение Д.
Схемы соединений внешних проводов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
19	Адаптер цанговый "труба-рукав" АТР 15/15 мм	11	
21	Труба водогазопроводная черная Ду15х2,8 ГОСТ 3262-75	170	м
23	Металлорукав герметичный в ПВХ оболочке пониженной горючести, IP67 ГЕРДА-МГ-16-нг-ХЛ ТУ 4833-011-76960731-2008	5,5	м
27	Проводник заземляющий П-750 ТУ 36-1276-85	6	
28	Полоса стальная 4х25 мм ГОСТ103-2006	18	м
-	Кабель для промышленного интерфейса RS-485	275	м
	КИПвЭВнг(А)-LS 3х2х0,78 ТУ 16.К99-025-2005		

1 * – кабельный ввод под металлорукав включен в комплект поставки АСН согласно опросному листу. Для крепления металлорукава к оборудованию допускается использование термоусаживающей муфты.

2 ** – оборудование, включенные в комплект поставки АСН согласно опросному листу. Обозначения клемм приведены условно. Обозначения клемм уточняются при проведении монтажных работ по документации заводов-изготовителей на соответствующее оборудование.

3 Позиционные обозначения соответствуют схеме автоматизации, см. приложение В.

4 При монтаже руководствоваться требованиями ГОСТ 30852.13-2002, СНиП 3.05.07-85, СТО 11233753-001-2006*, ПУЭ и инструкциями заводов-изготовителей по монтажу на соответствующие приборы и оборудование.

5 До нарезки кабелей, металлорукавов и труб длину уточнить по месту.

6 Монтаж защитного заземления выполнить согласно ГОСТ Р 50571.1-2009 (МЭК 60364-1:2005), ТИ4.25088.17000 и инструкциям заводов-изготовителей по монтажу на соответствующие приборы и оборудование.

7 Заземление металлорукава обеспечивается при соединении с кабельным вводом.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

ФЮРА.425280.АТХ.05

Автоматизированная система налива нефтепродуктов в автоцистерны на эстакаде нефтебазы

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал		Теплов			19.05.2016
Проверил		Спицин			19.05.2016

Эстакада нефтебазы

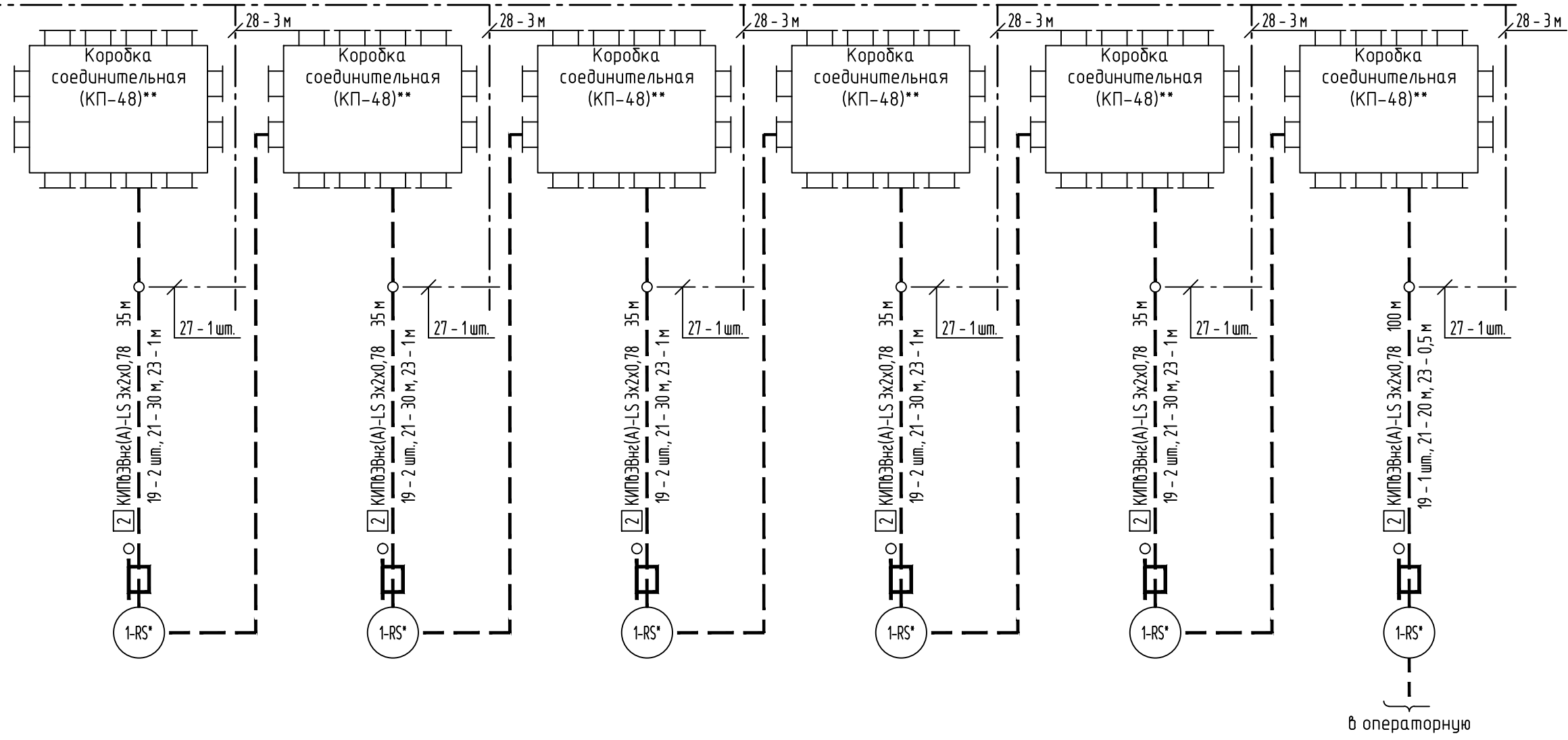
Стадия	Лист	Листов
Р	1	4

Площадка налива. Схема соединений внешних проводов (начало)

НИ ТПУ
ИЭНО группа 3-8201

Наименование параметра и место отбора импульса	Площадка налива					
	Существующий островок налива № 1	Существующий островок налива № 2	Существующий островок налива № 3	Существующий островок налива № 4	Существующий островок налива № 5	Существующий островок налива № 6
Обозначение чертежа установки	-	-	-	-	-	-
Поз. обозначение	-	-	-	-	-	-

Заземляющее устройство



Согласовано			
Взам. инв. №			
Подпись и дата			
Инв. № подл.			

ФЮРА.425280.АТХ.05					
Автоматизированная система налива нефтепродуктов в автоцистерны на эстакаде нефтебазы					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Теплов				19.05.2016
Проверил	Спицин				19.05.2016
Эстакада нефтебазы				Стадия	Лист
				Р	2
Площадка налива. Схема соединений внешних проводок (окончание)				НИ ТПУ ИЭНО группа 3-8201	

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Монтажная металлическая конструкция № 1	1	
19	Адаптер цанговый "труба-рукав" АТР 15/15 мм	3	
21	Труба водогазопроводная черная Ду15х2,8 ГОСТ 3262-75	81	м
23	Металлорукав герметичный в ПВХ оболочке пониженной горючести, IP67 ГЕРДА-МГ-16-нг-ХЛ ТУ 4833-011-76960731-2008	4,5	м
27	Проводник заземляющий П-750 ТУ 36-1276-85	11	
28	Полоса стальная 4х25 мм ГОСТ103-2006	9	м
33	Модульное управляющее устройство ТМР 104- (-40 +40)127 - 1х20sА3RCCBF/15(A) - 2х20sА3RCCBF/15(C) - 2,5х10(П) ТУ 3434-001-91972192-2012	1	
-	Кабель контрольный КВВГЭнг(А)-LS 4х1,5 ТУ 3563-018-59680332-2011	190	м
-	Кабель контрольный КВВГнг(А)-LS 4х1,5 ТУ 3563-018-59680332-2011	191,5	м
-	Кабель контрольный КВВГнг(А)-LS 7х1,5 ТУ 3563-018-59680332-2011	190	м

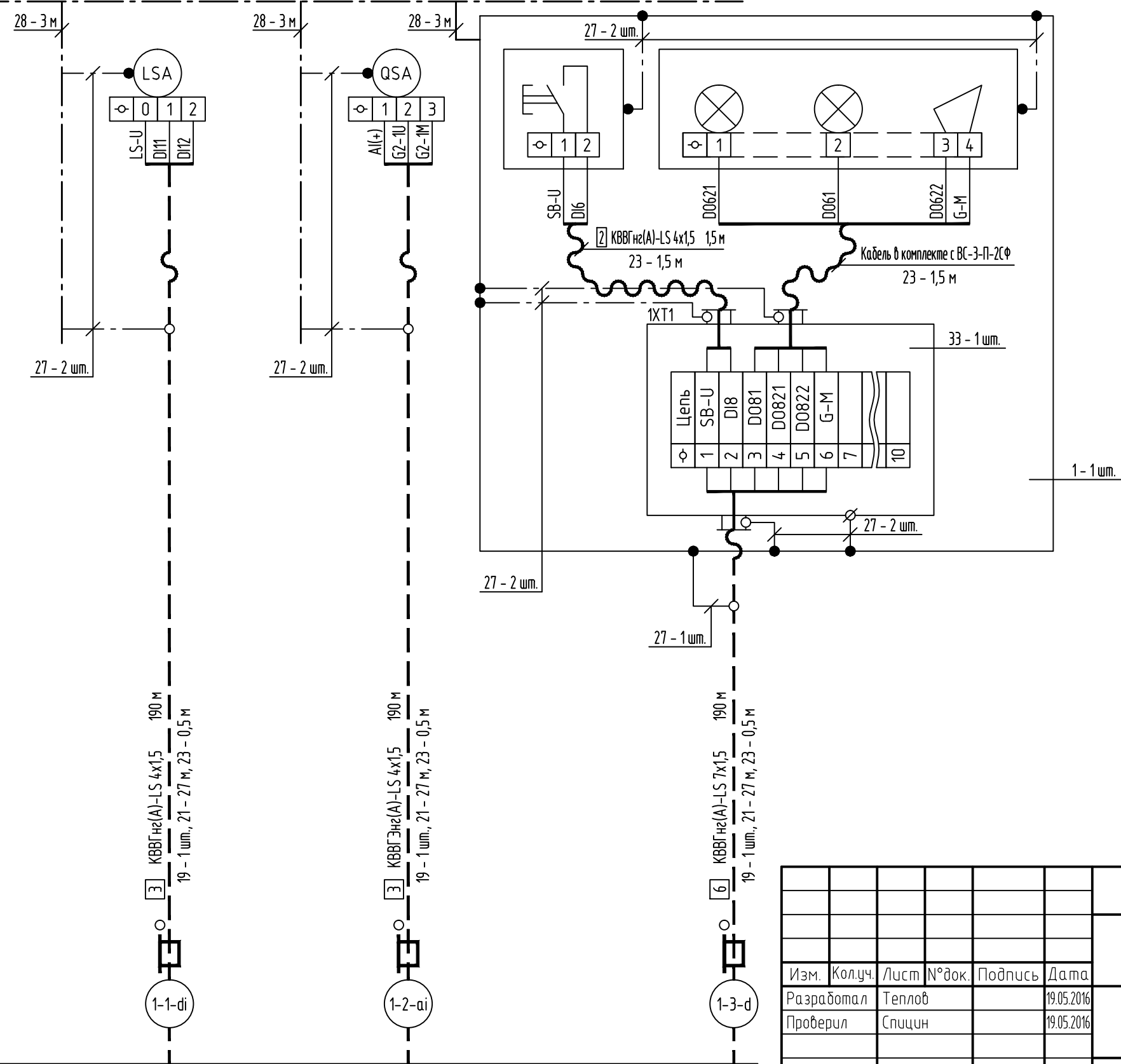
Согласовано	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	

ФЮРА.425280.АТХ.05					
Автоматизированная система налива нефтепродуктов в автоцистерны на эстакаде нефтебазы					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал		Теплов			19.05.2016
Проверил		Спицин			19.05.2016
Эстакада нефтебазы			Стадия	Лист	Листов
			Р	3	
Подземный резервуар аварийных проливов. Схема соединений внешних проводов (начало)				НИ ТПУ ИЭНО группа 3-8201	

Наименование параметра и место отбора импульса	Подземный резервуар аварийных проливов	Площадка подземного резервуара аварийных проливов				
	Штуцер для уронемера подземного резервуара аварийных проливов	-	Монтажная металлоконструкция на площадке подземного резервуара аварийных проливов			
	Сигнализация верхнего допустимого; верхнего предельного уровня жидкости в подземном резервуаре аварийных проливов	Загазованность на площадке	Опробование сигнализации	Сигнализация 10 % НКПР	Сигнализация 20 % НКПР	Звуковая сигнализация загазованности
Обозначение чертежа установки	-	-	-	-	-	-
Поз. обозначение	поз. 1-1	поз. 1-4.1	поз. 1-3.3	поз. 1-2.4		

Заземляющее устройство



Согласовано			
Взам. инв. №			
Подпись и дата			
Инв. № подл.			

Операторная. Помещение операторная. Шкаф автоматики (см. приложение Г)

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Теплов				19.05.2016
Проверил	Спицин				19.05.2016

ФЮРА.425280.АТХ.05			
Автоматизированная система налива нефтепродуктов в автоцистерны на эстакаде нефтебазы			
Эстакада нефтебазы		Стадия	Лист
		Р	4
Подземный резервуар аварийных проливов. Схема соединений внешних проводок (окончание)		НИ ТПУ ИЭНО группа 3-8201	

Приложение Д

Календарный план-график выполнения работ

Календарный план-график выполнения работ																				
Наименование работ	Исполнители	T _{кд} , дн.	Продолжительность работ, дн.																	
			Февраль			Март						Апрель			Май					
			5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
1 Получение и анализ ТЗ	Руководитель Инженер	1	■																	
2 Разработка и утверждение ТЗ	Руководитель Инженер	6	■	■																
3 Анализ предметной области	Инженер	4		■	■															
4 Обзор источников	Инженер	4			■	■														
5 Анализ технологического процесса	Инженер	3				■	■													
6 Анализ существующих разработок	Руководитель Инженер	3					■	■												
7 Разработка структурной схемы	Инженер	2						■	■											
8 Разработка технологической схемы	Инженер	3							■	■										
9 Разработка схем автоматизации	Инженер	6								■	■	■								
10 Выбор комплекса технических средств	Руководитель Инженер	9											■	■	■					
11 Разработка монтажных схем КТС	Инженер	2																		
12 Разработка принципиальной электрической схемы шкафа автоматизации	Инженер	5																		
13 Разработка схем соединений внешних проводок	Руководитель Инженер	6																		
14 Расчет надежности системы	Инженер	5																		
15 Технико-экономическое обоснование НИР	Инженер	5																		
16 Оценка безопасности и экологичности проекта	Инженер	5																		
17 Подведение итогов	Руководитель Инженер	2																		
18 Написание пояснительной записки	Инженер	13																		
19 Оформление графического материала	Инженер	8																		
20 Проверка и корректировка проекта	Руководитель Инженер	3																		

■ Руководитель

■ Инженер