


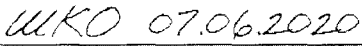
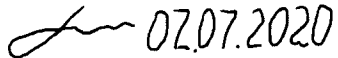
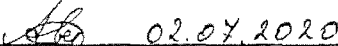
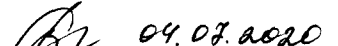
Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра автоматизации производственных процессов и электротехники
Направление подготовки 15.03.04 - Автоматизация технологических
процессов и производств
Профиль Автоматизация технологических процессов и производств в
энергетике

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о.зав. кафедрой
 О.В. Скрипко
« 06 » июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Разработка систем автоматизации технологических процессов
склада хранения светлых нефтепродуктов (комплексная выпускная
квалификационная работа)

Исполнитель студент группы 641об	 07.06.2020 (подпись, дата)	К.О. Шепелев
Руководитель доцент, канд. техн. наук	 07.07.2020 (подпись, дата)	А.Н. Рыбалев
Консультант по безопасности и экологичности канд. физ.-мат. наук	 02.07.2020 (подпись, дата)	В.Н. Аверьянов
Нормоконтроль профессор, д-р техн. наук	 04.07.2020 (подпись, дата)	О.В. Скрипко

Благовещенск 2020


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет Энергетический
Кафедра автоматизации производственных процессов и электротехники

УТВЕРЖДАЮ

И.о.зав. кафедрой


_____ О.В. Скрипко
подпись И. О.

« 06 » июня 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента 641 группы Шепелева
Константина Олеговича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Разработка систем автоматизации технологических процессов склада хранения светлых нефтепродуктов (комплексная выпускная квалификационная работа).

(утверждена приказом от)

2. Срок сдачи студентом законченной работы: 10 июля 2020 года.

3. Исходные данные к выпускной работе: 1) ФГОС направления подготовки бакалавров 15.03.04 Автоматизации технологических процессов и производств; 2) Техническое задание с требованиями ГОСТ 34.602–89.

4. Содержание выпускной квалификационной работы:

- 1) Общие сведения о нефтебазе
- 2) Описание структуры автоматизированной системы
- 3) Автоматизация сливной Ж/Д эстакады
- 4) Автоматизация площадки налива в АЦ
- 5) Автоматизация резервуарного парка хранения светлых нефтепродуктов
- 6) Решения по автоматизации насосной станции
- 7) Безопасность жизнедеятельности. ЧС, связанные с разгерметизацией резервуаров с нефтепродуктами

5. Перечень материалов приложения (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.):

Лист 1: Структурная схема АСУ ТП;

Лист 2: Функциональная схема автоматизации сливной Ж/Д эстакады;

Лист 3: Функциональная схема насосной слива нефтепродуктов со СНЭ;

Лист 4: Функциональная схема автоматизации резервуарного парка;

Лист 5: Функциональная схема насосной налива в А/Ц;

Лист 6 Функциональная схема площадки налива в А/Ц;

6. Дата выдачи задания

Руководитель выпускной квалификационной работы: Рыбалев Андрей

Николаевич, доцент, канд. тех. наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 10 марта 2020 года

ШКО

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 84 стр., 53 рисунка, 3 таблицы, 7 приложений, 11 источников.

КОНЦЕНТРАТОР, РЕЗЕРВУАР, АВТОЦИСТЕРНА, ЗАДВИЖКА, МОДУЛЬ СВЯЗИ, ЭЛЕКТРОПРИВОД, СИГНАЛИЗАТОР, ДИСПЛЕЙНЫЙ МОДУЛЬ, РАДАРНЫЙ УРОВНЕМЕР, БЛОК УПРАВЛЕНИЯ.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка систем автоматизации склада хранения светлых нефтепродуктов, который в свою очередь включает такие объекты как: сливная площадка железнодорожной эстакады, резервуарный парк хранения светлых нефтепродуктов, насосная станция, площадка налива в автоцистерны.

Система, разрабатываемая на объекте должна соответствовать существующим стандартам, а также требованиям безопасности.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были разработаны функциональные схемы объектов с применением средств автоматизации, а также произведен подбор этих средств.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Общие сведения о нефтебазе	9
1.1 Основания для проектирования.....	9
1.2 Описание объекта автоматизации.	11
1.3 Цели и назначения системы автоматизации.....	12
2 Описание структуры автоматизированной системы	15
2.1 Технические средства верхнего уровня.....	15
2.2 Технические средства среднего уровня.....	17
2.3 Технические средства нижнего уровня	19
3 Автоматизация сливной ж/д эстакады	23
3.1 Общие сведения.....	23
3.2 Проектные решения	24
3.3 Технические средства автоматизации.....	25
3.3.1 Сигнализатор предельного уровня жидкости ПМП152.....	25
3.3.2 Светозвуковая сигнализация ВС-3-П-2СФ-ГС	27
3.3.3 Системой загазованности УПЭС-50 с сигнализатором загазованности	28
4 Автоматизации площадки налива в ац.....	29
4.1 Общие сведения.....	29
4.2 Проектные решения	32
4.3 Технические средства автоматизации.....	33
5 Автоматизация резервуарного парка хранения светлых нефтепродуктов	35
5.1 Общие сведения.....	35
5.2 Проектные решения	37
5.3 Технические средства автоматизации.....	37
5.3.1 Системе учета резервуарных запасов Rosemount Tank Gauging	38
5.3.1.1 Системный концентратор Rosemount 2460	40
5.3.1.2 Модуль связи Rosemount 2410	43
5.3.1.3 Радарный уровнемер 5900S.....	46

5.3.1.4 Измерительный преобразователь температуры Rosemount 2240S ...	47
5.3.1.5 Измерительный преобразователь давления 3051S	48
5.3.1.6 Дисплейный модуль Rosemount 2230	49
5.3.2 Система защиты от перелива	51
5.3.2.1 Ручная система защиты от перелива	53
5.3.2.2 Автоматическая система защиты от перелива	53
5.3.3 Блок управления Auma ACExС 01.2 исполнение SIL PROFIBUS DP.	55
6. Решения по автоматизации насосной станции	56
6.1 Общие сведения	56
6.2 Проектные решения	60
6.3 Технические средства автоматизации	61
7. Безопасность жизнедеятельности. Чс, связанные с разгерметизацией резервуаров с нефтепродуктами	62
7.1 Основные причины	62
7.2 Возможные последствия	62
7.3 Системы для локализации и предотвращения аварии на объекте	63
7.4 Воздействие на окружающую среду	66
Заключение	67
Библиографический список	68

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АЦ – Автоцистерна

АСУ – Автоматическая система управления

СНЭ – Сливно-наливная эстакада

АСН – Автоматическая система налива

ПУЭ – Правила установки электроустановок

НТД – Нормативно-техническая документация

ПЛК – Программируемый логический контроллер

ЧС – Чрезвычайная ситуация

ВВЕДЕНИЕ

Предприятия, нефтебазы и заправочные станции нуждаются в огромном количестве нефтепродуктов. Для того, чтобы организовать непрерывную деятельности создаются нефтехранилища, которые позволяют создавать запасы сырья (нефтепродуктов), топлива или продуктов переработки нефти. На разных объектах нефтехранилища могут иметь различные характеристики (например, количество резервуаров, длину трубопроводов, наличие сепараторов и т.д.) и использоваться для реализации различных поставленных задач. Однако, несмотря на отличия нефтехранилищ, все они выполняют определённые основные функции, такие как: прием нефтепродуктов, хранение и транспортировка. Осуществление данных функций, учитывая современные требования по технике пожарной безопасности и безопасности жизнедеятельности, при этом имея в наличии небольшой состав оперативного персонала, а также вести учетную документацию в реалиях современного мира невозможно без использования автоматизированной системы управления технологическими процессами.

Автоматизация систем нефтехранилищ позволяет свести к минимуму количество ручных операций по управлению запорной арматурой, насосными установками, своевременно реагировать на внештатные ситуации и производить удаленный контроль над состоянием сырья и нефтехранилища.

Реализация автоматизированной системы управления технологическими процессами позволяет решить не только технические вопросы, но и вопросы, связанные с документацией: учет входящих/уходящих нефтепродуктов (за счет входящих в состав АСУ ТП расходомеров), учет массы сырья в цистернах. Сбор, обработка и формирование отчетной формы полученной информации происходит в автоматическом режиме посредством использования программного обеспечения.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О НЕФТЕБАЗЕ

Нефтебаза - это предприятия, которые состоят из большого количества конструкции и систем, приспособленных для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов на последующие нужды (продажа и локальное использование нефтепродукта).

Главная цель создания нефтебаз - обеспечение бесперебойного снабжения промышленности, транспорта, сельского хозяйства и других потребителей нефтепродуктами в достаточном количестве и ассортименте; сохранение качества нефтепродуктов и минимизация их потерь при приеме, хранении и отпуске потребителям.

1.1 Основания для проектирования

Выпускная работа выполнена на основании технического задания на проектирование, проектных решений, принятых в смежных разделах проекта и действующей нормативно-технической документации:

Таблица 1 - Нормативно-техническая документация

1. Наименование	2. Расшифровка
ВНТП 5-95	Нормы технологического проектирования по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз)
ВУП СНЭ 87	Ведомственные указания по проектированию железнодорожных сливо-наливных эстакад легковоспламеняющихся и горючих жидкостей

1. Наименование	2. Расшифровка
Утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.12.12 г. № 777	Руководство по безопасности для нефтебаз и складов нефтепродуктов
ГОСТ 17032-2010	Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Технические условия
ГОСТ 31565-2012	Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности
ГОСТ 21.408-93	«Правила выполнения рабочей документации автоматизации производственных процессов»
ГОСТ 21.404-85	«Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах»
СНиП 3.05.06-85	«Электротехнические устройства»
СНиП 3.05.07-85	«Системы автоматизации»
ПУЭ	«Правила устройства электроустановок»
Постановление №87 от 16.02.08	«О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
ГОСТ Р 21.1101-2009	«Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной рабочей документации»

Проектом предусматривается оборудование систем и сооружений склада хранения нефтепродуктов средствами и системами автоматизации в соответствии с существующими требованиями задания на проектирование и действующих НТД.

Технические решения, принятые в проекте выполнены в соответствии с действующей нормативной документацией, с требованиями национальных

стандартов и сводов правил, указанных в распоряжении Правительства РФ № 1047-р, в результате применения, которых, обеспечивается соблюдение требований Федерального закона № 384-ФЗ от 30.12.2009.

1.2 Описание объекта автоматизации

В данной работе объектом автоматизации является склад хранения светлых нефтепродуктов, располагаемый в Амурской области в Свободненском районе.

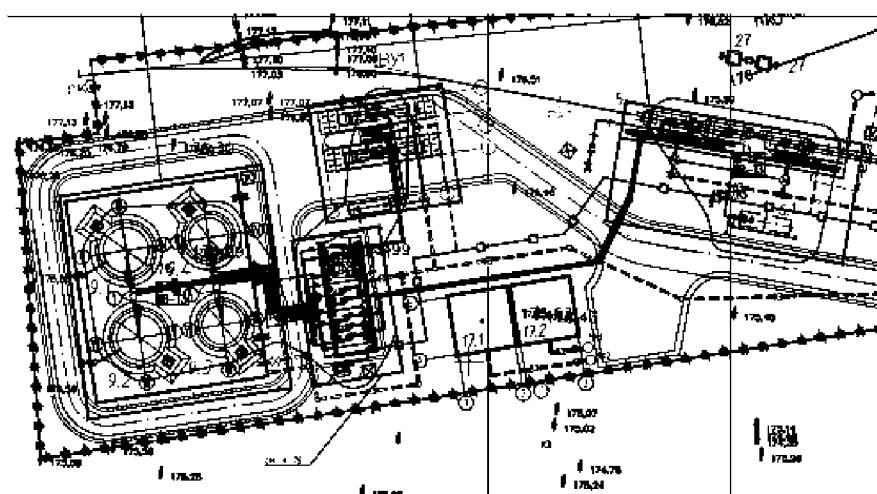


Рисунок 1 - Общий план объекта

Данный склад нефтепродуктов является перевалочным пунктом и предназначен для перегрузки светлых нефтепродуктов, таких как ДТ, 92 и 95, с железнодорожных цистерн для хранения нефтепродуктов в резервуарах, и последующего слива в автоцистерны.

В состав склада хранения входит:

- 1) Сливная Ж/Д эстакада
- 2) Площадка налива в А/Ц
- 3) Резервуарный парк хранения
- 4) Насосная слива светлых нефтепродуктов со СНЭ, совмещенная с насосной налива светлых нефтепродуктов в АЦ.

Технологические процессы, осуществляемые на объекте:

- 1) Прием нефтепродуктов
- 2) Хранение нефтепродуктов в резервуарах
- 3) Отпуск нефтепродуктов
- 4) замер и учет нефтепродуктов
- 5) Обеспечение безопасности

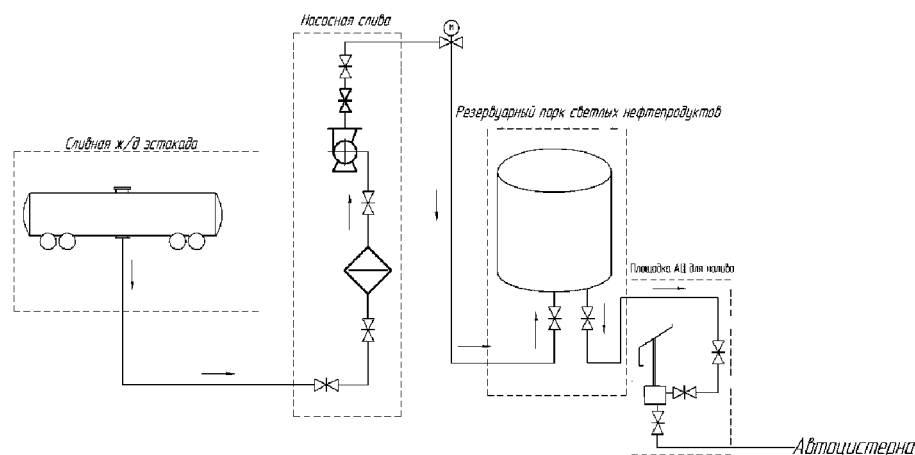


Рисунок 2 - Структурная схема объекта

1.3 Цели и назначения системы автоматизации

1) Комплекс средств, используемых для создания автоматизированной системы технологических процессов нефтехранилища предназначена для:

- для создания эффективной системы, которая сводит к минимуму потери за счет обеспечения точности, надежности измерений при выполнении учетных операций;

- для обеспечения учета количества (массы) нефтепродуктов в режиме реального времени путем контроля технологических параметров с их регистрацией и последующей передачей информации в соответствующие органы;

- для измерения в автоматическом режиме количественных показателей нефтепродуктов и фактического исключения последствий «человеческого фактора» при проведении операций по приему и отпуску нефтепродуктов;

- для обеспечения безопасных условий эксплуатации нефтебазы, определения аварийных и предаварийных ситуаций на технологических узлах в автоматическом режиме;

- для управления товарными потоками на нефтебазе;

- для формирования базы данных и на ее основе оформления применяемых на практике форм первичной отчетности и отчетной документации при торговле нефтепродуктами в соответствии с Законом РФ №129-ФЗ «О бухгалтерском учете»;

- для количественного и качественного учета нефтепродуктов;

- для контроля и управления в автоматизированном режиме технологическими процессами нефтебазы, обеспечения приема, хранения и отгрузки нефтепродуктов;

- для формирования управленческой отчетности.

2) Целями функционирования системы являются:

- формирование полной и достоверной оперативной управленческой отчетности о наличии и движении нефтепродуктов на нефтебазе, оформление приходных и отгрузочных сопроводительных документов;

- полное информационное обеспечение основных процессов нефтебазы, минимизация человеческого фактора в учете;

- стабилизация заданных режимов технологических процессов нефтебазы путем контроля технологических параметров;

- обеспечение высоких технико-экономических показателей работы нефтебазы за счет автоматизированного поддержания наиболее рационального режима работы технологического оборудования;

- повышение уровня безопасности эксплуатации объектов, улучшение экологической обстановки за счет внедрения автоматической защиты оборудования для предотвращения аварийных ситуаций и пожаров;

- организация коммерческого учета нефтепродуктов при их приеме, хранении и отгрузки в соответствии с требованиями ГОСТ 8.595-2004, оформление приходных и отгрузочных сопроводительных документов;

- предотвращение неисправностей технологического оборудования и увеличение его периода работы до периодического ремонта.

2 ОПИСАНИЕ СТРУКТУРЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ

Автоматическая система управления технологическими процессами нефтебазы построена в виде децентрализованной территориально распределенной системы управления. Исходя из структуры нефтебазы как объекта управления, технических характеристик применяемого основного оборудования, система управления построена в виде сети, объединяющей подсистемы в единую информационно-управляющую структуру.

Структурная схема системы приведена в приложении 1.

В состав системы входят следующие основные устройства:

1) на нижнем уровне - датчики, полевые приборы и исполнительные механизмы;

2) на среднем уровне - современные микропроцессорные ПЛК, мощность которых выбиралась исходя из требуемых программно-технических характеристик для полного обеспечения решения задач АСУ ТП.

3) на верхнем уровне - серверное оборудование, операторские и инженерные рабочие станции, коммуникационное оборудование.

2.1 Технические средства верхнего уровня

Технические средства верхнего уровня системы управления обеспечивают работу операторов-технологов, имеют типовую структуру и строятся на базе современных персональных компьютеров. Верхний и средний уровни объединены в высоконадежную промышленную информационную сеть - Industrial Ethernet.

Для передачи данных по Industrial Ethernet используется коммутатор EDS-408A производителя MOXA.



Рисунок 3 - внешний вид EDS-408A

ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА

Общее количество портов	8
Уровень коммутатора	L2
Протоколы резервирования	STP, RSTP, Turbo Ring v1/v2, Turbo Chain
Витая пара (разъем RJ45)	8
Интерфейс управления	Консоль RS-232
Возможность подключения резервного источника электропитания	Есть
Рабочая температура, °C	0 – +60
Материал корпуса	Металл
Габаритные размеры, мм	54 x 135 x 105

Рисунок 4 - Технические характеристики EDS-408A

В качестве программно-технического комплекса используется:

- программно-технический комплекс реализованный на базе оборудования Simatic S7 (Siemens, Германия).

- SCADA-пакет WinCC (Siemens, Германия).

SCADA Система SIMATIC WinCC - это современная и универсальная система оперативного слежения, и управления процессами, производственными линиями, машинами и установками во всех секторах производства. Система позволяет реализовать как простые одноместные станции операторов, так и мощные распределенные многоместные компьютерные системы с обычными или резервированными серверами и Web клиентами. Система оснащена удобным и мощным интерфейсом для связи с процессами, соответствует требованиям, которые нужны для работы со всем диапазоном систем автоматизации SIMATIC, обеспечивает защиту данных и возможность их хранения, обладает высокой производительностью, поддерживает резервированные структуры управления. SCADA система является информационным центром, обеспечивающим поддержку принципа вертикальной интеграции в масштабах всей компании. Стандартная конфигурация системы обладает высокой универсальностью и

может быть использована для реализации систем управления самого разнообразного назначения. Решения для конкретных областей промышленного производства могут быть созданы на основе различного дополнительного ПО. Базовое программное обеспечение (базовый пакет WinCC) соответствует требованиям многих промышленных и производственных стандартов и обеспечивает поддержку функций сигнализации и подтверждения приема сигналов, архивирования сообщений и значений технологических параметров, регистрацию всех данных процесса и параметров конфигурации, управления доступом пользователей и визуализации [2].

2.2 Технические средства среднего уровня

Средний уровень содержит программируемые контроллеры S7-300 со следующими модулями:

- CPU315-PN/DP - 1 шт.
- IM 360 - 1 шт.
- IM 361 - 2 шт.
- SM 321 (32 DI) - 10 шт.
- SM 321 (32 DO) - 4 шт.;
- SM 331 (8 AI) - 4 шт.;

В системе используется «интеллектуальный» КИП с возможностью диагностики и настройки. Связь с системой учета Rosemount Tank Gauging, с системой защиты от переливов происходит напрямую по протоколам Modbus TCP, а с АСН10ВГ и с системой загазованности УПЭС-50 по Modbus RTU через 4-портовый модернизированный преобразователь RS-485 в Ethernet NPORT IA5450AI.

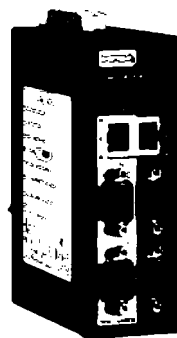


Рисунок 5 - NPORT IA5450AI

Порты Ethernet	2
Количество последовательных портов	4
Интерфейс управления	Telnet-консоль Web-интерфейс Windows-утилита Последовательная консоль
Возможность подключения резервного источника электропитания	Есть
Рабочая температура, °C	0 – +60
Материал корпуса	Металл
Габаритные размеры, мм	46 x 134 x 105

Рисунок 6 - Технические характеристики NPORT IA5450AI

Для поддержания корректной работы службы КИП предприятия инструментом для дистанционной настройки и конфигурирования КИП предусмотрено рабочее место инженера КИП с соответствующим ПО. Предоставленное решение позволяет уменьшить период конфигурирования и обслуживание КИП, а также увеличить точность измерений за счет диагностики приборов своевременно.

2.3 Технические средства нижнего уровня

Так же взрывоопасных помещениях и зонах на нижнем уровне используются аналоговые и дискретные датчики измерения параметров и запорная аппаратура во взрывобезопасном исполнении.

Исполнительные органы, предусмотренные на объекте, имеют взрывобезопасное исполнение. Электроприводные исполнительные механизмы имеют ручной привод, сигнализаторы крайних положений, устройства для индикации состояния.

Управлениям насосными установками осуществляется через преобразователь частоты, и как с электроприводами осуществляется связь с системой посредством интерфейса Profibus DP. Для этого в ПЛК применяются специализированные модули.

Питание датчики осуществляется от источников питания, входящих в состав ПТК. Для датчиков, не имеющих блоков питания (сигнализаторы с выходом на «сухой контакт», термометры сопротивления), предусмотрены индивидуальные барьеры искробезопасности с питанием от импульсного источника питания на 24 вольт TRIO-PS-2G/1AC/24DC/3/C2LPS.

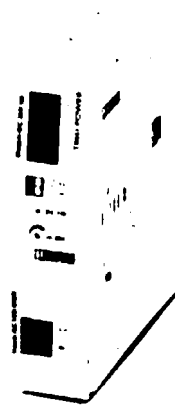


Рисунок 7 - TRIO-PS-2G/1AC/24DC/3/C2LPS.

Технические характеристики (краткая информация)	
Диапазон номинальных напряжений на входе	100 В AC ... 240 В AC 110 В DC ... 250 В DC
Диапазон частот	50 Гц ... 60 Гц
Номинальное напряжение на выходе > 24 В пост. тока, ограничение по постоянной мощности	24 В DC $\pm 1\%$ 24 В DC ... 28 В DC
Номинальный выходной ток I_{out} / I_{out}	3 А / 4,5 А (1 с)
Остаточная пульсация	≤ 50 мВ _{рмс}
Защита от импульсных перенапряжений на выходе	≤ 30 В DC
MTBF (IEC 61709, SN 29500)	> 3500000 ч (25 °C) > 2000000 ч (40 °C) > 830000 ч (60 °C)
КПД при 230 В AC и номинальных значениях	> 89 %
Рассеиваемая мощность, без нагрузки, макс.	< 1 Вт
Рассеиваемая мощность, номинальная нагрузка, макс.	< 10 Вт
Температура окружающей среды (при эксплуатации)	-25 °C ... 70 °C > 60 °C Derating: 2,5 %/K
Масса	0,35 кг
Размеры Ш / В / Г	30 мм / 130 мм / 115 мм
Допуск согласно	IEC Class 2 (UL 1310)

Рисунок 8 - Технические характеристики TRIO-PS-2G/1AC/24DC/3/C2LPS.

Дискретные сигналы, приходящие на ПЛК с объектов с уровнем сигнала 24В постоянного тока (сигналы датчиков КИПиА). Дискретные выходные сигналы, формирующиеся управляющими контроллерами, имеют уровень сигнала 24В постоянного тока. Для гальванической развязки цепей модулей дискретных выходов контроллеров и силовых управляющих цепей предусмотрены малогабаритные промежуточные реле PLC-RSC-24VDC/1/SEN.

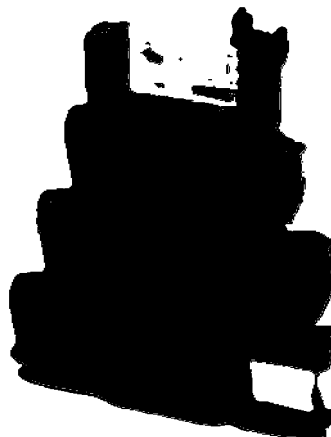


Рисунок 9 - PLC-RSC-24VDC/1/SEN

Входное номинальное напряжение U_N	24 В DC
Типовой входной ток при U_N	9 мА
Время срабатывания, типовое	5 мс
Время возврата, типовое	8 мс
Защитная схема	Защита от переплюсовки Диод защиты от переплюсовки
	Защитный диод Защитный диод
Индикация рабочего напряжения	LED желт.
Мощность потерь при номинальных условиях	0,22 Вт

Рисунок 10 - Технические характеристики PLC-RSC-24VDC/1/SEN.

Аналоговые датчики подключаются к ПЛК через барьер-преобразователь с гальванической развязкой.

Как итог, техническая структура предусматривает полноценное гальваническое разделение технических средств нижнего и среднего уровней. Появление в цепях аналоговых и дискретных сигналов напряжения высокого уровня не приводит к неисправностям дорогостоящих модулей контроллеров и минимизирует возникновение аварийных ситуаций из-за отказа средств систем.

Для того чтобы защитить коммуникаций управления от электрических наводок необходимо соблюдение следующих правил при установке сетей и кабелей:

1) кабели, предназначенных для аналоговых сигналов (4-20 мА, и др.) прокладываются отдельно от кабелей, которые используются для цепей с напряжением 220 В и выше;

2) кабели для цепей сигнализации прокладываются отдельно от кабелей, используемых для цепей управления (220 В и выше);

3) позиционные сигналы передаются по кабелям, прокладываемым отдельно от кабелей, используемых для передачи аналоговых сигналов;

4) кабели для передачи аналоговых сигналов экранируются, если нет возможности защитить их от электрических наводок иными способами.

Дискретные сигналы приходят с объектов с уровнем сигнала 24 В постоянного тока (сигналы датчиков КИПиА) и 220 В переменного тока (сигналы электротехнического оборудования). Для исключения возможных наводок в цепях переменного тока применяется фильтрация. Дискретные

выходные сигналы, формируемые управляющими контроллерами, имеют уровень сигнала 24 В постоянного тока. Для вторичных цепей необходим сигнал 220 В переменного тока. Для гальванической развязки цепей модулей дискретных выходов контроллеров и силовых управляющих цепей предусмотрены малогабаритные промежуточные реле, с нагрузочной способностью контактной группы достаточной для подключения необходимых нагрузок. Таким образом, техническая структура предусматривает полное гальваническое разделение технических средств нижнего и среднего уровней системы. Появление в цепях аналоговых и дискретных сигналов напряжения высокого уровня не приводит к выходу из строя дорогостоящих модулей контроллеров и исключает возникновение аварийных ситуаций из-за отказа технических средств систем.

3 АВТОМАТИЗАЦИЯ СЛИВНОЙ Ж/Д ЭСТАКАДЫ

3.1 Общие сведения

Сливо-наливные эстакады используются в ходе транспортировки легковоспламеняющихся, горючих жидкостей (нефть, мазут, бензин, масло, дизельное топливо) и сжиженных углеводородных газов в/из железнодорожных цистерн.

Сливо-наливная эстакада - это конструкция состоящая из металлических материалов (наземное или надводное), состоящее из поста налива, блоков управления и гидравлики. Каждый узел выполняет собственную функцию и может быть дополнен необходимым оборудованием выбор, которого базируется на поставленных задачах. СНЭ должна выполнять различные требования, а именно: возможность удержания угла наклона мостика, автоматический подъем мостика после ухода оператора с авто- или железнодорожной цистерны, изменение высоты мостика в соответствии с условиями налива [7].

Установки УСН-150 используемые на данной нефтебазе. УСН предназначены для нижнего слива нефти и нефтепродуктов из железнодорожных вагонов-цистерн с универсальными сливными приборами.

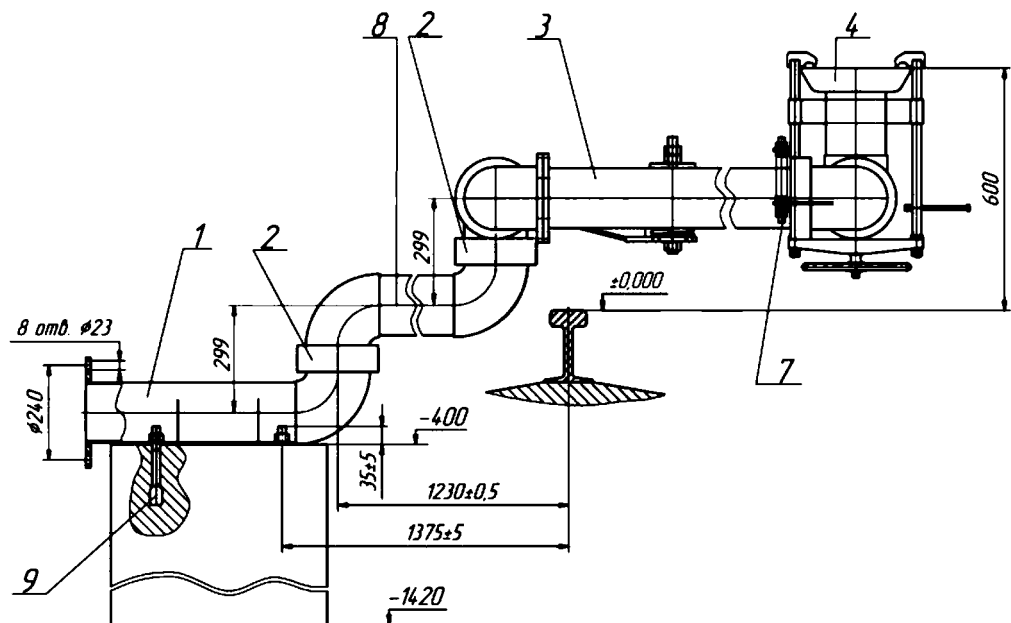


Рисунок 11 - УСН-150

Наименование параметра	Обозначение установки			
	УСН-150	УСН-150-6М	УСНПл-150	УСНПл-150-6М
	Значение параметра			
1 Диаметр условного прохода, мм	150			
2 Условное давление, МПа (кгс/см ²)	0,6 (6)			
3 Давление подводимого пара, МПа (кгс/см ²), не более	—		0,4 (4)	
4 Температура подводимого пара, °С, не более	—		+125	
5 Усилие на рукоятке маховика, Н (кгс), не более	200 (20)			

Рисунок 12 - Технические характеристики УСН-150

На сливной ж/д эстакаде находятся:

- УСН-150 - 6 шт.
- Подземная емкость для аварийных переливов ЕП-1 V=75м³, D=3.0 м , L=10.77 м -1 шт.

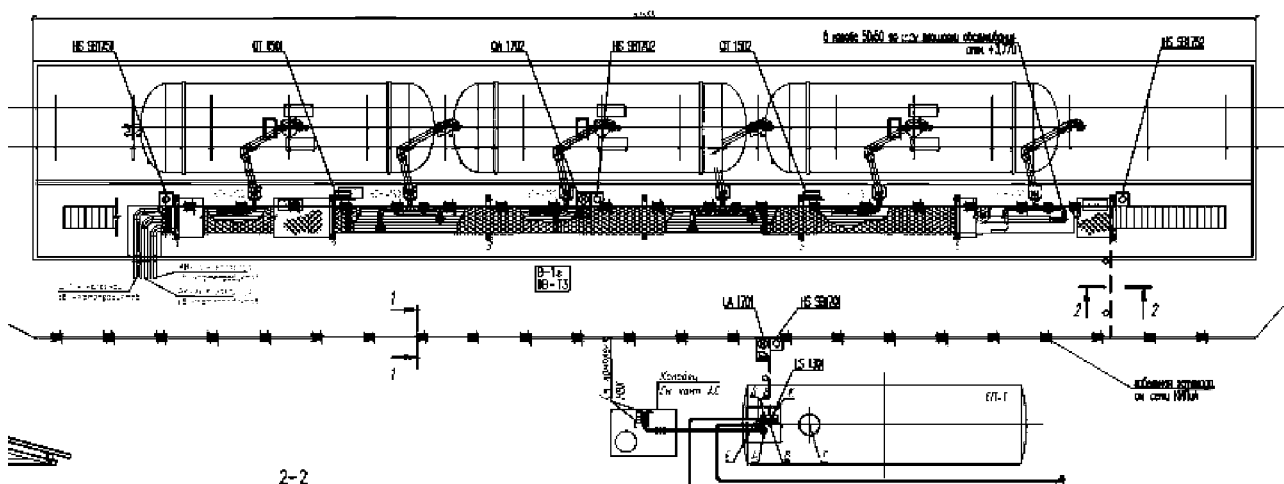


Рисунок 13 - Сливная ж/д эстакада

3.2 Проектные решения

Проектными решениями предусматривается:

- локальный и удаленный контроль предельных уровней в емкости ЕП-1;
- контроль загазованности территории сливной эстакады;
- локальную и дистанционную светозвуковую сигнализацию 20% НКПР, 50% НКПР;

- кнопки дистанционной остановки грузовых насосов со сливной эстакады;
- технологические блокировки при загазованности 50% НКПР.

3.3 Технические средства автоматизации

Технические средства автоматизации для локального и дистанционного контроля и светозвуковой сигнализации предельных уровней в емкости ЕП - 3:

- Поплавковый сигнализатор предельного уровня ПМП152 - 1 шт.
- Сигнализатор ВС-3-24В - 1 шт.

Технические средства автоматизации для контроля загазованности по периметру площадки, местная и дистанционную светозвуковую сигнализацию 10% НКПР, 20% НКПР:

- Сигнализатор загазованности СГОЭС-М11 - 3 шт.
- Устройство пороговое УПЭС - 50 - 1 шт.
- Сигнализатор ВС-3-2СФ - 1 шт.

3.3.1 Сигнализатор предельного уровня жидкости ПМП152

Для того, чтобы осуществлять контроль за предельными уровнями в емкости ЕП-1 используется поплавокый сигнализатор предельного уровня жидкости ПМП152.

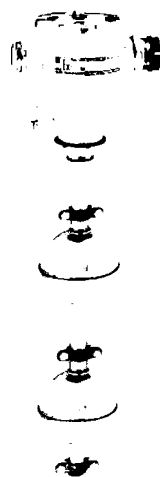


Рисунок 14 - ПМП152

Корпус ПМП152-D18 изготавливается из сплава алюминия АК7ч с окисным фторидным электропроводным покрытием, который окрашивается порошковой краской (по заказу из нержавеющей сталей 12Х18Н9ТЛ, 12Х18Н10Т). Имеет

внешний и внутренний зажимы заземления, один или два кабельных ввода. Исходя из поставленных задач, в комплект входят различные типы устройств крепления барьерных оболочек кабелей. Внутри корпуса размещена электронная плата с клеммами для подключения, доступ к которым осуществляется через съемную крышку.

В направляющей, изготовленной из нержавеющей стали 12Х18Н10Т, установлены герконы, положение которых изменяется в зависимости от условий использования без непредусмотренной разгерметизации резервуара. Поплавки (не более четырёх) свободно перемещаются по направляющей, каждый - в определенной стопорами траектории.

Контроль уровня жидкости реализуется с помощью поплавка с встроенным в него магнитом, который своим полем воздействует на герконы, коммутирующие выходные цепи при достижении средой контролируемых значений уровня.

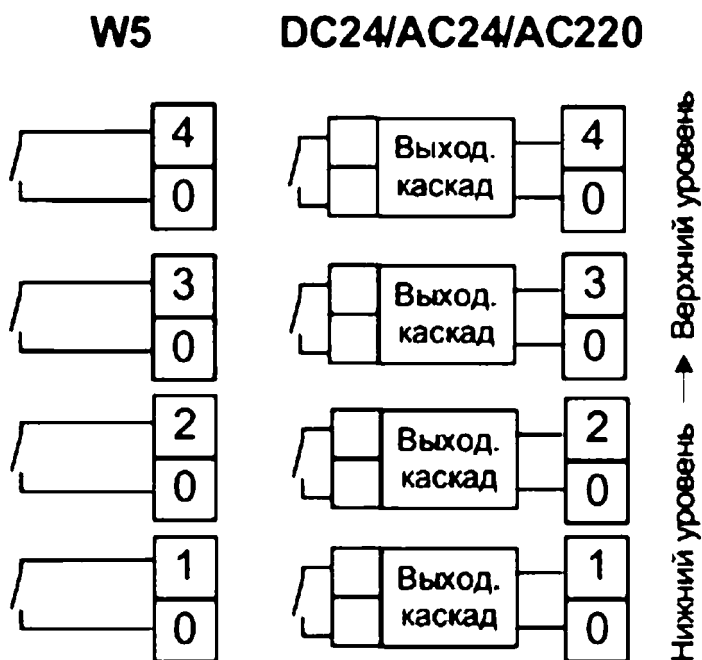


Рисунок 15 - Нумерация выходных клемм ПМП152

3.3.2 Светозвуковая сигнализация ВС-3-П-2СФ-ГС

.EHT.RU



Рисунок 16 - Светозвуковая сигнализация ВС-3-П-2СФ-ГС

Устройство, принцип работы:

Корпус выполнен из сплава алюминия, имеет гальваническое нержавеющее и защитное покрытие. Полость корпуса заполнена эпоксидным материалом. На фронтальной стороне установлены звуковой пьезоизлучатель и два достаточно ярких многокристальных светодиода. В нижнем отделении корпуса располагается кабельный ввод с не снимаемым четырехпроводным круглым кабелем. Сигнализатор подключается по четырехпроводной схеме, приведенной на рисунке 17.

Сигнализатор ВС-3-П-2СФ-ГС изготавливается только с номинальными напряжениями питания 12 или 24 В и дает возможность выбрать режимы звучания и свечения. Имеет шесть мелодий, два уровня громкости, четыре режима работы каждого светового индикатора (постоянное свечение, мигание с частотой 4, 2 или 0.5 Гц). Настройка осуществляется поднесением магнита из комплекта поставки к определенному месту корпуса.

При подаче питания на соответствующий проводник зажигаются светодиоды, звучит модулированный звуковой сигнал. Световая и звуковая сигнализации ВС-3-П-2СФ-ГС выполняется в сначала избранном режиме. В сигнализаторе на

номинальное напряжение 6 В при одновременной подаче питания на верхний и нижний светодиоды станет подсвечиваться лишь только один – верхний (приоритет тревожной сигнализации).

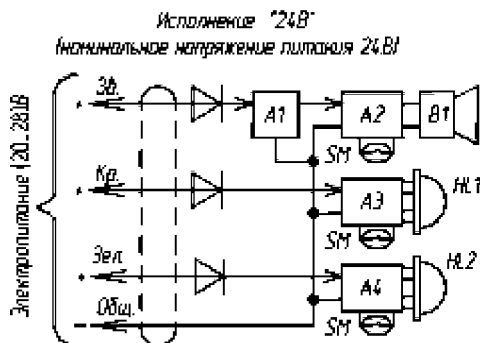


Рисунок 17 - Электрическая схема ВС-3-П-2СФ-ГС

3.3.3 Система загазованности УПЭС-50 с сигнализатором загазованности

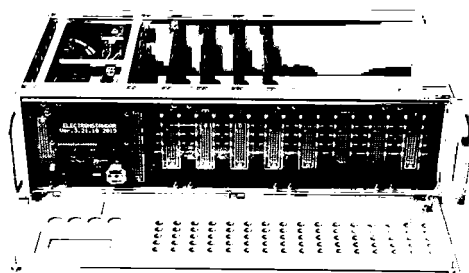


Рисунок 18 - УПЭС-50

СГОЭС-М11 УПЭС-50А (в последующем - УПЭС) изготовлено для работы с первичными измерительными преобразователями по унифицированному аналоговому сигналу 4-20 мА. Превышение поставленных пороговых значений входными сигналами контролируется с помощью звуковой и светодиодной сигнализации, а еще управлению при поддержке релейных выходов присоединенными наружными приборами, передачи данных обо всех каналах по интерфейсу RS-485 в формате протокола Modbus RTU. УПЭС устанавливается за пределами взрывоопасной зоны и рассчитанный для эксплуатации при температуре от минус 10 до 45 °С и относительной влажности окружающего воздуха до 95% при температуре 35°С.

4 АВТОМАТИЗАЦИИ ПЛОЩАДКИ НАЛИВА В АЦ

4.1 Общие сведения

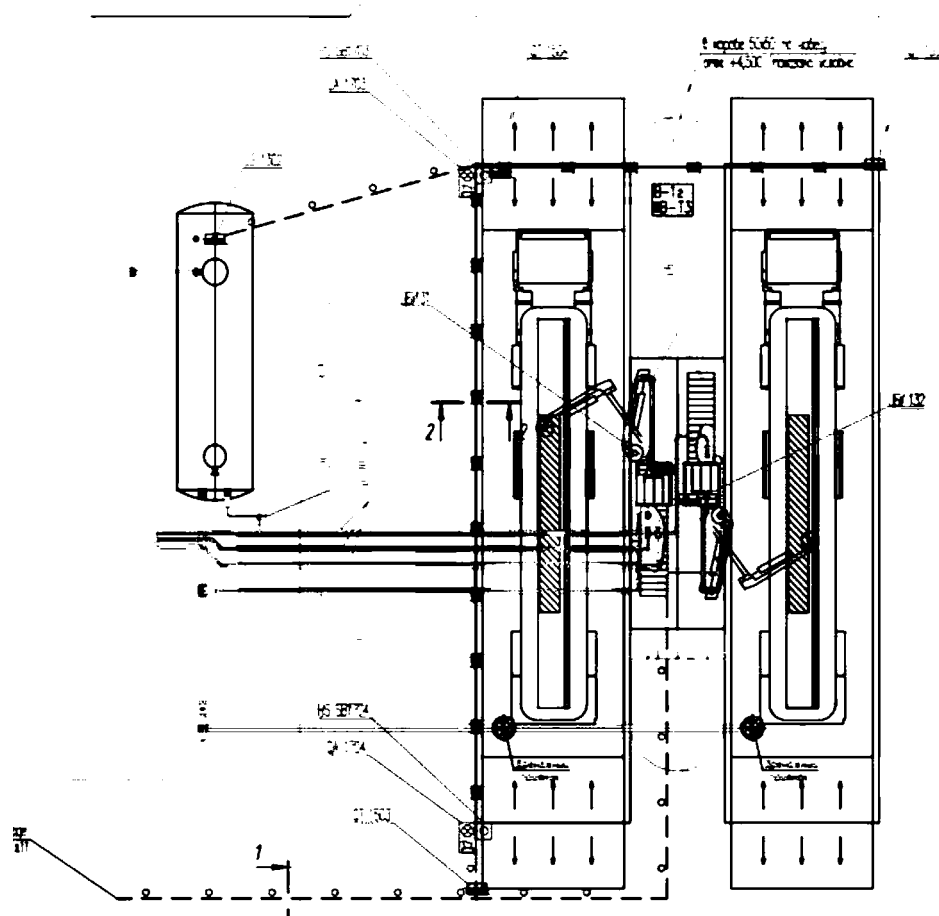


Рисунок 19 - Площадка налива в АЦ

На площадке налива в АЦ находятся:

- АСН 10-ВГ
- Подземная емкость для аварийных переливов ЕП-3 $V=75\text{м}^3$, $D=3.0\text{ м}$,
 $L=10.77\text{ м}$ -1 шт

АСН 10-ВГ - это автоматическая измерительная система верхнего дозированного налива маловязких неагрессивных жидкостей с учетом в сырья в объёмных и массовых единицах, АСН - 10ВГ модуль Ду100 2/2 с объёмными счетчиками или массовыми расходомерами кориолисова типа, с насосами для наземных резервуаров, с входными лестницами и перекидными мостиками,

обслуживающий один отдел А/Ц с одной стороны наливного островка и один отдел А/Ц с иной стороны.

В предоставленном проекте АСН 10-ВГ по методу подачи продукта исполнена в типе - «Верхний налив». По типу отпускаемого сырья в жидком состоянии – светлые нефтепродукты (бензины, ДТ).

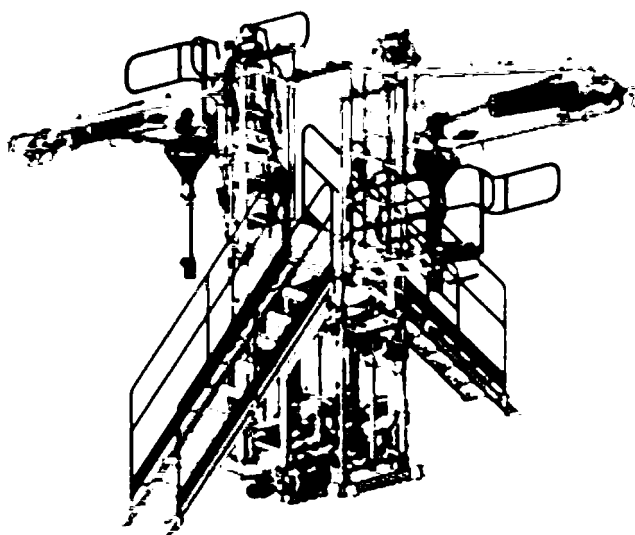


Рисунок 20 - АСН 10-ВГ

1. Потребляемая мощность:

- для светлых нефтепродуктов 11кВт (15 кВт) для каждого продукта

2. Рабочее давление:

- 6 кг/см²

3. Точность отпуска (пределы погрешности):

- по объему $\pm 0,15\%$

- и по массе $\pm 0,25\%$

- по температуре $\pm 0,5\%$

- по давлению $\pm 0,25\%$

В состав АСН 10 - ВГ входит:

1. Динамическая установка для поверки комплексов измерительных по массе и объему УПМ-2000 со следующими конфигурациями:

- спектр взвешивания 1400 - 2000 кг;

- цена деления весового терминала 0,1 кг;

- абсолютная погрешность взвешивания во всем диапазоне $\pm 0,2$ кг;
- относительная погрешность взвешивания во всем диапазоне $\pm 0,01\%$;
- диапазон измерения объема 1980 - 2020 дм^3 ;
- цена деления измерителя объема 0,5 дм^3 ;
- абсолютная погрешность измерения объема во всем диапазоне ± 1 дм^3 ;
- относительная погрешность измерения объема во всем диапазоне $\pm 0.05\%$;
- диапазон измерения средней плотности 700-900 кг/м^3 ;
- абсолютная погрешность измерения средней плотности $\pm 0,5$ кг/м^3 ;

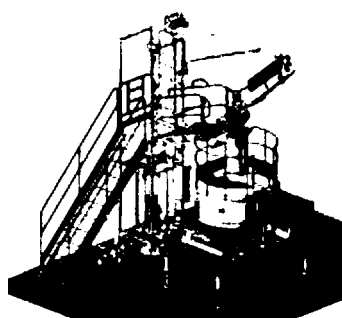


Рисунок 21 - УПМ - 2000

2. Фильтр газоотделитель для каждого канала с поплавковым клапаном сброса газозвдушного концентрата небольших долей. Для предотвращения завоздушивания измерительной схемы в фильтре газоотделителя установлен датчик поступления объемов, которые превышают установленные значения, газозвдушного концентрата. Датчик присутствия чрезмерного уровня воздуха (завоздушивания) подает команду на остановку процесса наполнения автоцистерн. Плюс ко всему, для контроля загрязненности фильтра установлен датчик контроля загрязненности который оповещает о надобности чистки фильтра [1].



Рисунок 22 - Фильтр газоотделитель

3. Регулирующий отсечной клапан, с помощью которого реализована функция стабилизации расхода, управление которым выполняется посредством полевого контроллера БУИ в память которого при пуско-наладке заносится данные о производительности налива при наименьшем уровне продукта в резервуаре, который определяется из условий бескавитационной работы насоса, подающего продукт на определенный измерительный канал

В итоге обозначенных событий гарантируется высочайшая точность отпускаемого продукта. Данные о фактической производительности в БУИ поступает от измерительных приборов количества, которые сравнивается с установленным значением и в случае распознавания отличий БУИ вырабатывает корректирующие сигналы для регулирующего клапана. Автоматическое закрытие клапана выполняется при снятии напряжения питания под воздействием пружины



Рисунок 23 - Регулирующий отсечной клапан

Регулирующий отсечной клапан при верхнем наливке считается конечным этапом в измерительной схеме. Он каждый раз поддерживает её в заполненном состоянии, а жидкость которая была выведена через клапан из наливного рукава, под воздействием силы гравитации поступает в автоцистерну. Клапан работает как точка раздела продукта. Продукт до клапана считается собственностью поставщика, после клапана считается собственностью клиента, который под воздействием гравитации через шарнирный трубопровод поступает в А/Ц [1].

4.2 Проектные решения

Проектными решениями предусматривается:

- местный и дистанционный контроль предельных уровней в емкости ЕП - 3;

- контроль загазованности по периметру площадки;

- местную и дистанционную светозвуковую сигнализацию 10% НКПР, 20% НКПР;

Средствами штатной автоматики стояка налива предусматривается:

- контроль заземления автоцистерны;

- контроль гаражного положения трапа;

- контроль положения наконечника налива;

- контроль переполнения автоцистерны;

- контроль объемного расхода наливаемого сырья;

- контроль плотности и температуры наливаемого сырья;

- косвенный учет массы нефтепродукта;

- местное и дистанционное управление клапаном налива;

Автоматизированный налив по заданной массе/объему;

- технологические блокировки с прекращением налива при аварийных ситуациях;

- отключение системы по внешнему сигналу «Авария»;

4.3 Технические средства автоматизации

Технические средства автоматизации для локального и удаленного контроля и светозвуковой сигнализации крайних уровней в емкости ЕП - 3:

- Поплавковый сигнализатор предельного уровня ПМП152 - 1 шт.

- Сигнализатор ВС-3-24В - 1 шт.

Технические средства автоматизации для контроля загазованности по периметру площадки, местная и дистанционную светозвуковую сигнализацию 10% НКПР, 20% НКПР:

- Сигнализатор загазованности СГОЭС-М11 - 3 шт. (см. 3.3.3);

- Устройство пороговое УПЭС - 50 - 1 шт. (см. 3.3.3);

- Сигнализатор ВС-3-2СФ – 1 шт. (см. 3.3.2);

Технические средства автоматизации, входящие в состав АСН 10-ВГ:

- датчик предельного уровня в автоцистерне;
- кнопка "СТОП" для аварийного останова налива;
- датчик гаражного положения наливного рукава;
- датчик наличия продукта в ФГУ;
- кнопка ПУСК/СТОП на посту налива;
- датчик гаражного положения перекидного трапа;
- кнопка аварийного останова;
- расходомер (массовый или объемный);
- термодатчик (при установке массового расходомера термодатчик, встроенный);
- устройство заземления с возможностью распознавания цистерны от металлоконструкции;
- регулирующий клапан отсекающий электроуправляемый с сигнализацией положения;
- силовой шкаф с возможностью управления АСН, насосом с контролируемыми датчиками, а также управление дополнительными сервисными устройствами (датчиками загазованности, пожарной сигнализации, терминалами доступа и т.д.);
- информационная связь с центрального блока управления (ЦБУ) расположенного на посту налива в операторную интерфейс RS-485 протокол Modbus RTU;
- ПО «АРМ оператора налива-слива» возможно вводить в состав SCADA систем;
- разрешение налива (наливщиком из операторной);
- отображение параметров процесса налива для визуального контроля водителем или оператором налива на контроллере управления на посту налива;
- сохранение в отсчётном устройстве информации о суммарном количестве отпущенного топлива и отсутствие возможности его изменения в течение 10 лет при отключении электропитания;

5 АВТОМАТИЗАЦИЯ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА ХРАНЕНИЯ СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

5.1 Общие сведения

Резервуарные парки в нефтяной индустрии применяются довольно обширно. Они являются собой целостным комплексом различной тары, предназначенной для сбережения разного вида сырья, распределенного в определенные продуктовые группы.

Главное предназначение этих комплексов - удобство учета и хранения углеводородного сырья. Разработки отвечают прогрессивным производственным нормам к использованию, международным эталонам качества.

Разрабатываются комплексы с учетом требований СНиП 2.11.03-93 и ГОСТов 1510-84 и 30852.9-2002. Именно эта нормативная документация определяет качество изделий и обеспечивает максимальную сохранность топлива в них.

По своему конструкционному профилю они бывают:

- вертикальной формы;
- горизонтальные баки со стационарной крышей;
- горизонтальные резервуары с плавающей крышей.

В состав рассматриваемого парка хранения входят следующие резервуары:

- резервуар вертикальный стальной РВС-500 для хранения бензина - 2 шт;
- резервуар вертикальный стальной РВС-1000 для хранения ДТ и аварийный - 2 шт;

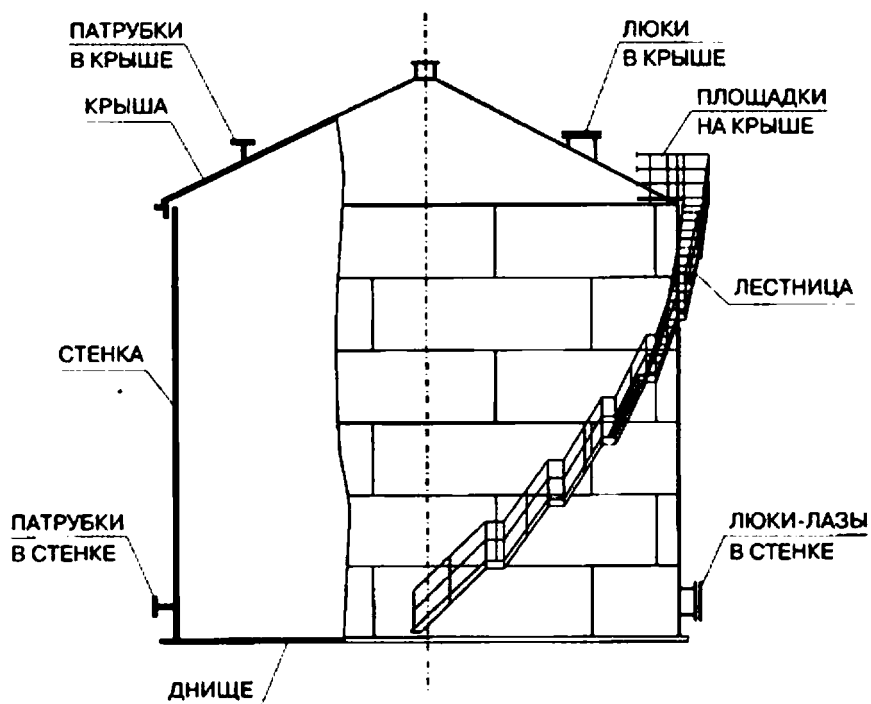


Рисунок 24 - Резервуар вертикальный РВС-500 и РВС-1000 со стационарной крышей

Таблица 2 - Технические характеристики РВС 500:

Наименование параметра	Величина параметра
Номинальный объем, $м^3$	500
Внутренний диаметр стенки, мм	8450
Высота стенки, мм	9250
Расчетная высота налива, мм	8440

Таблица 3 - Технические характеристики РВС 1000:

Наименование параметра	Величина параметра
Номинальный объем, $м^3$	1000
Внутренний диаметр стенки, мм	10430
Высота стенки, мм	12000
Расчетная высота налива, мм	12000

5.2 Проектные решения

Проектными решениями предусматривается:

- система учета резервуарных запасов Rosemount Tank Gauging
- система защиты от перелива;
- защита от низкого уровня в резервуаре;
- сигнализация загазованности и пожара;
- контроль состояния задвижек (открыто, закрыто);
- дистанционное оперативное управление задвижками резервуаров и технологических трубопроводов (открыть, закрыть, стоп);
- автоматическое закрытие приемных задвижек резервуаров при предельных верхних уровнях налива;
- автоматическое закрытие задвижек при пожаре на резервуаре;
- контроль загазованности по периметру каре резервуарного парка и на узлах запорной арматуры;
- местная и дистанционная светозвуковая сигнализация 20% НКПР, 50% НКПР;
- технологические блокировки при загазованности 50% НКПР.

5.3 Технические средства автоматизации

Технические средства автоматизации в системе учета резервуарных запасов Rosemount Tank Gauging:

- Системный концентратор Rosemount 2460 - 1 шт.;
- Модуль связи Rosemount 2410 - 4 шт.;
- Радарный уровнемер 5900S - 4 шт.;
- Измерительный преобразователь температуры Rosemount 2240S - 4 шт.;
- Измерительный преобразователь давления 3051S - 4 шт.;
- Дисплейный модуль 2230 - 4 шт.

Технические средства автоматизации в системе защиты от перелива:

- Системный концентратор Rosemount 2460 - 1 шт.;
- Модуль связи Rosemount 2410 - 4 шт.;

- Радарный уровнемер 5900S - 4 шт.

Технические средства автоматизации для управления приемными задвижками:

- электропривод Auma Norm SAEx 10.2 с блоком управления ACEXC 01.2 исполнение SIL PROFIBUS - 4 шт.

Технические средства автоматизации для управления задвижками:

- электропривод Auma Norm SAEx 10.2 с блоком управления ACEXC 01.2 PROFIBUS - 4 шт.

Технические средства автоматизации для контроля загазованности по периметру площадки, местная и дистанционную светозвуковую сигнализацию 10% НКПР, 20% НКПР:

- Сигнализатор загазованности СГОЭС-М11 - 3 шт. (см. 3.3.3);

- Устройство пороговое УПЭС - 50 - 1 шт. (см. 3.3.3);

- Сигнализатор ВС-3-2СФ - 1 шт. (см. 3.3.2).

5.3.1 Системе учета резервуарных запасов Rosemount Tank Gauging

На резервуарном парке хранения светлых нефтепродуктов было принято решение использовать в качестве технических средств для создания подсистемы учета резервуарных запасов - система Rosemount Tank Gauging которая разработана компанией Emerson для своевременного контроля количества нефтепродуктов, находящихся на сохранении.

Rosemount Tank Gauging - прогрессивная комплексная система измерения уровня в резервуарах с помощью уровнемера, которая используется в коммерческом учете при измерении запасов и отгрузке потребителям. Система создана для обширного диапазона задач на нефтеперерабатывающих заводах, в резервуарных парках и в топливных хранилищах и отвечает самым высоким требованиям производительности и безопасности.

Связь между периферийными техническими средствами, установленными на резервуаре, производится по искробезопасной шине Tankbus. Шина Tankbus создана на базе полевой шины стандарта FISCO(1) FOUNDATION и устанавливается с любым устройством, который имеет возможность совместной

работы с данным протокол. Малое энергопотребление обосновано за счет использования искробезопасной двухпроводной полевой шины с питанием по шине. Стандартизированная технология Fieldbus также допускает использование с оборудованием других производителей.

Rosemount Tank Gauging - это универсальная система, которая совместима со всеми основными системами информационно-измерительными для коммерческого учета и управления резервуарными парками и может имитировать их.

Интеллектуальные функции распределены между разнообразными системными устройствами, которые без перерыва опрашивают и обрабатывают информацию о измерениях и данные о состоянии. При получении запроса на передачу информации незамедлительно передается ответ, в котором содержатся уже новые и обработанные данные.

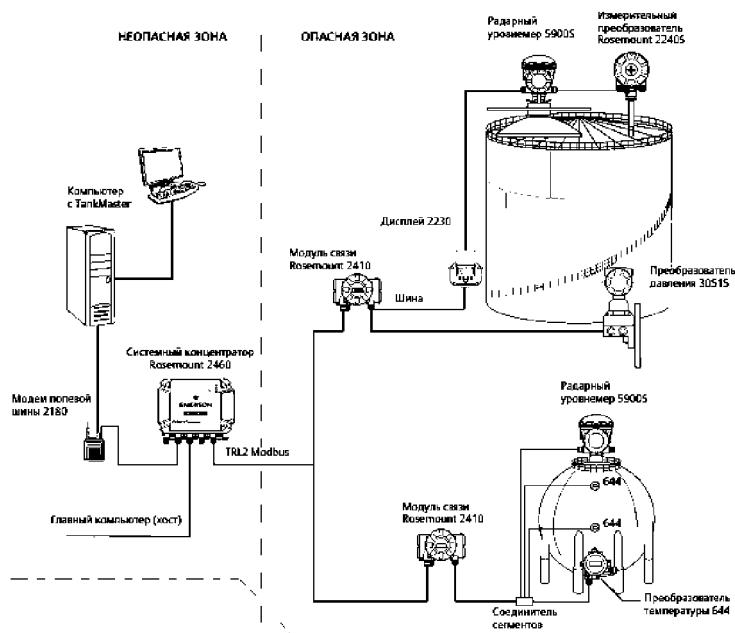


Рисунок 25 - Rosemount Tank Gauging

В состав Rosemount Tank Gauging входят:

- Системный концентратор Rosemount 2460;
- Модуль связи Rosemount 2410;
- Радарный уровнемер 5900S;
- Измерительный преобразователь температуры Rosemount 2240S;

- Измерительный преобразователь давления 3051S;
- Дисплейный модуль 2230.

5.3.1.1 Системный концентратор Rosemount 2460

Концентратор данных Rosemount 2460 - это аппаратное устройство, которое постоянно опрашивает периферийные устройства, такие как уровнемеры и преобразователи температуры, а также хранит полученную информацию в буферной памяти. Каждый раз, когда поступает запрос данных, концентратор данных в ту же секунду отправляет данные из обновленной буферной памяти для определённой группы резервуаров.

Измеренные и обработанные данные из одного или нескольких резервуаров передаются через модуль связи Rosemount 2410 в буферную память концентратора данных. Каждый раз, когда поступает запрос, концентратор данных сразу отправляет обработанные данные из группы резервуаров на персональный компьютер. Кроме того, концентратор данных может реализовывать резервирование для критически важных операций за счет использования двух одинаковых устройств. Первый концентратор данных является активным, в то время как другой находится в пассивном режиме. Если первый модуль перестает работать корректно, подключается второй модуль и отправляется уведомление о ошибке.

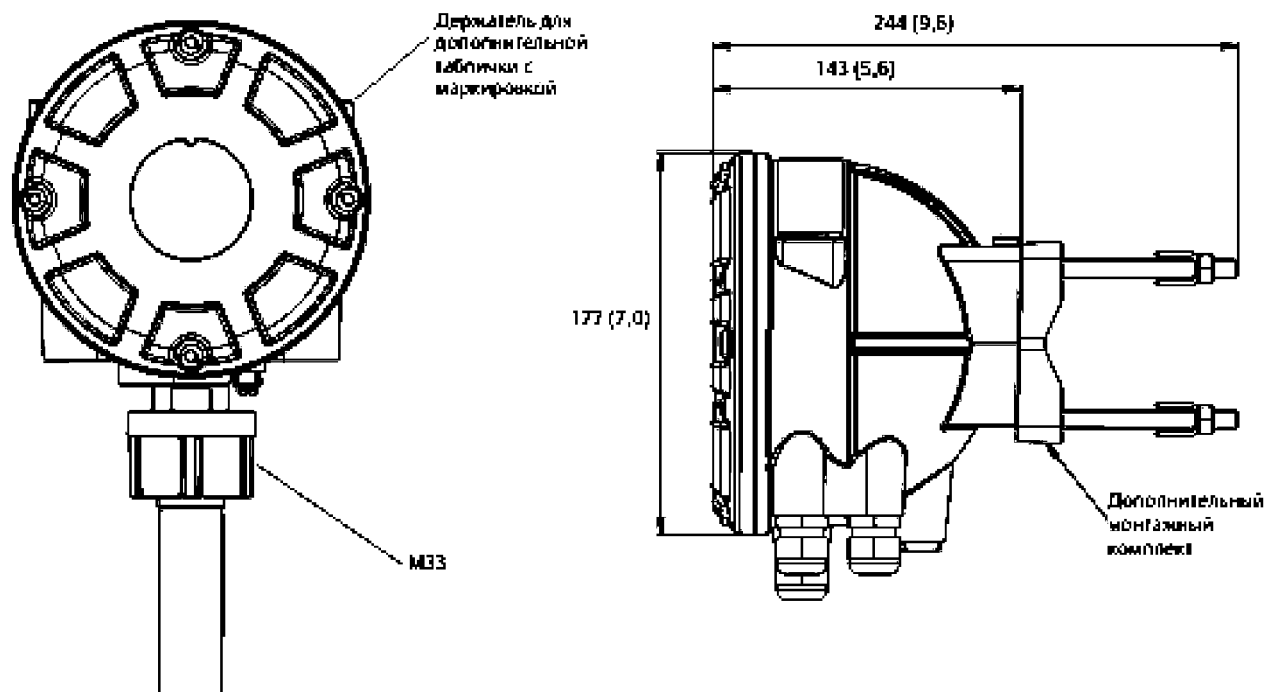


Рисунок 26 - Системный концентратор Rosemount 2460

Эксплуатационные характеристики Rosemount 2460:

1. Погрешность преобразования температуры:

- $\pm 0,05$ °C ($\pm 0,09$ °F) На всем диапазоне измерения и при температуре окружающей среды 20 °C (68 °F);

2. Воздействие температуры окружающей среды:

- $\pm 0,05$ °C ($\pm 0,09$ °F);

3. Диапазон измерения температуры:

- от -200 до 250 °C (от -328 до 482 °F);

4. Время обновления:

- 4 с;

Общие технические характеристики:

1. Количество точечных элементов и проводка:

К 2240S можно подсоединить до 16 точечных элементов типа RTD или усредняющих датчиков. Можно использовать три вида соединений: 3-проводной с общим обратным проводом, 3-проводной с отдельным обратным проводом, 4-проводное с отдельным обратным проводом;

2. Возможность метрологического пломбирования:

- Да;

3. Переключатель защиты от записи:

- Да

4. Выходные переменные и единицы измерения:

- Точная и средняя температура: °C (градусы Цельсия) и °F (градусы Фаренгейта). Уровень свободной воды: метры, сантиметры, миллиметры, футы или дюймы

5. Чувствительность к полярности:

- Нет

6. Потребляемый ток в рабочем режиме:

- 30 мА

7. Минимальное пусковое напряжение:

- 9,0 В пост. тока

Параметры конфигурации:

1. Температура:

- Количество элементов датчиков температуры;

- Тип температурного элемента;

- Положение температурного элемента в резервуаре;

2. Датчик уровня воды:

- Смещение уровня (разница между нулевым уровнем резервуара и нулевым уровнем воды);

- Длина зонда (настраиваемая);

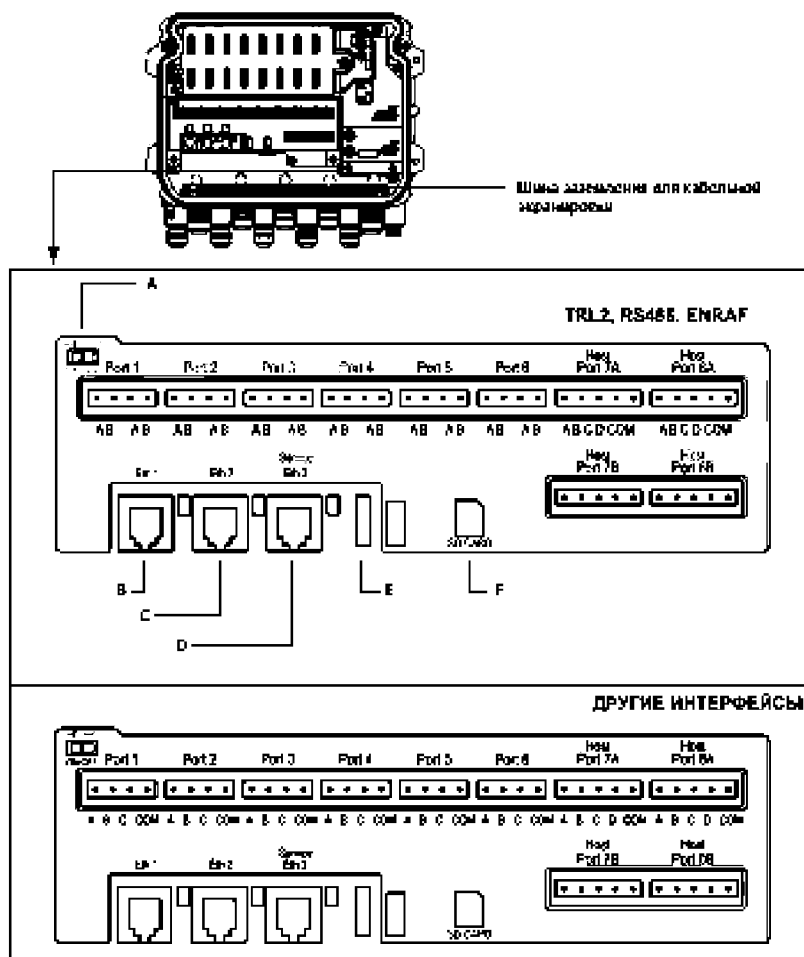


Рисунок 27 - Порты выходы концентратора Rosemount 2460

Порты с 1 по 4 используются для подключения модулей связи Rosemount 2410 с которых приходят данные. Коммуникационная шина Ethernet, используется для связи PCY/хоста через Modbus TCP.

5.3.1.2 Модуль связи Rosemount 2410

Модуль связи Rosemount 2410 получает информацию о измерениях и данные о состоянии полевых устройств, которые нужны для измерительных систем для резервуарных парков RTG с помощью 2-проводной искробезопасной шины.

Измерения и данные о состоянии одного или нескольких резервуаров направляются по первичной шине до системного концентратора Rosemount 2460. Данные собираются в системном концентраторе Rosemount 2460 и направляются в хост-систему всякий раз, когда на системный концентратор поступает запрос

данных. В случае неимения в системе системного концентратора Rosemount 2460, модуль связи Rosemount 2410 может передать данные напрямую на ПК [2].

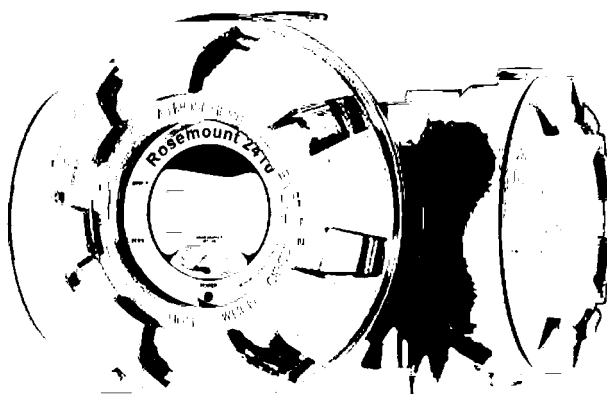


Рисунок 28 - Модуль связи Rosemount 2410

1. Модуль связи может передавать и отображать с помощью встроенного цифрового интерфейса следующие переменные:

- Уровень
- Динамика уровня
- Незаполненный объем
- Мощность сигнала
- Объем (TOV)
- Средняя температура жидкости
- Температура в 1-16 точках
- Средняя температура пара
- Температура окружающей среды
- Уровень свободной воды
- Давление паров
- Давление жидкости
- Давление воздуха
- Наблюдаемая плотность
- Референтная плотность
- Расход

2. Электрические характеристики:

- 24–48 В пост. тока
- 48–240 В перем. тока
- Потребляемая мощность – максимум 20 Вт

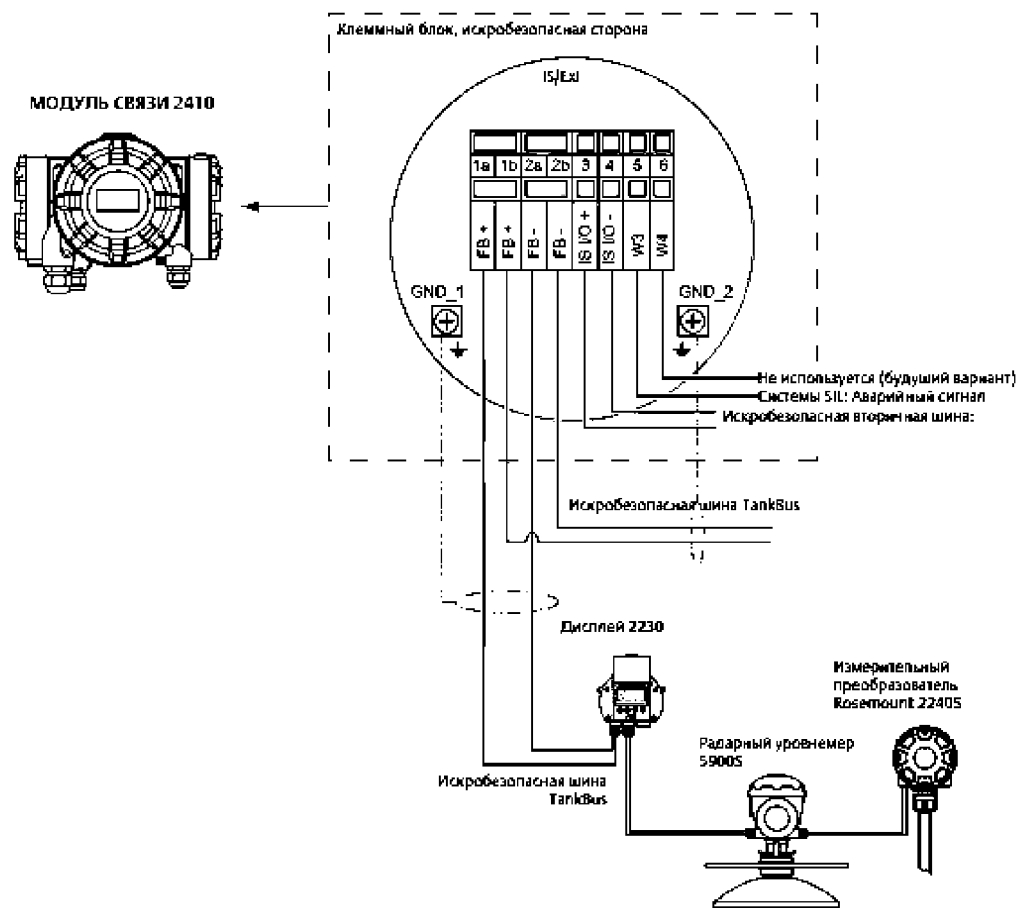


Рисунок 29 - Схема подключения Модуля связи 2410 (искробезопасная сторона)

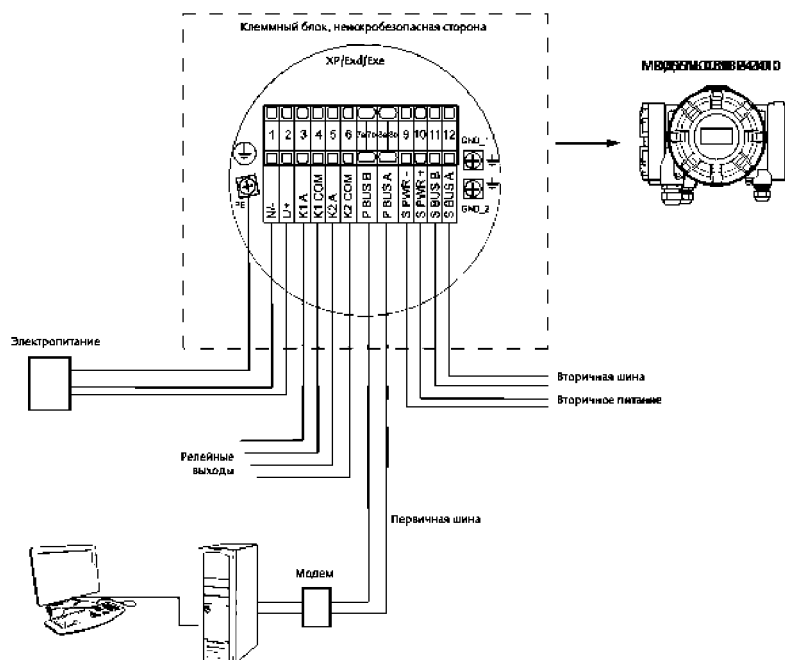


Рисунок 30 - Схема подключения Модуля связи 2410 (не искробезопасная сторона)

5.3.1.3 Радарный уровнемер 5900S

Радарный уровнемер 5900S - это двухпроводный уровнемер, который нужен для высокоточных бесконтактных измерений. Данное устройство без перерыва испускает радарный сигнал с переменной частотой в сторону поверхности сырья. Благодаря этому появляется возможность производить очень точные измерения уровня за счет обработки разности частот испускаемого и возвращаемого сигналов.

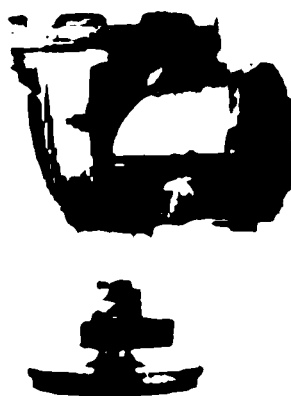


Рисунок 31 - Радарный уровнемер 5900S

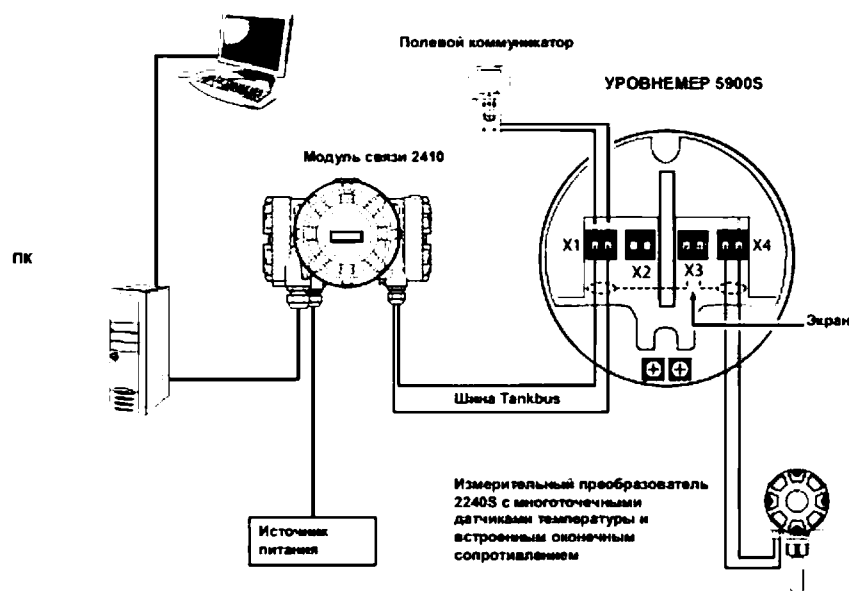


Рисунок 32 - Схема подключения уровнемера 5900S

Уровнемер 5900S направляет информацию о измерениях и данные о состоянии в модуль связи 2410 по искробезопасной шине Tankbus.

5.3.1.4 Измерительный преобразователь температуры Rosemount 2240S

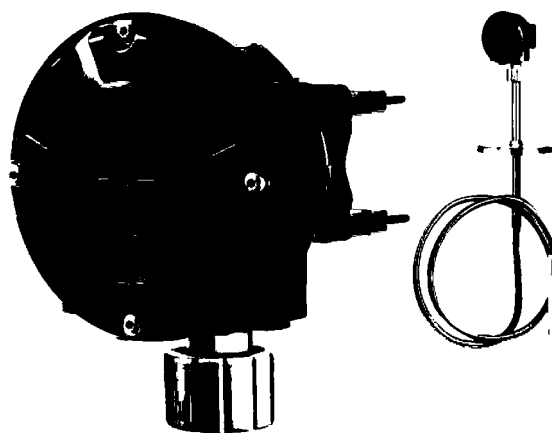


Рисунок 33 - Измерительный преобразователь температуры Rosemount 2240S

К преобразователю измерительному 2240S можно подсоединить до 16 3- или 4-проводных точечных термоэлементов и встроенный датчик уровня воды. Преобразователь 2240S передает данные измерениях, таких как температура и уровень воды, по искробезопасной 2-проводной шине Tankbus в модуль связи 2410. Информация о измерениях и данные о состоянии можно просматривать на

персональном компьютере, а также на встроенном интерфейсе модуля связи 2410 и интерфейса 2230.

5.3.1.5 Измерительный преобразователь давления 3051S

Преобразователь типа 3051S состоит из различных датчиков и фланцев, подходящих для большого спектра применений, включая резервуары для сырой нефти, резервуары под давлением, а также резервуары, оснащенные/не оснащенные плавающей крышей. Используя преобразователь давления 3051S, установленный у дна резервуара, как дополнение к уровнемеру 5900S, можно получить расчет и показания плотности продукта. На одном и том же резервуаре можно использовать один или более преобразователей давления с разнообразными пределами для измерения давления паров или жидкости [6].

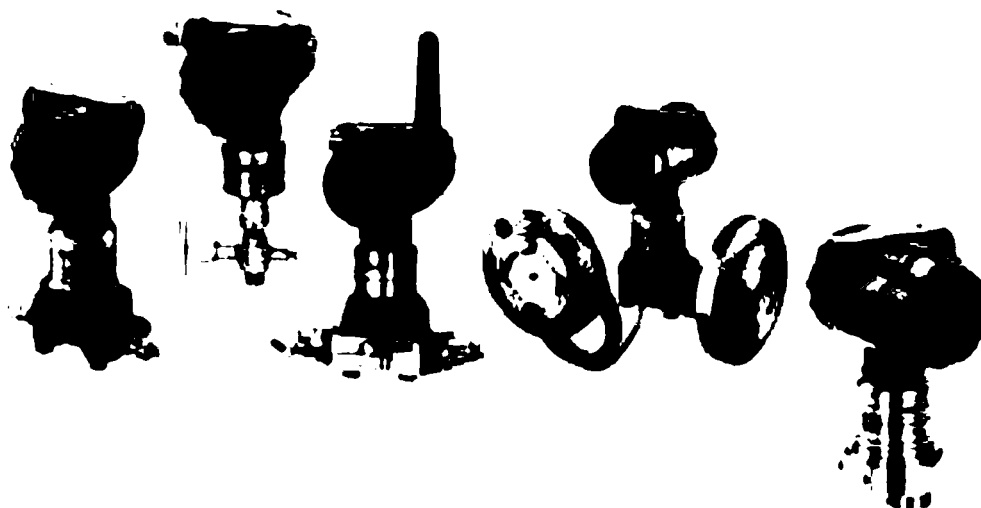


Рисунок 34 - Измерительный преобразователь давления 3051S

1. Измеряемые среды:

- жидкости
- нефтепродукты; пар, газ, газовые смеси

2. Диапазоны измеряемых давлений:

- мин. 0L0,025 кПа; макс. 0L68,9 МПа

3. Диапазон температур:

- окружающей среды от -60 до 85°C
- измеряемой среды от -75 до 205°C

- с разделительными мембранами от -128 до 410°C

4. Выходные сигналы:

- 4-20/HART;

- Foundation Fieldbus;

- Беспроводной WirelessHART

5. Основная приведенная погрешность:

- $\pm 0,025$

Комплексы электронных выносных сенсоров 3051S для измерения уровня жидкости реализуют возможность более точно измерять разность давлений с небольшим периодом отклика и отказаться от использования капиллярных или импульсных линии большой протяженности [3].

5.3.1.6 Дисплейный модуль Rosemount 2230



Рисунок 35 - Дисплейный модуль Rosemount 2230

Дисплей 2230 отображает информацию о учете запасов, такие как уровень, температура и давление. Дисплей 2230 делиться данными с модулем связи 2410 через искробезопасную 2-х проводную шину Tankbus.

Модель 2230 также может быть установлен в комплексах Foundation fieldbus. При соединении модели 2230 с много резервуарной версией модуля связи 2410 она может воспроизводить информацию о нескольких резервуарах.

Существует возможность настройки воспроизведения измеряемых переменных конкретно для каждого резервуара. Четыре сенсорные кнопки на фронтальной панели дисплея 2230 дают возможность навигации между разнообразными меню и получение всех данных по резервуарам непосредственно в полевых условиях.

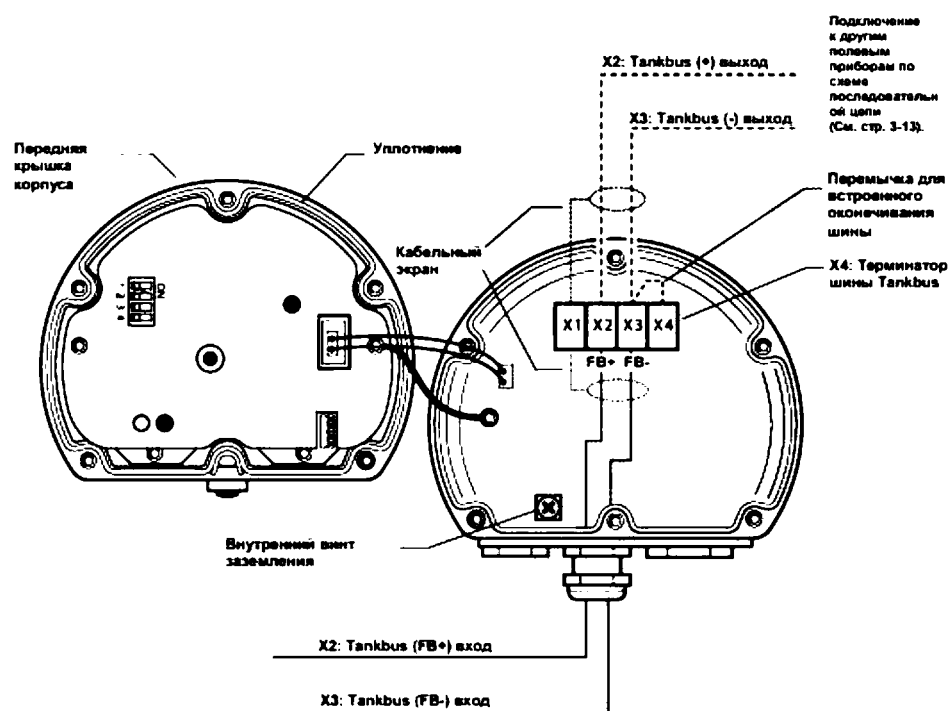


Рисунок 36 - Схема подключения дисплейного модуля Rosemount 2230

Данные с группы резервуаров собираются и хранятся в системном концентраторе 2460 и после этого, при получении модулем запроса на предоставление информации, данные распределяются через групповую шину на

или в хост систему. В случае неимения системного модуля связи, полевой модуль связи 2410 может обмениваться данными непосредственно с хост-компьютером.

5.3.2 Система защиты от перелива

Перелив резервуара - это случай, когда сырье в резервуаре достигает предельного уровня.

Проблема защиты от перелива это один из наиболее важных вопросов при проектировании нефтехранилищ, потому, как каждый день происходит множество случаев разливов химически ядовитых жидкостей. Жидкости, находящиеся на хранении могут быть опасными, легковоспламеняющимися, взрывоопасными или вступать в химические реакции друг с другом. Разлив загрязняет запасы пресной воды, а также при контакте с источником огня возможны случаи не только горения, но и возможна угроза взрыва, данные последствия могут привести к ранениям обслуживающего персонала, уничтожению собственности, нанесению непоправимого вреда окружающей среде, а также потребовать эвакуации близлежащих поселений.

Необходимо озаботиться вопросом защиты от перелива и потому, что перелив является главной причиной крупных аварий в обрабатывающей промышленности и отрасли хранения жидкостей в резервуарах. Однако переливы - не случайное явление. Их можно предсказать, а, следовательно, предотвратить



Рисунок 37 - Последствия переливов

В большинстве случаев переливы резервуаров - это следствие, вытекающее из неисправного оборудования. В какой то мере это правда, однако основная причина как правило более сложна и включает человеческий фактор. Таким образом, определяющей в современной защите от перелива является установка надлежащей системы управления,

Система управления защитой от перелива становится все более востребованной. Наличие такой системы является обязательным требованием стандарта API 2350. Для предотвращения перелива требуется ряд уровней защиты. Однако уровнем защиты, связанным с защитой от перелива, как правило, считается уровень безопасности, обычно именуемый системой защиты от перелива. Системы защиты от перелива обычно должны быть отдельными и независимыми от основного процесса системы управления. Существует два основных вида: регулируемая вручную система защиты от перелива и автоматическая система защиты от перелива

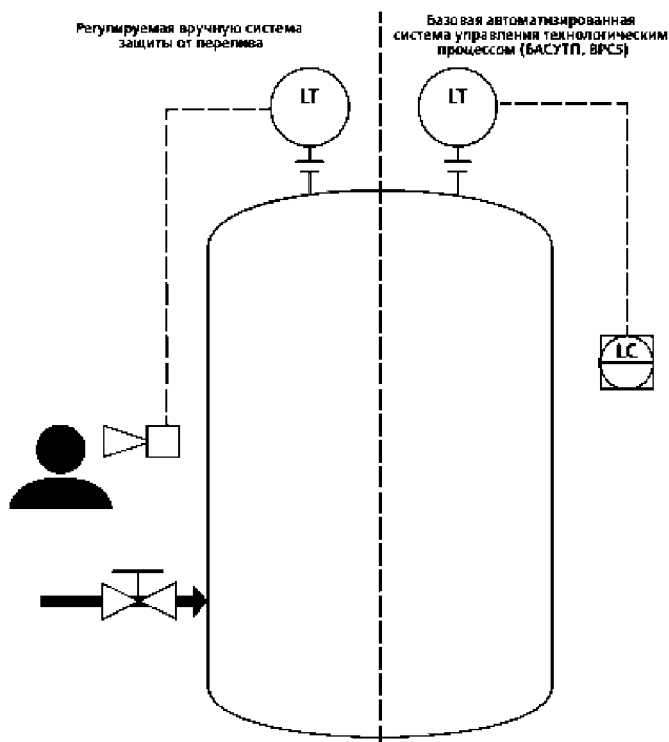


Рисунок 38 - Системы защит от перелива

5.3.2.1 Ручная система защиты от перелива

В случае с ручными системы все довольно таки просто, они зависят от человеческого фактора, реакции человека. Обычно такая система состоит из датчика уровня, который через звукосветовой сигнал оповещает рабочего-оператора о необходимости принять необходимое действие по предотвращению перелива, например, вручную закрыть клапан.

5.3.2.2 Автоматическая система защиты от перелива

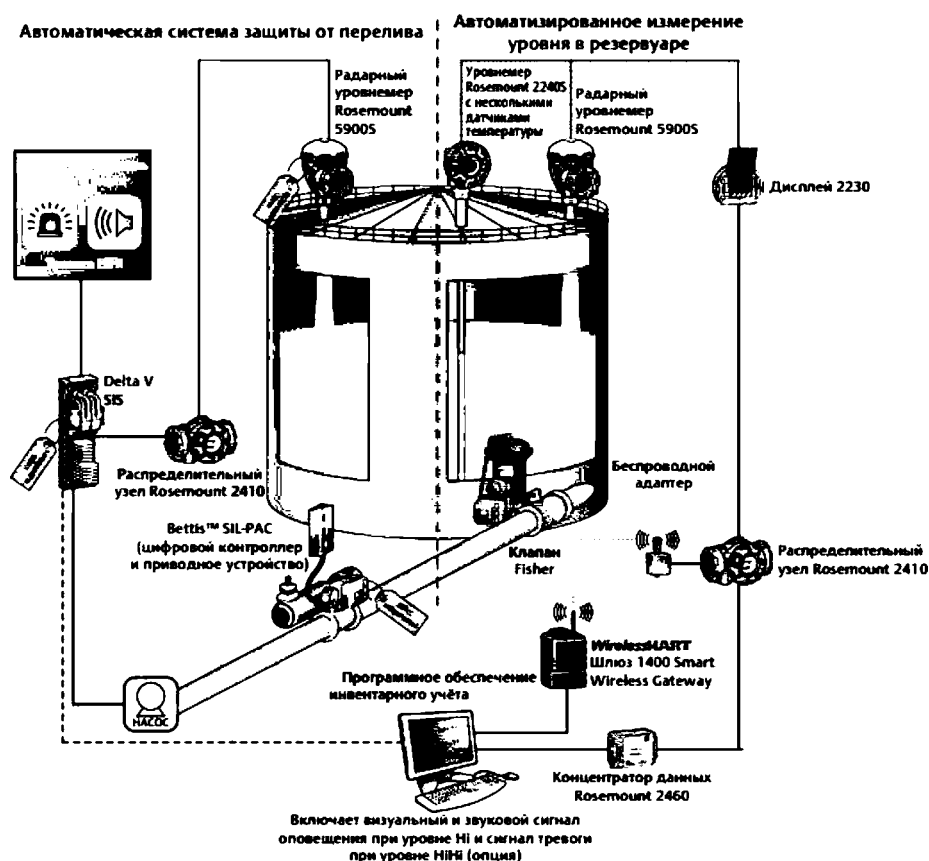


Рисунок 39 - Автоматизированные системы резервуара

Из рисунка видно, что автоматизированная система защиты от перелива основана на радарном уровнемере Rosemount 5900S, модуле связи Rosemount 2410, а также на системном концентраторе Rosemount 2460.

Данная система защиты от перелива реализована в соответствии с требованиями SIL (англ. Safety Integrity Level), которая работает по следующему принципу: при достижении предельного значения уровнемер направляет сигнал на модуль связи. Модуль связи направляет уведомление на ПЛК. Далее ПЛК

останавливает весь технологический процесс. Кроме того, в случае, когда связь с ПЛК нарушена или же ПЛК неисправен, модуль связи отправляет сигнал напрямую на блок управления электропривода клиновой задвижки Auma Norm SAEx 10 ACExС 01.2 исполнение SIL PROFIBUS, чтобы принудительно закрыть ее во избежание пролива [5].

Также, данные приходящие на концентратор данных с модуля связи передаются на верхние уровни системы автоматизации.

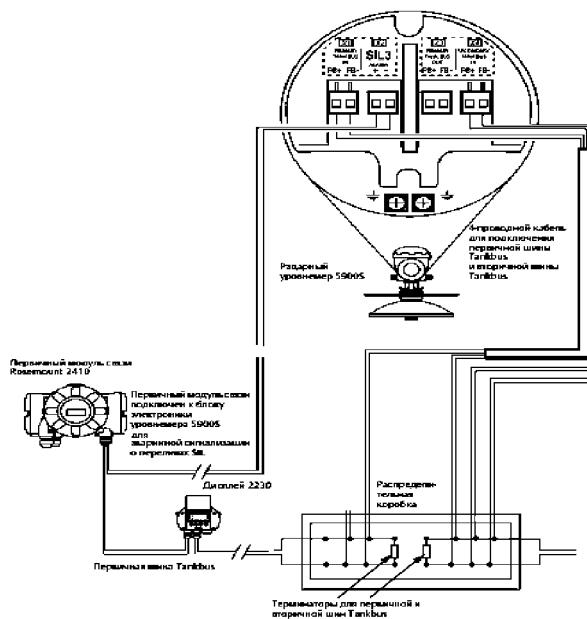


Рисунок 40 - Схема подключения системы защиты от переливов

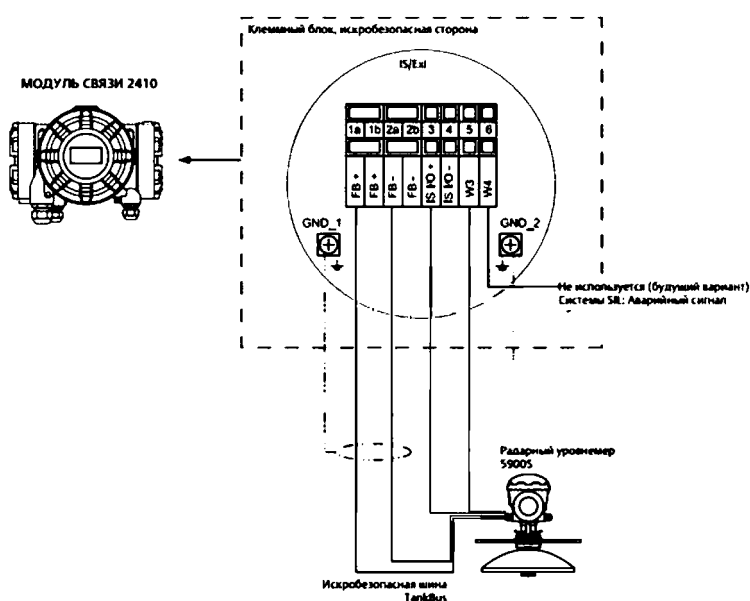


Рисунок 41 - Подключение модуля связи в исполнении SIL

5.3.3 Блок управления Auma ACExС 01.2 исполнение SIL PROFIBUS DP

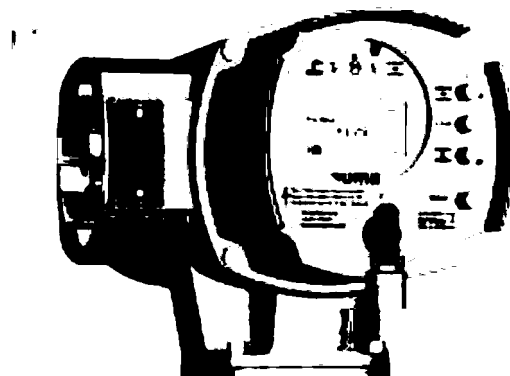


Рисунок 42 - Блок управления Auma ACExС 01.2

Блок управления Auma ACExС 01.2 является органом управления электроприводом клиновой задвижки электроприводом Auma Norm SAEx 10.2. Обмен данными между ПЛК и блоком данных происходит по протоколу PROFIBUS DP.

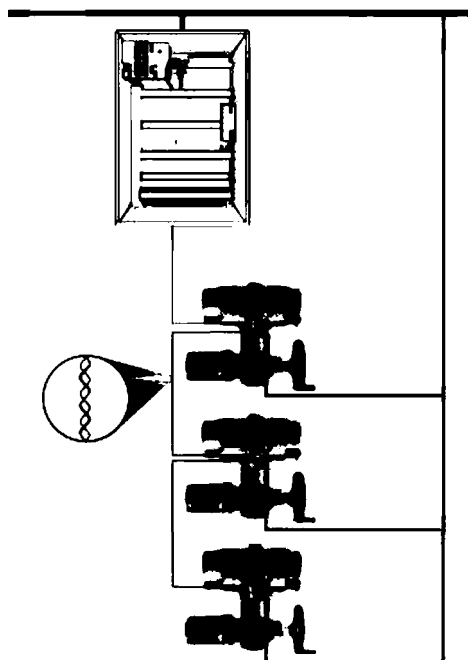


Рисунок 43 - Соединение блока управления с ПЛК

6. РЕШЕНИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ

6.1 Общие сведения

Насосные станции – это одно из самых главных сооружений нефтепарка – они предназначаются для транспортировки нефтепродуктов по территории объекта по технологическим нефтепроводам. В частных случаях насосные станции нефтебаз выполняют транспортировку нефтепродукта по нефтепроводам на большие дистанции потребителям или на точки налива. Различают стационарные и передвижные насосные станции.

Стационарные насосные станции обычно проектируют наземные, полуподземные и подземные. В систему оборудования стационарных насосных станций входят насосы с трубопроводной обвязкой, задвижки, обратные клапаны, перепускные устройства, двигатели с пусковыми и защитными устройствами, контрольно-измерительные приборы, средства автоматики, вентиляционные устройства, освещение, отопление, средства противопожарной защиты и др.

Сооружения насосных станций строят в соответствии с требованиями СНиП П-П.3-70.

Состав материалов из которых состоят стены и покрытия полов должны иметь соответствующей степень огнеупорности в зависимости от степени взрывоопасности нефтепродуктов. Полы насосных делают из материалов, которые не будут впитывать сырье и хорошо моются водой (метлахские плиты, бетон с железной арматурой).

Полы имеют небольшой наклон который ведет к стокам, которые свою очередь соединяются с промышленной канализацией через гидравлические затворы.

Со зданием насосной станции могут быть соединены следующие помещения: трансформаторная станция напряжением до 10 кВт, распределительное устройство подстанции, станция катодной защиты

трубопроводов, пункт установки контрольно-измерительных приборов, ремонтная мастерская, вентиляционная и бытовые помещения для обслуживающего персонала.

При применении двигателей к насосам в не взрывобезопасном исполнении помещение насосов, перекачивающих легковоспламеняющиеся нефтепродукты, отделяется от помещения двигателей сплошным непроницаемым барьером из негорючих веществ. Промежуточные валы, соединяющие двигатели с насосами, пропускаются через стенку посредством герметичных сальников. Насосные аппараты должны быть ориентированы в пространстве так, чтобы иметь к ним можно было свободно подобраться со всех сторон. При небольшом количестве насосов их располагают в один ряд вдоль одной из стен, при большем числе насосов - в два ряда вдоль двух стен с проходом между рядами 2 м. Расстояние от насоса до стен и между насосами в одном ряду должно быть не менее 1 м.

Насосы, применяемые на нефтебазах, подбирают по таким характеристикам как вязкость и давление насыщенных паров перекачиваемой жидкости, необходимого напора и производительности. Количество насосов зависит от масштабности перекачки нефтепродуктов нескольких сортов, общей производительности и напора.

Несмотря на большое количество весомых минусов (дороговизна, большие габаритные размеры, сложность эксплуатации и др.), поршневые насосы нельзя заменить при транспортировке нефтепродуктов и газожидкостных смесей с высокой вязкостью. В остальных случаях свой выбор следует отдавать центробежным насосам, они менее дорогие, более просты в обслуживании и имеют меньшие габариты. Кроме того, центробежные насосы более быстроходны, что позволяет соединять их непосредственно с электродвигателем без редуктора. Существенным преимуществом центробежных насосов является возможность в саморегуляции. К недостаткам этих насосов по сравнению с поршневыми в первую очередь следует отнести более низкий КПД, меньшая высота всасывания, резкое снижение КПД и производительности при перекачке нефтепродуктов повышенной вязкости.

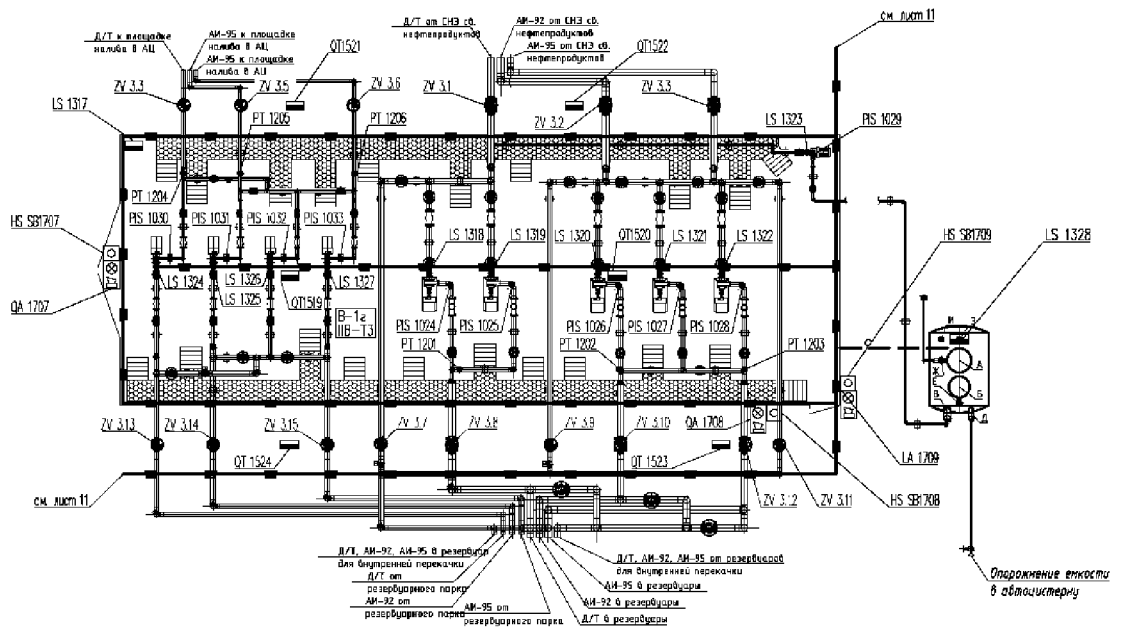


Рисунок 44 - Насосная станция св. нефтепродуктов

В состав данной нефтебазы входят:

- насосная установка УОДН-200-150-125 - 5 шт.;
- электронасос центробежный одноступенчатый КМ 80-50-215Е - 1 шт.;
- электронасос центробежный одноступенчатый КМН 100-80-160Е - 4 шт.;
- емкость подземная дренажная ЕП-2 V=40 м, D=2.4 м, L=9.03 м, - 1 шт.

Наименование основных параметров, единица измерения	Значение
1 Подача, м ³ /час	75 ... 185
2 Напор, м	52 ... 28
3 Высота всасывания, м, не более	8
4 Температура перекачиваемой жидкости, °С***	-20 ... 90
5 Объемная концентрация твердых частиц, %, не более	10
6 Максимальный размер твердых частиц в жидкости, мм	10
7 Вязкость перекачиваемой жидкости, сСт, не более	500
8 Плотность перекачиваемой жидкости, кг/м ³ , не более	1000
9 Мощность привода, кВт	30
10 Частота вращения вала насоса, об/мин	3000 _{±10}
11 Присоединительные размеры фланцев	ГОСТ 12815
Ру 0,6МПа (6 кгс/см ²), исполнение 1	
- всасывающий	Dy 150*
- напорный	Dy 125**
Примечание - Значение параметров по п.п. 1, 2, 3 для воды	
* Уменьшение условного прохода не допускается	
** Изменение условного прохода должно обеспечить работу насоса в рабочем интервале в соответствии с рисунком 1.	
***При условии обеспечения:	
- текучести;	
- отсутствия фазового перехода жидкости в твердую фазу;	
- вязкости, не превышающей предельно допустимую величину 500 сСт.	

Рисунок 45 – Технические характеристики УОДН-200-150-125

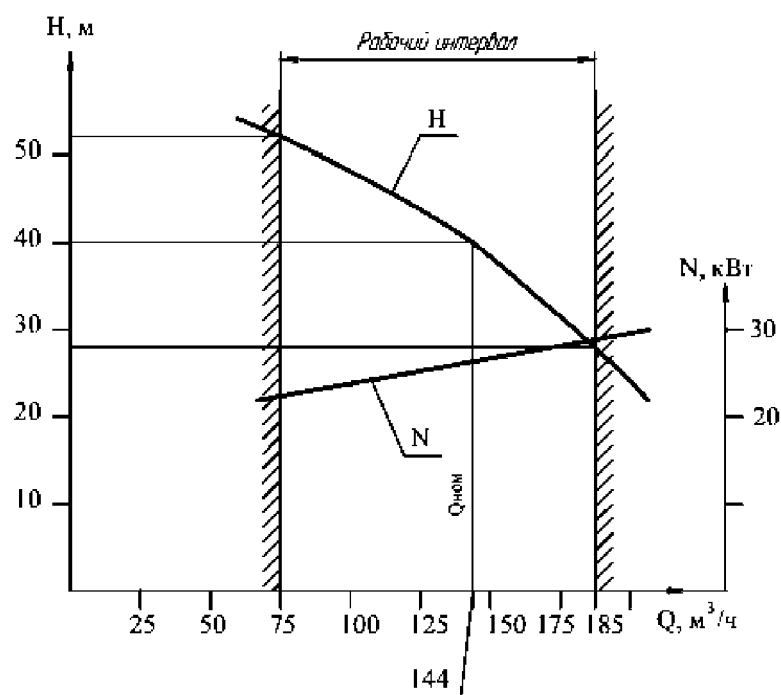


Рисунок 46 - Рабочая характеристика УОДН-200-150-125

Типоразмер электронасоса	Подача, м³/ч (л/с)	Напор, м	КПД электронасоса, %	Допускаемый кавитационный запас, (не более), м	Мощность электродвигателя, кВт
КМ 80-50-215 Е	45 (12,5)	50	53	4,0	11,0

Рисунок 47 - Технические характеристики КМ 80-50-215Е

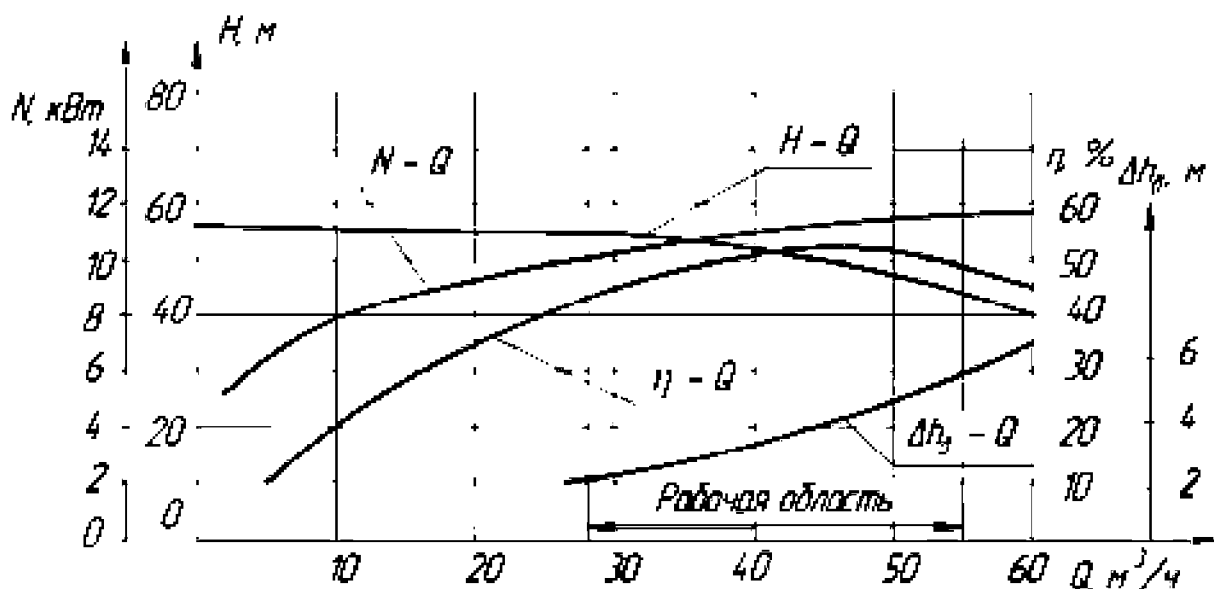


Рисунок 48 - Рабочая характеристика КМ 80-50-215Е

Типоразмер Электронасоса (агрегата)	Подача, $\text{м}^3/\text{ч} (\text{л/с})$	Напор, м	КПД электронасоса, %	Допускаемый кавитационный запас, м, не более	Мощность электродвигателя, кВт	Номинальный ток, А	Масса, кг
КМ 100-80-160 Е	100(27,8)	32	60	4,5	15,0	28,8	180

Рисунок 49 - Рабочая характеристика КМН 100-80-160Е

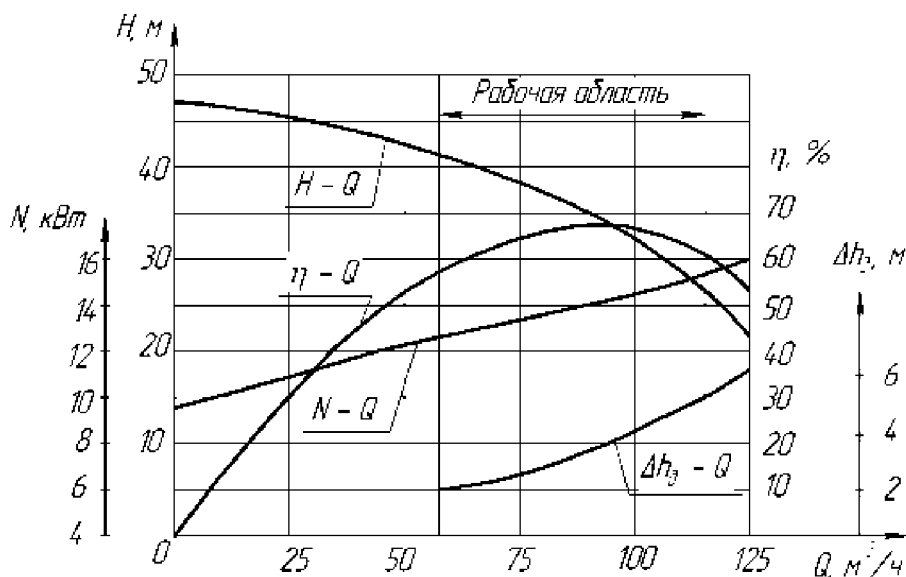


Рисунок 50 - Характеристики КМН 100-80-160Е

6.2 Проектные решения

Проектными решениями предусматривается:

- управления насосными агрегатами посредством преобразователя частоты;
- контроль давления на выходе насоса;
- защита насосного агрегата при минимальном, максимальном давлении на выходе, минимальном давлении в системе охлаждения насоса, превышения температуры подшипников;
- сигнализация отсутствия нефтепродуктов перед насосами (защита от «сухого хода»);
- контроль предельных уровней в емкости ЕП-2;
- сигнализация затопление насосной;
- сигнализация загазованности в насосном блоке;

- контроль состояния задвижек (открыто, закрыто);
- дистанционное управление оперативными задвижками (открыть, закрыть, стоп);
- контроль загазованности по периметру насосной и на узлах запорной арматуры;
- автоматическое отключение всех механизмов в случае загазованности 50% НКПР и пожара.

6.3 Технические средства автоматизации

Технические средства автоматизации для защита насосных агрегатов от сухого хода:

- вибрационный датчик уровня OPTISWITCH 5200 C - 1 шт.

Контроль давления на выходе насоса:

- МИДА-ДИ-13П-Ех - 6 шт.

Защита насосного агрегата при минимальном давлении на выходе

- манометр технический, сигнализирующий ДМ5010СаЕх шкала от 0 до 1,0 Мпа - 6 шт;

- манометр технический, сигнализирующий ДМ5010СаЕх шкала от 0 до 0,6 Мпа - 4 шт;

Контроль и защита при минимальном давлении в системе охлаждения насоса, превышения температуры подшипников:

- интеллектуальный датчик избыточного давления Метран 150 Ех Ди – 1 шт.;

- термопреобразователь сопротивления ТСПУ Метран 276 06 Ех1а-Pt100-160 – 9 шт.;

- датчик давления Метран 55-Ди-Ех-515-МП.

Управления и регулирования напором насосных агрегатами посредством преобразователя частоты SiNAMICSG120P - 10 шт.

7. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ. ЧС, СВЯЗАННЫЕ С РАЗГЕРМЕТИЗАЦИЕЙ РЕЗЕРВУАРОВ С НЕФТЕПРОДУКТАМИ

7.1 Основные причины

Резервуары для хранения нефтепродуктов - это объекты повышенной опасности. Так, как работа протекает в сложном, напряженно-деформированном состоянии. Это обусловлено одновременным воздействием: гидростатического давления хранимого нефтепродукта, большого перепада температуры, нагрузками обусловленными климатическими условиями, а также сейсмическими явлениями.

К возможным и наиболее распространённым причинам разгерметизации резервуаров можно отнести: коррозии корпуса, разрушения сварных соединений, искажения оболочки в следствии некачественного монтажа, деформации корпуса из-за разницы температур внутри и снаружи резервуара. Кроме того, этот список можно дополнить такими причинами как: переливы (что вызывает избыточное давление), неисправности подводных и отводных задвижек, пожары и взрывы внутри резервуара, вызванные неисправностью электрических систем.

7.2 Возможные последствия

Последствия, связанные с разгерметизацией резервуаров с нефтепродуктами по своему характеру критичны. Поскольку нефтяное загрязнение нарушает естественные процессы и связи, а также имеет накопительную природу, потому, как нефть является продуктом длительного распада и очень долгое время хранится в почве. Кроме того, нефтепродукт может попасть в грунтовые воды, а в дальнейшем и в речные системы. Данный процесс наносит непоправимый ущерб биосфере и уничтожает среду обитания многочисленных живых организмов. Данные процессы приводят к ухудшению сельскохозяйственных земель, ухудшению состояния сельскохозяйственного скота, что в дальнейшем ухудшает экономическое состояние региона из-за

ухудшения качества производимого продукта. Что касается загрязнения грунтовых вод и вредных испарений, данный процесс влечет за собой такие последствия, как негативное влияние на здоровье человека. Однако данный вариант развития событий возникает при халатном отношении к состоянию резервуаров и их систем.

Теперь, следует рассмотреть вариант, когда разгерметизация нефтепродукта протекает с последующим возгоранием нефтепродукта. Данный вариант развития событий несет те же последствия что были указаны выше, однако дополняется угрозой масштабного пожара и взрывом. Что повышает уровень угрозы не только окружающей среде, но и человеческим жизням. А также усложняет процесс по локализации и устранению аварии. В результате возгорания нефтепродукта, может возникнуть взрыв, который с большой долей вероятности перебросит огонь на близлежащие территории (поля, населенные пункты).

Как итог можно сказать, что любой разлив произошедший в следствии разгерметизации резервуара с нефтепродуктами является как минимум экологической катастрофой, которая по своему характеру может перерасти в ЧС крупных масштабов.

7.3 Системы для локализации и предотвращения аварии на объекте

Первым этапом по предотвращению аварии на объекте являются датчики которые установлены на резервуаре.

Радарный уровнемер 5900S, данный уровнемер непрерывно излучает радарный сигнал с переменной частотой в направлении поверхности продукта. Это обеспечивает очень точное измерение уровня за счет обработки разности частот излученного и принятого сигналов. С помощью этого устройства, оператор, при нехарактерном изменении уровня нефтепродукта в резервуаре, может своевременно предотвратить аварию связанную с разгерметизацией резервуара, сообщив о утечке соответствующей ремонтной бригаде или обслуживающему персоналу.



Рисунок 51 - Радарный уровнемер 5900S

Так, как одной из причин разгерметизации может являться разность температур внутри и снаружи резервуара, необходима установка соответствующей следящей аппаратуры.

На объекте предусмотрен измерительный преобразователь температуры Rosemount 2240S. Преобразователь 2240S передает данные измерений, такие как температура и уровень воды, по 2-проводной шине Tankbus в модуль связи 2410. Данные измерений и информацию о состоянии можно просматривать на ПК, а также на встроенном дисплее модуля связи. В случае скачков температур, своевременное вмешательство оператора позволяет избежать аварии.

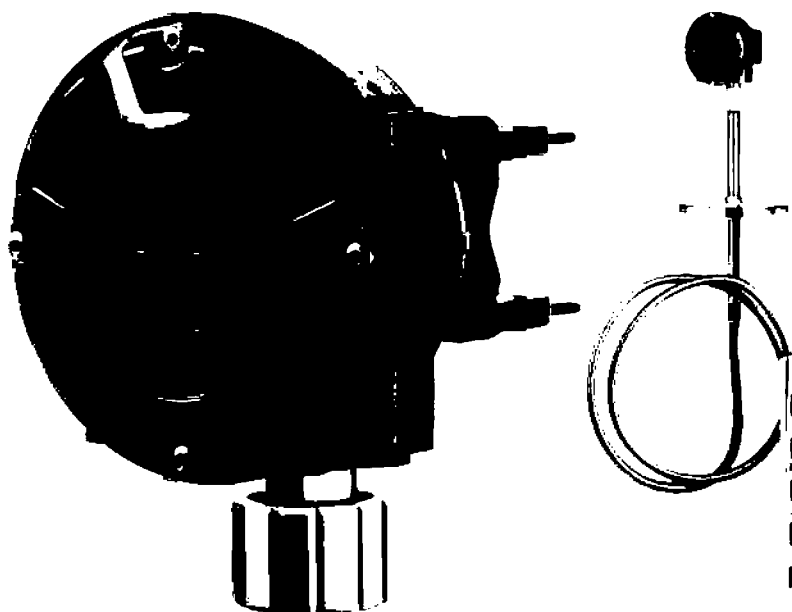


Рисунок 52 - Измерительный преобразователь температуры Rosemount 2240S

Кроме того, резервуар оснащен измерительным преобразователем давления 3051S. Датчик позволяет измерять давление в резервуаре.



Рисунок 53 - Измерительный преобразователь давления 3051S

Следует отметить, что все электрическое оборудование подключено связано искробезопасными шинами в соответствии с ГОСТ 31610.11-2012, а также соединительные контакты выполнены в исполнении SIL (взрывозащита)

Для локализации аварии на объекте выполнен комплекс мер. Во-первых, для того чтобы избежать попадания нефтепродукта в почву территория резервуарного парка зацементирована. Плюс ко всему по всей территории резервуарного парка имеется система канального отвода, которая уменьшает площадь разлива и направляет нефтепродукт в подземную сливную емкость (ЕСП). Однако цементное покрытие не может гарантировать полную изоляцию от попадания нефтепродукта в почву и грунтовые воды. Для того чтобы минимизировать ущерб, под цементным покрытием предусмотрена дренажная система, которая также отводит нефтепродукт в ЕСП.

В случае невозможности предотвращения аварии и ее локализации, на панели оператора предусмотрена аварийная кнопка, при нажатии на которую автоматически останавливается работа всех агрегатов на объекте, подается характерный звуковой сигнал и вызываются советующие службы.

7.4 Воздействие на окружающую среду

Для того чтобы более детально разобраться в том, какое воздействие оказывают аварии, связанные с разгерметизацией резервуаров рассмотрим аварию, произошедшую в Норильске.

29 мая 2020 года на территории ТЭЦ-3 Норильско-Таймырской энергетической компании произошла авария: из-за разгерметизации резервуара в реки попало больше 20 тысяч тонн дизельного топлива. Нефтепродуктами заполнены почти все притоки рек, а в Красноярском крае ввели режим чрезвычайной ситуации. В результате аварии был нанесен непоправимый ущерб водно-биологическим ресурсам. Так, как в топливе содержатся такие ядовитые канцерогены как бензол, которые по своей природе губительны для живых организмов. Кроме того, большое количество топлива попало в почву, что по сути делает ее непригодной для использования в сельскохозяйственных нуждах. По словам замминистра природных ресурсов и экологии Елены Поновой, на восстановление окружающей среды в районе Норильска уйдет не меньше 10 лет.

Подводя итог, можно сказать, что аварии, связанные с разгерметизацией резервуаров с нефтепродуктами – это всегда экологическая катастрофа, которая влечет за собой такие последствия как: отравление запасов пресной воды, отравление плодородной почвы, загрязнение воздушного пространства выделяющимися испарениями, нарушение биосферы региона, а также уничтожение среды обитания многих видов живых организмов (от насекомых до крупных животных).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы была разработана система автоматизации склада хранения светлых нефтепродуктов, а точнее системы автоматизации в соответствии с предъявляемыми требованиями безопасности и в соответствии с существующими стандартами для сливной площадки железнодорожной эстакады, резервуарного парка хранения светлых нефтепродуктов, насосной станции, площадки налива в автоцистерны. Кроме того, для каждой из систем были предусмотрены различные защиты, такие, как: защита от загазованности, защита от перелива и т.д.

Были разработаны функциональные схемы для каждого из вышеперечисленных объектов, а также подобраны соответствующие средства автоматизации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Система измерительная АСН-10ВГ Модуль Ду100 2/2 [Электронный ресурс], - 2017. – 184 с. Режим доступа: <http://asn.nt-rt.ru/images/manuals/asn10vg-22.pdf>, - 12.05. 2020.
2. Руководство по эксплуатации Модуль связи Rosemount 2410 [Электронный ресурс], – 184 с. Режим доступа: <https://www.emerson.com/documents/automation/руководство-по-эксплуатации-модуль-связи-2410-rosemount-ru-ru-104602.pdf>, - 12.05. 2020.
3. Руководство по эксплуатации Преобразователь измерительный 2240S [Электронный ресурс], -2016. – 178 с. Режим доступа: <https://www.emerson.com/documents/automation/руководство-по-эксплуатации-преобразователь-измерительный-2240s-rosemount-ru-ru-175350.pdf>, - 13.05. 2020.
4. Руководство по эксплуатации Уровнемеры 5900S [Электронный ресурс], - 2014. – 277 с. Режим доступа: <https://www.emerson.com/documents/automation/руководство-по-эксплуатации-уровнемер-5900s-rosemount-ru-ru-175354.pdf>, - 19.05. 2020.
5. Справочное руководство инженера по учету в резервуарах и защите от переливов [Электронный ресурс], -2017. – 176 с. Режим доступа: <https://www.emerson.com/documents/automation/справочное-руководство-инженера-по-учету-в-резервуарах-и-защите-от-переливов-ru-ru-5160950.pdf>, - 19.05. 2020.
6. Лист технических данных Преобразователи давления измерительные 3051S Rosemount Комплексные решения для измерения давления, расхода и уровня [Электронный ресурс], -2014. – 150 с. Режим доступа: <https://www.emerson.com/documents/automation/product-data-sheet-лист-технических-данных-измерительные-приборы-rosemount-серии-3051s-масштабируемые-решения-для-измерения-давления-расхода-и-уровня-ru-73176.pdf>, – 19.05.2020.

7. Установки для нижнего слива нефти и нефтепродуктов железнодорожных вагонов-цистерн УСН-150 [Электронный ресурс], – 10 с. Режим доступа: http://www.aomz.ru/prod/descr/Description_USN_150.pdf, - 01.06. 2020.
8. Датчик уровня ПМП-152 [Электронный ресурс], – 2 с. Режим доступа: <http://tatazs-komplekt.ru/pdf/004.pdf>, - 01.06. 2020.
9. Лист технических данных Концентратор данных Rosemount 2460 для систем учета в резервуарах [Электронный ресурс], -2019. – 28 с. Режим доступа: <https://www.emerson.com/documents/automation/лист-технических-данных-концентратор-данных-rosemount-2460-ru-ru-81608.pdf>, - 02.06. 2020.
10. Руководство по эксплуатации Дисплей 2230 [Электронный ресурс], -2014. – 144 с. Режим доступа: http://mst174.ru/wp-content/uploads/2017/12/Rosemount_2230_00809-0107-2230_BB.pdf, - 02.06. 2020.
11. Искробезопасные решения mtl стандарты функциональной безопасности [Электронный ресурс], – 28 с. Режим доступа: http://www.vsp-co.org/assets/sil_0318l.pdf, - 03.06. 2020.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Техническое задание на разработку

Техническое задание разработано с требованиями ГОСТ 34.602–89.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1 Полное наименование: Разработка систем автоматизации технологических процессов нефтехранилища.

1.2 Шифр темы:

1.3 Заказчик: ФГБОУ ВО Амурский государственный университет (АмГУ).

Исполнитель: Шепелев Константин Олегович.

1.4 Система разрабатывается на основании следующих документов:

- ФГОС направления подготовки бакалавров 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств;

- учебный план направления подготовки бакалавров 15.03.04 Автоматизации технологических процессов и производств.

1.5 Плановый срок начала работ по разработке систем автоматизации технологических процессов нефтехранилища 27 января 2020 года.

Плановый срок окончания работ по разработке систем автоматизации технологических процессов нефтехранилища 15 марта 2020 года.

2 НАЗНАЧЕНИЯ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

2.1 Комплексная автоматизированная система технологических процессов нефтехранилища предназначена для:

- для создания эффективной системы, сокращающей потери Компании за счет обеспечения точности, надежности и объективности измерений при выполнении учетных операций;

- для обеспечения учета массы нефтепродуктов в режиме реального времени путем контроля технологических параметров с их фискальной регистрацией и последующей передачей информации в налоговые органы;

Продолжение Приложения А

- для измерения в автоматизированном режиме количественных показателей нефтепродуктов и минимизации последствий «человеческого фактора» при проведении операций по приему и отпуску нефтепродуктов;
- для обеспечения безопасных условий эксплуатации нефтебазы, определения аварийных и предаварийных ситуаций на технологических узлах в автоматическом режиме;
- для управления товарными потоками на нефтебазе;
- для формирования базы данных и на ее основе оформления применяемых на практике форм первичной отчетности и отчетной документации при торговле нефтепродуктами в соответствии с Законом РФ №129-ФЗ «О бухгалтерском учете»;
- для количественного и качественного учета нефтепродуктов;
- для контроля и управления в автоматизированном режиме технологическими процессами нефтебазы, обеспечения приема, хранения и отгрузки нефтепродуктов;
- для формирования управленческой отчетности.

2.2 Цели создания системы:

Целями функционирования системы являются:

- формирование полной и достоверной оперативной управленческой отчетности о наличии и движении нефтепродуктов на нефтебазе, оформление приходных и отгрузочных сопроводительных документов;
- полное информационное обеспечение основных процессов нефтебазы, минимизация человеческого фактора в учете;
- стабилизация заданных режимов технологических процессов нефтебазы путем контроля технологических параметров;
- обеспечение высоких технико-экономических показателей работы нефтебазы за счет автоматизированного поддержания наиболее рационального режима работы технологического оборудования;

Продолжение Приложения А

- повышение уровня безопасности эксплуатации объектов, улучшение экологической обстановки за счет внедрения автоматической защиты оборудования для предотвращения аварийных ситуаций и пожаров;

- организация коммерческого (оперативного) учета нефтепродуктов при их приеме, хранении и отгрузке в соответствии с требованиями ГОСТ 8.595-2004, оформление приходных и отгрузочных сопроводительных документов;

- предотвращение выхода из строя технологического оборудования и увеличение его межремонтного периода работы.

2.3 Критерии управления системы:

- безаварийная работа объекта управления;

- минимальные потери нефтепродуктов и минимальные затраты энергетических ресурсов;

- поддержание основных установленных технико-экономических показателей работы нефтебазы с минимальными отклонениями и минимальными трудовыми затратами;

- увеличение производительности и уменьшение «человеческого фактора» в управлении и проведении учетных операций.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ

3.1 Сведения об объекте автоматизации:

Объектом автоматизации является:

1) Сливная ж/д эстакада ДТ, Аи-92 и Аи-95 в составе:

- устройство нижнего слива с ж/д цистерны типа УСН-150 – 6шт.;

- емкость подземная аварийная ЕП-1 $V = 75 м^3$, D=3м, L=10,77м – 1шт.

2) Площадка налива в а/ц ДТ, Аи-92, Аи-95 со автоматизированным стояком налива на 2 цистерны – АСН-10ВГ – 1 шт. с емкостью подземной дренажной ЕП-3.

3) Резервуарный парк хранения ДТ, Аи-92, Аи-95 в составе:

- резервуар вертикальный стальной РВС-500 для хранения бензина - 2 шт.;

Продолжение Приложения А

- резервуар вертикальный стальной РВС-1000 для хранения ДТ и аварийный - 2 шт.

4) Насосная слива св. нефтепродуктов со СНЭ, совмещенная с насосной налива св. нефтепродуктов в АЦ в составе:

- насосная установка УОДН-200-150-125 – 5 шт.;
- электронасос центробежный одноступенчатый КМ-80-50-215Е - 1 шт.
- электронасос центробежный одноступенчатый КМН-100-80-160 - 4 шт.
- емкость подземная дренажная ЕП-2 $V = 40\text{ м}^3$, $D=2,4$ м, $L=9,03$ м - 1 шт.

3.2 Сведения об условиях эксплуатации объекта автоматизации и характеристиках окружающей среды:

4 ТРЕБОВАНИЕ К СИСТЕМЕ

4.1 Требования к системе в целом.

4.1.1 Требования к структуре и функционированию системы.

АСУ ТП нефтебазы должна представлять собой децентрализованную территориально распределенную систему управления. Исходя из структуры нефтебазы как объекта управления, с технических характеристик применяемого основного оборудования, система управления построена в виде сети, объединяющей подсистемы в единую информационно управляющую структуру.

АСУТП нефтебазы реализовать на базе современных, высоконадежных микропроцессорных систем, имеющих необходимые сертификаты для применения.

АСУТП нефтебазы примет трехуровневую структуру.

Основными техническими средствами системы управления будут являться:

1. Технические средства нижнего уровня - датчики и исполнительные механизмы;
2. Технические средства среднего уровня - микропроцессорные программируемые контроллеры и сетевое оборудование;

Продолжение Приложения А

3. Технические средства верхнего уровня - автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе компьютерных операторских станций и SCADA - пакетов.

К техническим средствам среднего уровня АСУТП нефтебазы, размещаемым в помещениях КИП, подключены полевые приборы и исполнительные механизмы объектов автоматизации.

Верхний уровень АСУТП нефтебазы включает в себя сервер базы данных и АРМ операторов с помощью которых дистанционно проводятся операции приема, хранения и отпуска нефтепродуктов. Обмен данными между средним и верхним уровнем производится с применением промышленных сетевых протоколов.

В состав АСУ ТП так же входят система загазованности нефтебазы и интеграция с системами.

4.1.2 Показатели назначения:

- система обеспечивает эффективную и безопасную работу нефтебазы без постоянного присутствия обслуживающего персонала на технологических установках;

- резерв по каналам ввода/вывода составляет не менее 10% по каждому типу;

- контроль и управление производится в реальном масштабе времени, круглосуточно;

- задачи контроля и управления про ранжированы на этапе проектирования по степени важности. Высшие приоритеты имеют задачи, реализующие функции самодиагностики, автоматической защиты и блокировки, сигнализации аварийного состояния и дистанционного управления;

4.1.3 Требования к надежности:

- создаваемая система является многофункциональной, восстанавливаемой, непрерывного действия и, в соответствии с ГОСТ 24.701-86, характеризуется показателями безотказности и ремонтпригодности по основным выполняемым функциям;

Продолжение приложения А

- надежность функционирования АСУ ТП нефтебазы соответствует требованиям ГОСТ 26.205-88Е;

- ремонтпригодность и пригодность к техническому обслуживанию комплекса технических средств (КТС) АСУ ТП нефтебазы удовлетворяют ОСТ 25 1219-85;

- предельным состоянием при определении среднего срока службы до списания считается моральное старение элементов комплекса согласно ГОСТ 24.104-85. При достижении комплексом предельного состояния он должен быть списан, если не будет принято решение о продолжении эксплуатации после частичной замены отдельных модулей или модернизации;

- критерием отказа системы в целом является отказ любой из составных функций, который приводит к вынужденной остановке технологического процесса по вине системы.

Отказом управляющей функции является событие, при котором невозможно осуществление управления любым оборудованием или исполнительным механизмом, или выдача ложных управляющих воздействий, приводящих к отсутствию возможности реализации заданного закона управления.

Отказом информационных функций является событие, приводящее к потере или искажению информации при ее предоставлении операторскому персоналу.

Отказом функций защиты является событие, при котором невозможно осуществление защитных воздействий или выдача воздействий на исполнительный механизм, приводящих к нарушению алгоритмов защиты.

- система обладает живучестью при выходе из строя отдельных элементов программно-технического комплекса (ПТК), которая обеспечивается автономностью работы устройств нижнего уровня, резервированием центральных устройств и информационной избыточностью;

Продолжение приложения А

- в системе предусмотрено применение источника бесперебойного питания для гарантированного электроснабжения элементов системы.

4.1.4 Требования к безопасности:

- соблюдение «Правил устройства электроустановок», «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных производств»;

- комплекс технических средств выбрать таким образом, чтобы неправильные действия персонала не приводили к аварийной ситуации;

- безопасность электротехнических изделий и средств вычислительной техники, используемых в АСУ ТП нефтебазы, должен соответствовать действующим стандартам.

4.1.5 Требования к эргономике и технической эстетике:

Видеокадры автоматизированного рабочего места обеспечивают удобный интерфейс для выполнения оперативным персоналом своих функций:

- контроля и анализа режима работы объекта в целом и его элементов;

- выдачи команд управления на все механизмы, управляемые с данного уровня;

- регистрации технологических событий, происходящих в системе;

- регистрации оперативного персонала и определения прав доступа.

Для реализации вышеуказанных функций имеются следующие видеокадры:

- основной видеокадр (совокупность технологических установок, ген. план);

- видеокадры отдельных технологических установок;

- видеокадры, отражающие структуру и состояние системы автоматизации;

- видеокадры просмотра истории параметров;

- вспомогательные видеокадры панелей управления исполнительными механизмами;

- видеокадры технологических защит и блокировок;

Продолжение приложения А

- видеокadres просмотра аварийных сообщений;
- видеокadres регистрации действий оперативного персонала.

Интерфейс «человек-машина» исключает действия пользователей, приводящие к входу в системные окна, перезагрузке компьютера, «снятию» пользовательского приложения и выходу из системы.

Все кнопки, доступные пользователю, имеют понятные названия на русском языке.

Для критичных действий предусмотрена их отмена по желанию пользователя и возврат в предыдущее состояние.

На всех видеокadres обеспечивается присутствие окна аварийных сообщений с возможностью их квитирования.

На видеокadres технологических установок отображаются:

- технологические элементы эстакад слива и налива, резервуарного парка, насосных станций и узлов учета с расположенными на них дискретными или аналоговыми датчиками;
- запорная арматура и технологическое оборудование с индикацией их состояний.

Структура и состояние системы отображаются на отдельном видеокadre. Здесь же отображены все средства автоматизации с детализацией, характерной для данного уровня (отображение состояния контроллеров, модулей УСО, каналов связи).

Просмотр ретроспективы дискретных параметров реализован в Журнале аварийных и технологических сообщений, событий, в который заносятся параметры различных категорий (аварийные и предупредительные сигналы, изменения состояния оборудования, технологические сообщения), выделяемые цветом.

Журнал аварийных сообщений и событий выполняет следующие функции:

- просмотр аварийных сообщений и событий;

Продолжение приложения А

- фильтрацию сигналов по различному оборудованию и типам сообщениям;

- печать.

Индикация аналоговых параметров обеспечивает:

- индикацию числового значения параметра;

- состояние параметра.

Сигнал неисправности появляется, если аналоговый параметр не достоверен (например, в случае выхода из строя любого элемента, обеспечивающего его измерение, сбор и передачу на рабочие станции, выход значения параметра за пределы шкалы, неправдоподобная скорость изменения параметра и т.д.).

Нарушение аварийной, предупредительной границы или неисправности аналогового параметра автоматически фиксируется в Журнале аварийных сообщений и событий и в окне аварийных сообщений (соответственно строкой красного, желтого и синего цвета) с указанием текущего значения параметра. Нарушение аварийной или предупредительной границы имеет еще и звуковое сопровождение.

Состояние запорной аппаратуры индицируется следующим образом:

- задвижка открыта - зеленый;

- задвижка закрыта - серый;

- неопределенное состояние - белый цвет.

Состояние насосов и других исполнительных механизмов отображается следующим образом:

- включен - зеленый;

- выключен - серый.

Любая аварийная ситуация с запорной арматурой или исполнительным механизмом индицируется текстом в строке аварийных сообщений и элементами анимации с сохранением цвета, индицирующего состояние элемента.

Продолжение приложения А

4.1.6 Требования к защите информации от несанкционированного доступа.

На всех уровнях системы в техническом и программном обеспечении реализовать защиту от несанкционированного доступа к информации и функциям системы путем паролирования разного уровня доступности.

4.1.7 Требования по сохранности информации при авариях.

При нарушениях связи и пропадании электропитания на всех уровнях системы предусмотреть сохранность информации за счет использования блоков бесперебойного питания, позволяющих сохранить данные перед выключением системы и дублирования записи информации на разных носителях. Информация в ПЛК сохраняется в памяти независимой от внешнего питания, информация на АРМ сохраняется на жестком диске.

4.1.8 Требования по стандартизации и унификации.

Технические и программные решения, принимаемые по системе, максимально унифицированы и совместимы в рамках разработанной системы.

Технические средства зарубежного производства имеют необходимые Российские сертификаты.

4.2 Требования к функциям (задачам), выполняемым системой.

4.2.1 Резервуарный парк светлых нефтепродуктов.

- контроль уровня нефтепродукта в резервуаре;
- контроль температуры нефтепродукта в резервуаре;
- контроль гидростатического давления в резервуаре;
- вычисление плотности продукта в резервуаре;
- вычисление объема и массы продукта в резервуаре;
- сигнализация предельных (верхнего и нижнего) рабочих уровней в резервуаре;
- сигнализация верхнего аварийного уровня;
- сигнализация загазованности и пожара;
- контроль состояния задвижек (открыто, закрыто);

Продолжение приложения А

- дистанционное оперативное управление задвижками резервуаров и технологических трубопроводов (открыть, закрыть, стоп);
- автоматическое закрытие приемных задвижек резервуаров при предельных верхних уровнях налива;
- автоматическое закрытие задвижек при пожаре на резервуаре;
- контроль утечек нефтепродуктов из резервуара;
- контроль загазованности по периметру каре резервуарного парка и на узлах запорной арматуры;
- местная и дистанционная светозвуковая сигнализация 20% НКПР, 50% НКПР;
- технологические блокировки при загазованности 50% НКПР.

4.2.2 Насосная слива св. нефтепродуктов со СНЭ, совмещенная с насосной налива св. нефтепродуктов в АЦ в составе:

- контроль состояния насосных агрегатов (вкл./выкл.);
- дистанционное и местное управление насосными агрегатами, обеспечение плавного пуска и останова двигателя насоса;
- контроль давления на входе и выходе насоса, температуры подшипников и вибрации;
- защита насосного агрегата при минимальном давлении на всасывании и нагнетании, минимальном давлении в системе охлаждения насоса, превышения температуры подшипников, электрическая защита двигателя при перегрузках и потери фазы и др.;
- контроль состояния задвижек (открыто, закрыто);
- дистанционное управление оперативными задвижками (открыть, закрыть, стоп);
- контроль загазованности по периметру насосной и на узлах запорной арматуры;
- автоматическое отключение всех механизмов в случае загазованности 50% НКПР и пожара.

Продолжение приложения А

- сигнализация загазованности и пожара в насосном блоке;
- сигнализация затопление насосной;
- сигнализация отсутствие нефтепродуктов перед насосами (защита от «сухого хода»);
- контроль предельных уровней в емкости ЕП-2.

4.2.3 Сливная ж/д эстакада ДТ, Аи-92 и Аи-95:

- контроль давления в трубопроводах слива;
- контроль температуры нефтепродуктов в трубопроводах слива;
- контроль предельных уровней в емкости ЕП-1;
- контроль загазованности по периметру сливной эстакады;
- местная и дистанционная светозвуковая сигнализация 20% НКПР, 50% НКПР;
- кнопки дистанционного останова грузовых насосов со сливной эстакады;
- автоматическое отключение всех механизмов в случае загазованности 50% НКПР и пожара.

4.2.4 Площадка налива в А/Ц ДТ, Аи-92, Аи-95 со автоматизированным стояком налива на 2 цистерны - АСН-10ВГ:

- контроль предельных уровней в емкости ЕП-3;
- контроль загазованности по периметру площадки;
- местная и дистанционная светозвуковая сигнализация 10% НКПР, 20% НКПР.

Средствами штатной автоматики стояка налива предусматривается:

- контроль заземления автоцистерны;
- контроль гаражного положения трапа;
- контроль положения наконечника налива;
- контроль переполнения автоцистерны;
- контроль объемного расхода наливаемого нефтепродукта;
- управления клапаном налива;
- автоматизированный налив по заданной массе/объеме;

Продолжение приложения А

- технологические блокировки с прекращением налива при аварийных ситуациях;

- отключения по внешнему сигналу «авария».

4.3 Требования к видам обеспечения.

4.3.1 Математическое обеспечение.

Математическое обеспечение СИСТЕМЫ включает в себя методы и алгоритмы предварительной обработки аналоговых и дискретных сигналов, контроля, управления, и другие алгоритмы, необходимые для выполнения функций системы.

4.3.2 Информационное обеспечение.

Информационное обеспечение системы построено на основе базы данных MS SQL (БД). Основой БД являются описания (дескрипторы) аналоговых и дискретных точек ввода/вывода. Эти описания создаются Разработчиком системы на стадии техно-рабочего проектирования. В процессе эксплуатации системы эта часть БД является доступной для изменения с помощью соответствующих программных средств.

Однако доступ к этой информации защищен паролем для обеспечения информационной безопасности.

Изменение в базе данных в которой хранится фискальная информация (акты приемки/отгрузки и т.д.) запрещен.

4.3.3 Лингвистическое обеспечение.

Все сообщения, выдаваемые системой в процессе функционирования, надписи на видеокадрах и меню, распечатки сводок и отчетных документов отображаются на русском языке.

4.3.4 Техническое обеспечение.

ПТК системы должно обеспечивать построение территориально и функционально распределенной иерархической системы управления.

В состав ПТК СИСТЕМЫ входят следующие основные устройства:

Продолжение приложения А

1) на нижнем уровне - датчики, полевые приборы и исполнительные механизмы отечественного и импортного производства, для наиболее важных применений используется импортное оборудование;

2) на среднем уровне - программируемые контроллеры с «горячим» резервированием процессорных модулей;

3) на верхнем уровне – серверное оборудование, операторские и инженерная рабочие станции, коммуникационное оборудование.

ПТК в целом должно иметь Российский сертификат утверждения типа средств измерения.

5 СОСТАВ И СОДЕРЖАНИЕ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМЫ

Перечень документов и чертежей, по ГОСТ 34.201-89, предъявляемых по окончании соответствующих этапов, стадий и работ:

1	Разработка нижнего уровня системы	Создание чертежа структурной, функциональной схемы, выбор основных приборов и средств автоматизации
2	Разработка среднего уровня системы	Проектирование алгоритма управления и создание программы управления для ПЛК.
3	Разработка верхнего уровня системы	Создание SCADA, БД
4	Разработка имитационной модели автоматизированной системы нефтехранилища	Создание модели системы в программе Matlab, для отработки основных алгоритмов управления оборудованием и тестирования ПО верхнего уровня системы.
5	Тестирование системы	Отработка основных алгоритмов управления оборудованием,

Продолжение приложения А

6 ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ СИСТЕМЫ

6.1 Виды, состав, объем и методы испытаний системы

Виды, состав, методы испытаний и тестирования системы будут изложены в компьютерной программе, разрабатываемой в составе рабочей документации.

6.2 Общие требования к приёмке работ по стадиям

Все создаваемые в рамках настоящей работы программные изделия передаются заказчику (то есть Амурскому государственному университету), как в виде готовых модулей, так и в виде исходных компьютерных кодов, представляемых в электронной форме на стандартном дисковом носителе.

6.3 Статус приёмочной комиссии

Приёмку работы должна выполнить приёмная комиссия, в состав которой включаются:

- представители заказчика;
- представители исполнителя.

Предварительные испытания заканчиваются подписание приёмочной комиссией протокола испытания с указанием в нем перечне необходимых доработок ПО эксплуатационной и программной документацией и сроков их выполнения.

7 ИСТОЧНИКИ РАЗРАБОТКИ

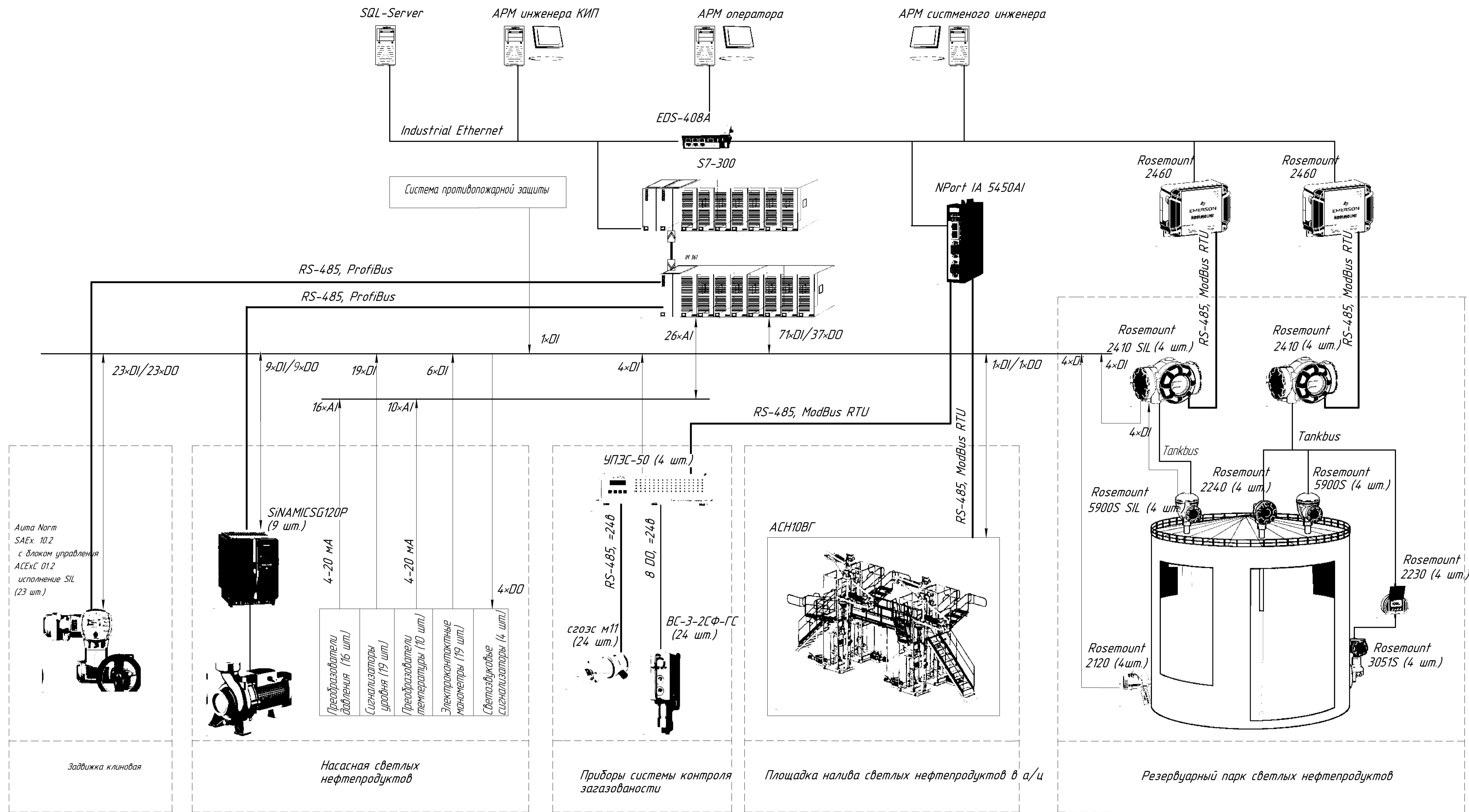
1) ГОСТ Р 8.595-2004. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.

2) ГОСТ Р 8.596-2002. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

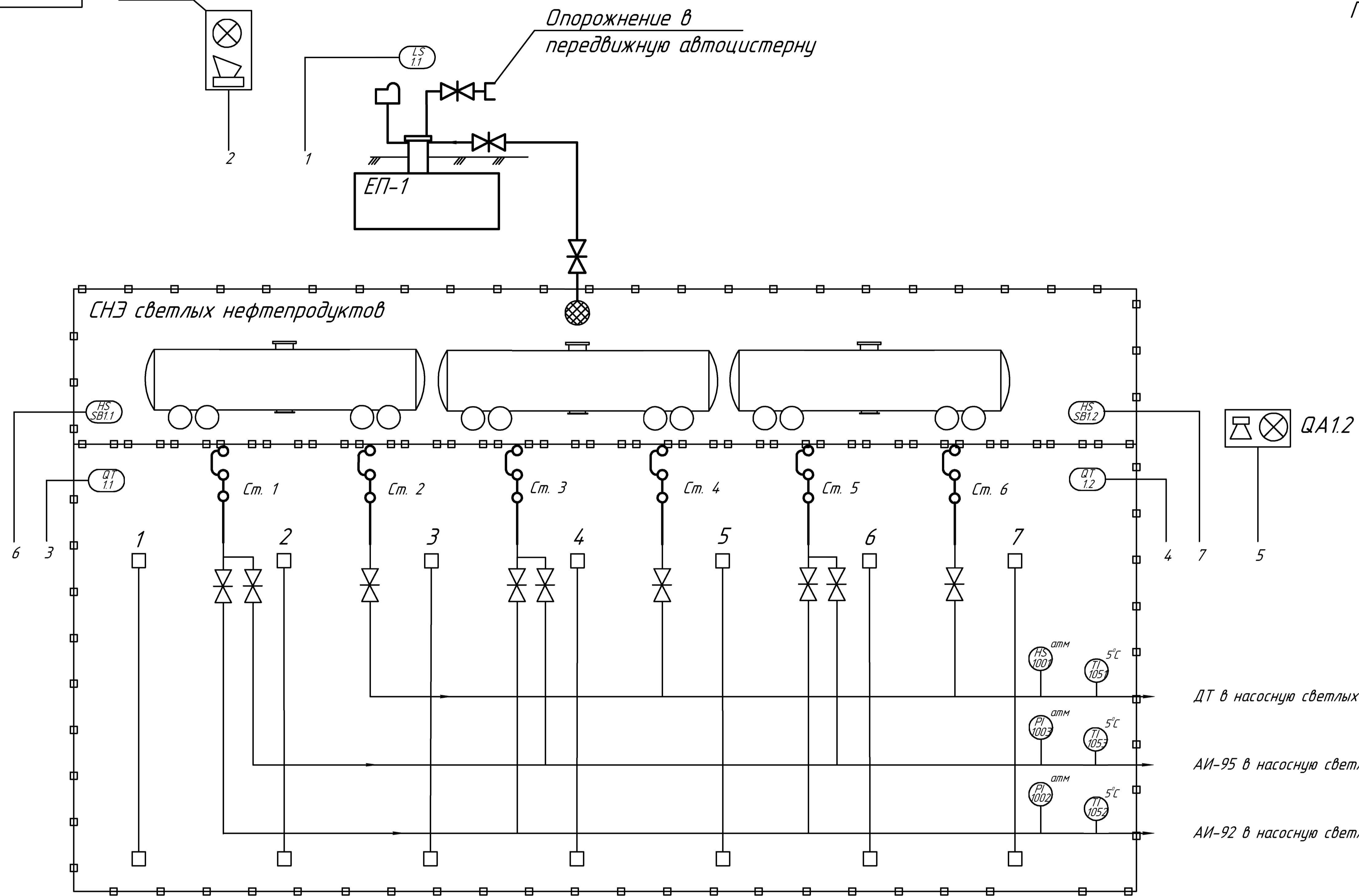
3) ВНТП 5-95. Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз).

4) ГОСТ 34.003-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

5) ПУЭ, 7-е издание: Правила устройства электроустановок.



				ВКР.164021.15.03.04.СХ					
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Структурная схема АСУ ТП нефтебазы	Лит.	Масса	Масштаб	
Разраб.	Шелев К.Д.					у			
Проб.	Рыбалева Н.А.					Лист	1	Листов	6
Т.контр.	Рыбалева Н.А.					АМГУ 641 зр.			
Н.контр.	Скрипка О.В.				Разработка систем автоматизации технологических процессов скважин хранения светлых нефтепродуктов				
Утв.	Скрипка О.В.								



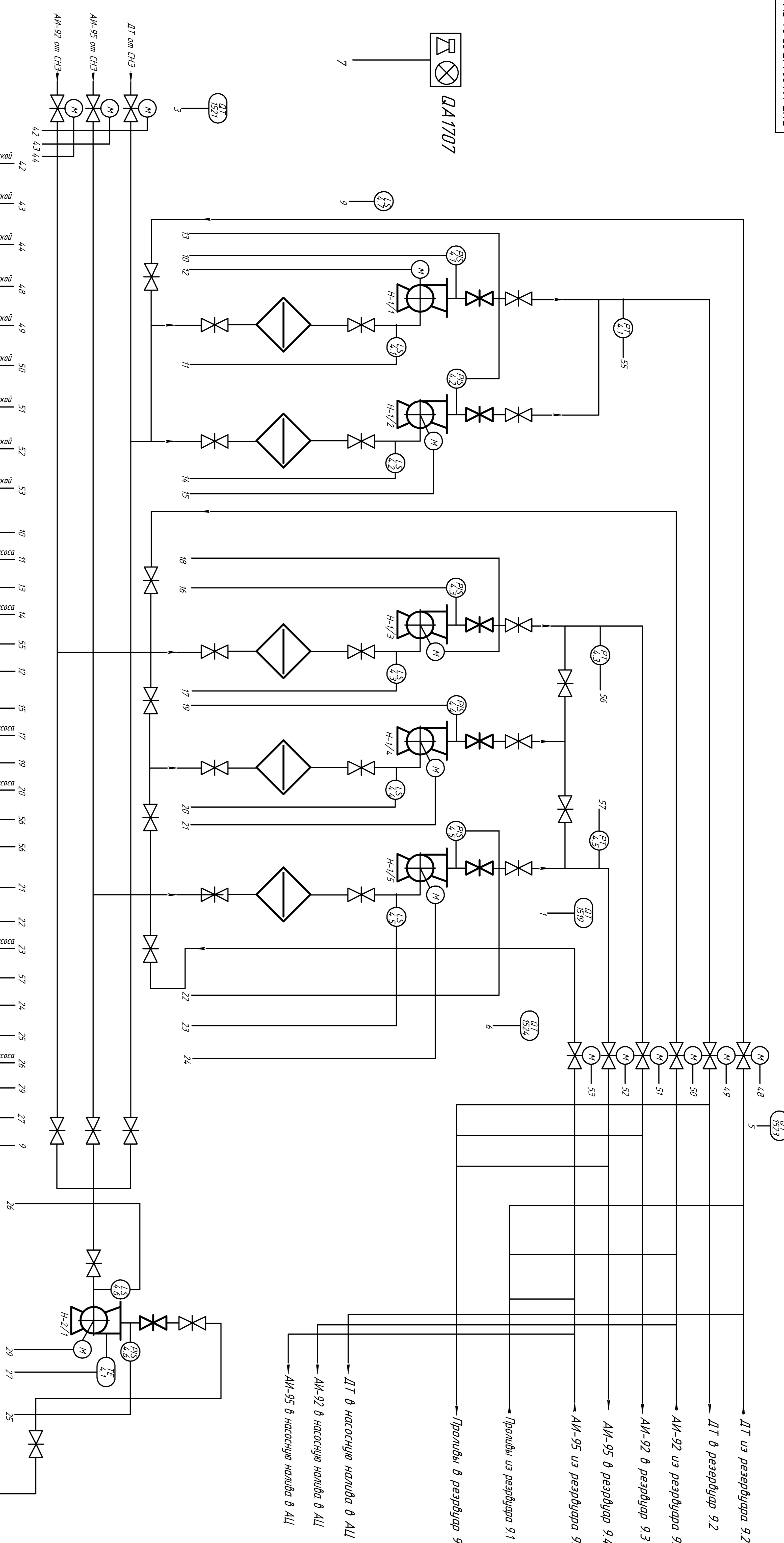
Зона	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
	QIRSA 1.1	Устройство пороговое УПЭС-50	1	
		8-ми канальное		
	QT 1.1-1.2	СГОЭС-М1 Сигнализатор	2	
		загазованности 0-100% НКПР		
		выход RS 485		
	LA 1.1	Сигнализатор ВС-3-2СФ-ГС-24В-	1	
		К-Ж-УК16 105 дБ		
	QA 1.1	Сигнализатор ВС-3-2СФ-ГС-24В-	1	
		К-Ж-УК16 105 дБ		
	SB1.1-SB1.2	QFMEXE02208 Пост управления	2	
		1 кнопка с фикс. ИНО+ИЗ		

ДТ в насосную светлых нефтепродуктов
 АИ-95 в насосную светлых нефтепродуктов
 АИ-92 в насосную светлых нефтепродуктов

- 1 Уровень в дренажной емкости L=250мм, H=2750мм
- 2 Сигнал предельного уровня
- 3 0-100% НКПР H=20% HH=50%
- 4 0-100% НКПР H=20% HH=50%
- 5 Светозвуковая сигнализация
- 6 7 Останов грузовых насосов

Приборы по месту						
Помещение КИП						
Операторная Функции АСУ ТП	Измерение					
	Регистрация					
	Сигнализация					
	Управление					
	Сигнализация состояния					
Аварийная защита						

ВКР.164.021.15.03.04.СХ			
Изм	Лист	№ док.м.	Подп.
Разраб	Щепелев К.О.		
Пров	Рыбалева Н.А.		
Т.контр.	Рыбалева Н.А.		
Н.контр.	Скрипка О.В.		
Утв	Скрипка О.В.		
Функциональная схема автоматизации сливной ж/д эстакады			Лит
Разработка систем автоматизации технологических процессов склада хранения светлых нефтепродуктов			Масштаб
			4
			Лист 2 / Листов 6
			АМГУ 641 зр.

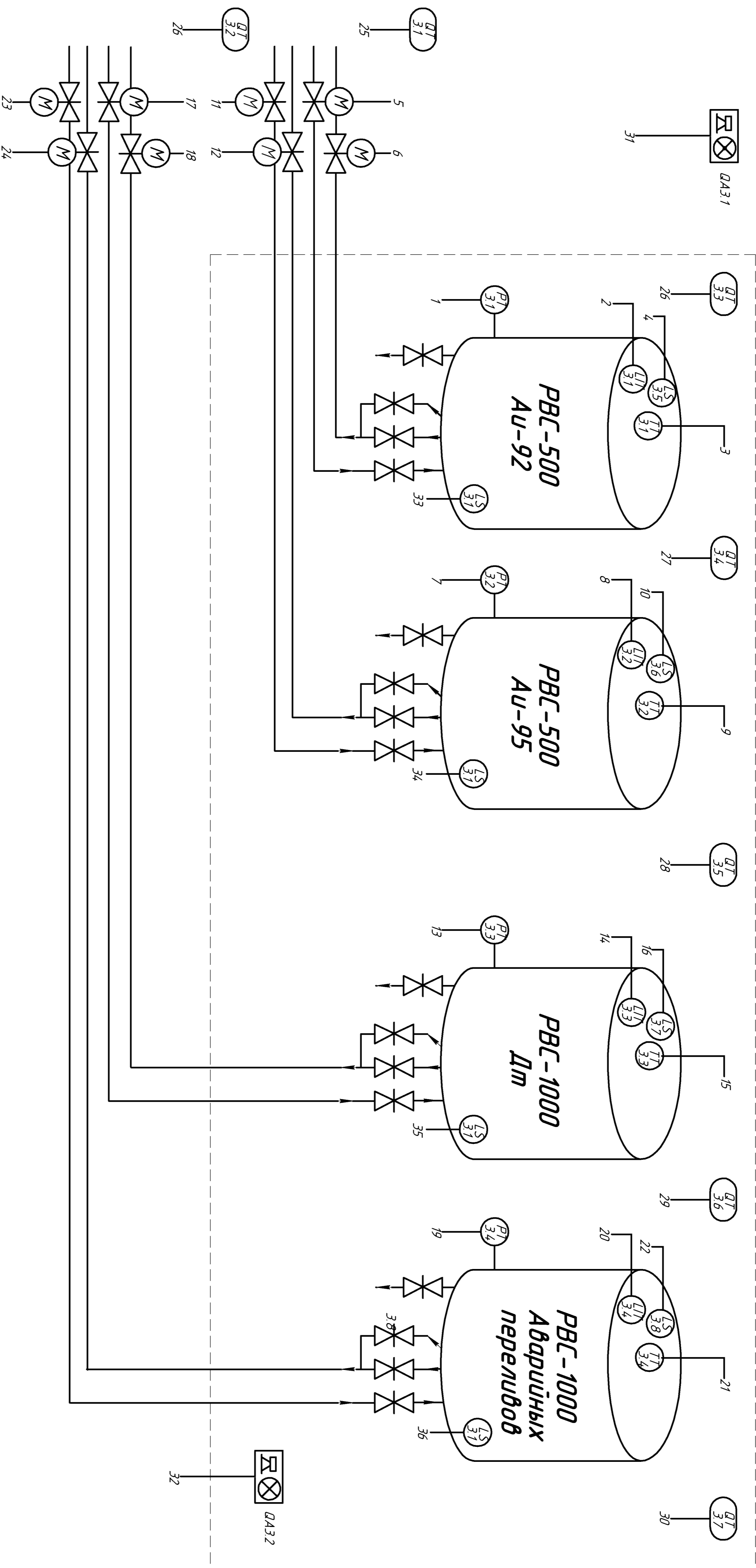


Пометение КИП	Приборы по месту	Описание	Операторная Функции АСУ ТП			
			Измерение	Регистрация	Сигнализация	Управление
4.1	ZV	Контроль и управления задвижкой				
4.2	ZV	Контроль и управления задвижкой				
4.3	ZV	Контроль и управления задвижкой				
4.4	ZV	Контроль и управления задвижкой				
4.8	ZV	Контроль и управления задвижкой				
4.9	ZV	Контроль и управления задвижкой				
5.0	ZV	Контроль и управления задвижкой				
5.1	ZV	Контроль и управления задвижкой				
5.2	ZV	Контроль и управления задвижкой				
5.3	ZV	Контроль и управления задвижкой				
10		0-0.5 МПа (L=0.2 МПа)				
11		Наличие жидкости на приеме насоса				
13		0-0.5 МПа (L=0.2 МПа)				
14		Наличие жидкости на приеме насоса				
55		0-0.5 МПа				
12	SIC 4.1	0-0.5 МПа (L=0.2 МПа)				
15		0-0.5 МПа (L=0.2 МПа)				
17		Наличие жидкости на приеме насоса				
19		0-0.5 МПа (L=0.2 МПа)				
20		Наличие жидкости на приеме насоса				
56		0-0.5 МПа				
56	SIC 4.2	0-0.5 МПа (L=0.2 МПа)				
21	SIC 4.2	0-0.5 МПа (L=0.2 МПа)				
22		0-0.5 МПа (L=0.2 МПа)				
23		Наличие жидкости на приеме насоса				
57		0-0.5 МПа				
24	SIC 4.2	0-0.5 МПа (L=0.2 МПа)				
25		0-0.5 МПа (L=0.2 МПа)				
26		Наличие жидкости на приеме насоса				
29	SIC 4.2	0-80°C (Н=60°C, НН=70°C)				
27		Затопление маш. зала (50 мм от ур. пола)				
9						

Имя	Имя	Имя	Имя	Имя	Имя
№ докум.	№ докум.	№ докум.	№ докум.	№ докум.	№ докум.
Разработчик	Проверенный	Утвержденный	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель
Лист 3	Листов 6				

ВКР.164.021.15.03.04.СХ
 Функциональная схема
 насосной станции
 нефтерейдировой со СНЗ
 Разработчик: [Имя]
 Проверенный: [Имя]
 Утвержденный: [Имя]
 Исполнитель: [Имя]

Резервуарный парк светлых нефтепродуктов



Зона	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
	ZV31 - ZV38	Задвижка киндера электропривод с электроприводом Аппа Нетт	8	
	SAEX 10 с блоком управления	SAEX 10 с блоком управления		
	АСЕКС 012 исполнение SL	Модуль связи Rosemount 2410	4	
	ЦДМЭ31 - ЦДМЭ34	(Tankbus - RS 485 Modbus)		
	ЕВ31 - ЕВ34	Площадный графический индикатор Rosemount 2230	4	
	УТ31-УТ33	Системный конденсатор Rosemount 2460	3	
	РТ31-РТ34	Преобразователь давления ультразвуковой Rosemount 3055S	4	
	ЦТ31-ЦТ34	Уровнемер Rosemount 5900s Radar level gauge	4	
	LS31-LS34	Сенсоризатор нижнего уровня Rosemount 2160	4	
	ТТ31-ТТ34	Магнитный измерительный преобразователь температуры Rosemount 2240S	4	
	ОКСА.31	Циркулянтно парогазовое УПС-50 8-ми канальное	1	
	QT 3.1-3.8	СГОС-М1 Сенсоризатор загазованности 0-100% НКПР выход RS 485	8	
	ОАЭ1-ОАЭ2	Сенсоризатор ВС-3-2Ф-ГС-24В К-Ж-5К16 105 05	2	
	LS31-LS34	Уровнемер Rosemount 5900s Radar level gauge SL	4	

Прибор по месту	Сигнал	Характеристика сигнала	Функция АСУ ТП	
			Операторная	Функции АСУ ТП
1	ЦДМЭ 3.1	0-8500 мм, Н=8000, L=750 мм	Измерение	Измерение
2	ЕТ 901	-20°C-40°C (средняя темп.)	Регулирование	Регулирование
3	ЦДМЭ 3.5	Вверхний авар. ур. (НН=8250 мм)	Сигнализация	Сигнализация
4	ЦДМЭ 3.5	Нижний авар. ур. (ЛЛ=300 мм)	Сигнализация	Сигнализация
33	ЦДМЭ 3.1	Контроль и управления задвижкой	Управление	Управление
5	ЦДМЭ 3.2	Контроль и управления задвижкой	Управление	Управление
7	ЦДМЭ 3.2	0-8500 мм, Н=8000, L=750 мм	Измерение	Измерение
8	ЕТ 902	-20°C-40°C (средняя темп.)	Регулирование	Регулирование
9	ЦДМЭ 3.6	Вверхний авар. ур. (НН=8250 мм)	Сигнализация	Сигнализация
10	ЦДМЭ 3.6	Нижний авар. ур. (ЛЛ=300 мм)	Сигнализация	Сигнализация
34	ЦДМЭ 3.1	Контроль и управления задвижкой	Управление	Управление
11	ЦДМЭ 3.4	Контроль и управления задвижкой	Управление	Управление
13	ЦДМЭ 3.3	0-12000 мм, Н=10800, L=750 мм	Измерение	Измерение
14	ЕТ 903	-20°C-40°C (средняя темп.)	Регулирование	Регулирование
15	ЦДМЭ 3.7	Вверхний авар. ур. (НН=8250 мм)	Сигнализация	Сигнализация
16	ЦДМЭ 3.7	Нижний авар. ур. (ЛЛ=300 мм)	Сигнализация	Сигнализация
35	ЦДМЭ 3.5	Контроль и управления задвижкой	Управление	Управление
17	ЦДМЭ 3.6	Контроль и управления задвижкой	Управление	Управление
19	ЦДМЭ 3.4	0-12000 мм, Н=10800, L=750 мм	Измерение	Измерение
20	ЕТ 904	-20°C-40°C (средняя темп.)	Регулирование	Регулирование
21	ЦДМЭ 3.7	Вверхний авар. ур. (НН=8250 мм)	Сигнализация	Сигнализация
22	ЦДМЭ 3.7	Нижний авар. ур. (ЛЛ=300 мм)	Сигнализация	Сигнализация
36	ЦДМЭ 3.7	Контроль и управления задвижкой	Управление	Управление
23	ЦДМЭ 3.8	Контроль и управления задвижкой	Управление	Управление
24	ЦДМЭ 3.8	Контроль и управления задвижкой	Управление	Управление
25	ЦДМЭ 3.3	0-100% НКПР Н=20% НН=50%	Сигнализация	Сигнализация
30	ЦДМЭ 3.3	0-100% НКПР Н=20% НН=50%	Сигнализация	Сигнализация
31	ЦДМЭ 3.3	Светозвуковая сигнализация	Сигнализация	Сигнализация
32	ЦДМЭ 3.3	Светозвуковая сигнализация	Сигнализация	Сигнализация

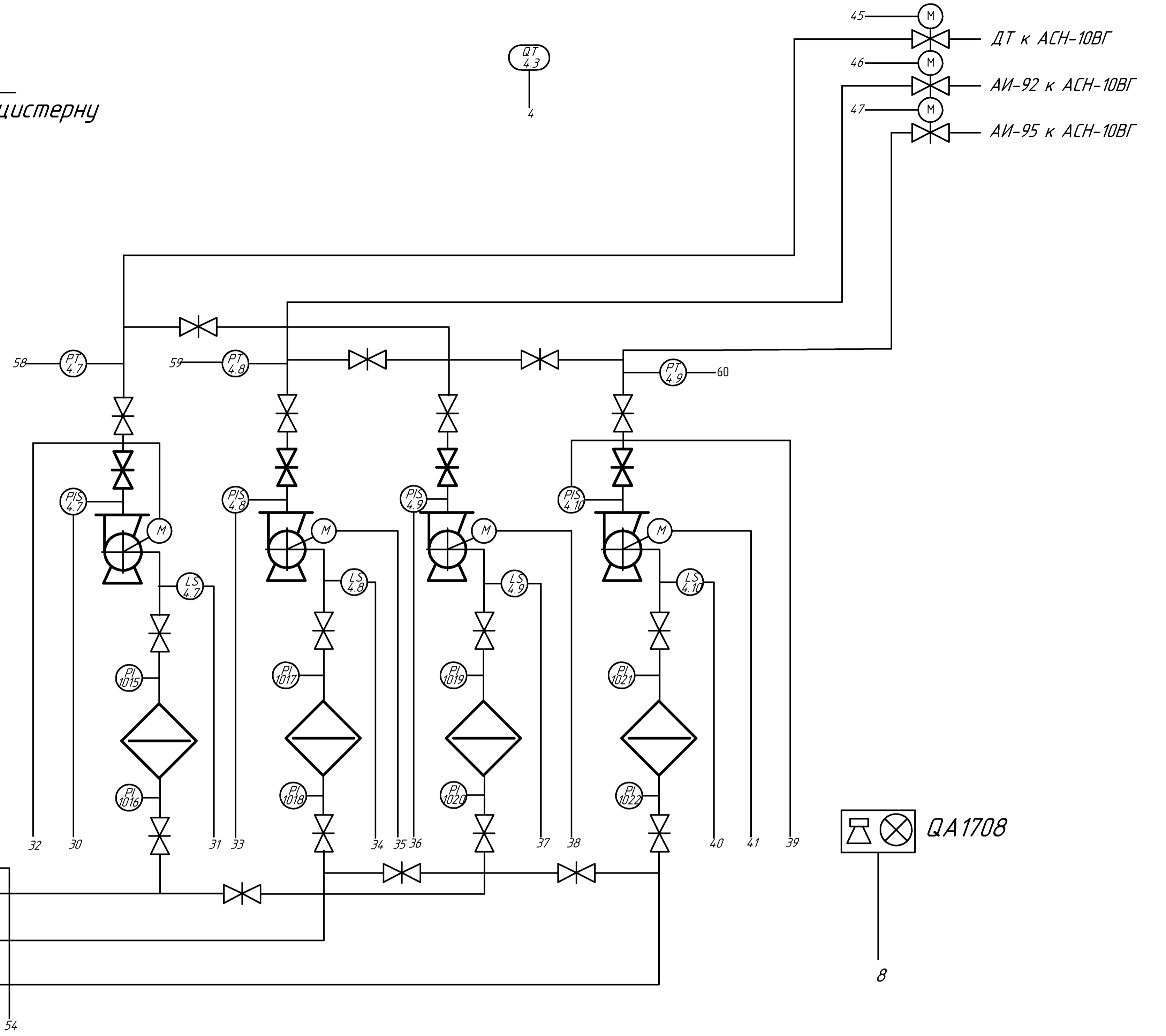
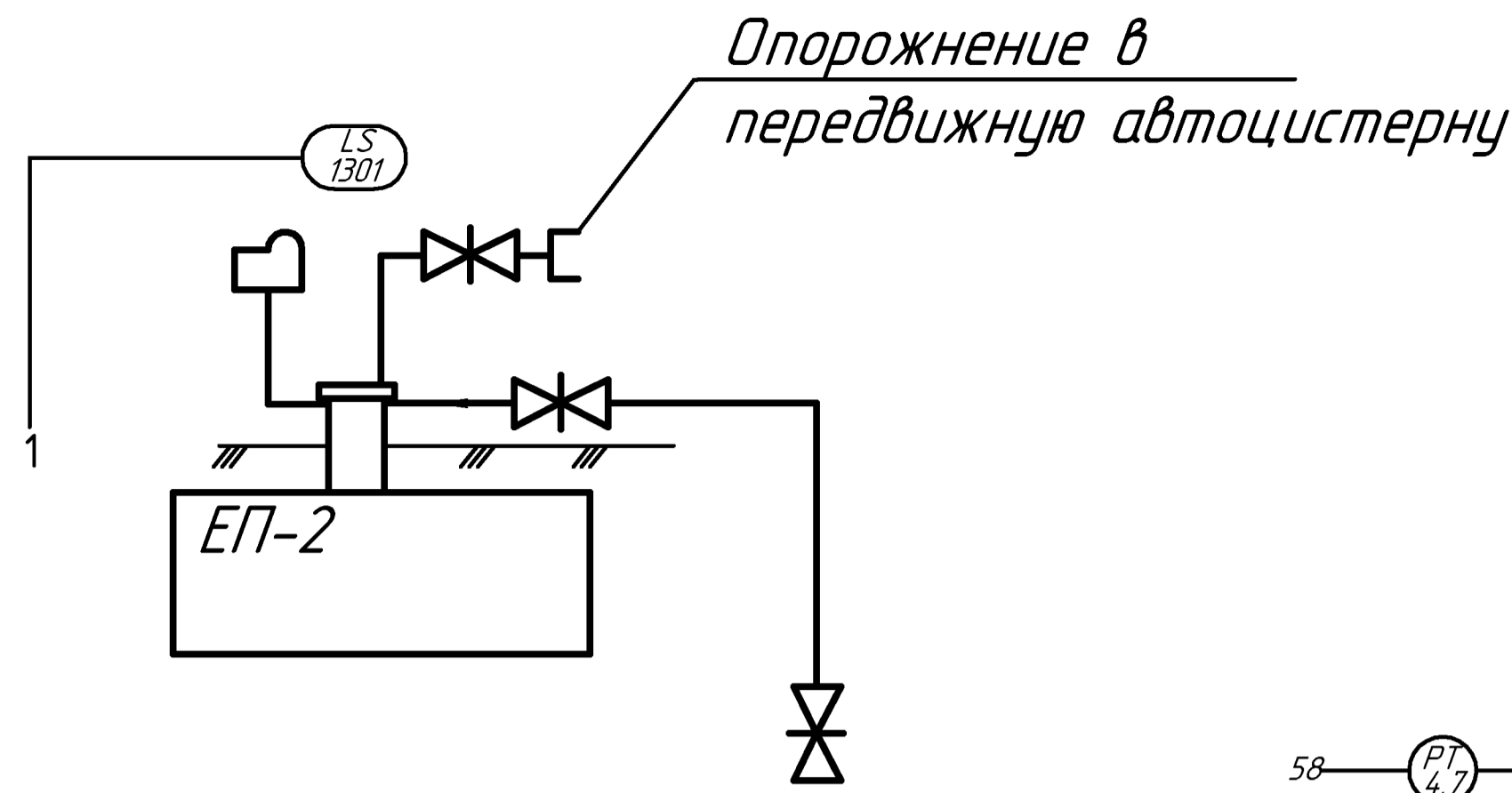
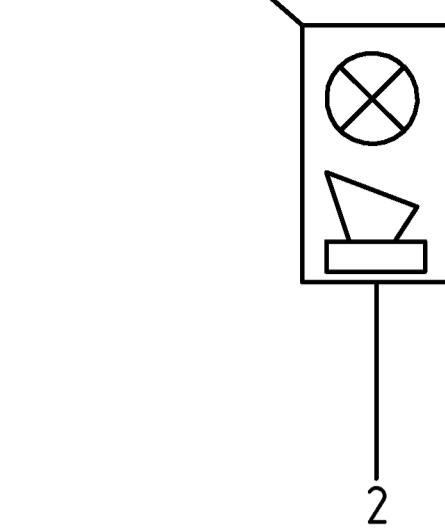
Имя Листв	№ докум.	Подп.	Дата
Разработ	Шереметьев К.Д.		
Проб	Рыболов Н.А.		
Т.Колп.	Рыболов Н.А.		
Нормат.	Система ОВ		
Умб.	Система ОВ		

ВКР 16.02.21.15.03.04.СХ
 Функциональная схема автоматизации резервуарного парка
 Разработка: систем, автоматизации технологических процессов (САТП) и систем автоматического управления (САУ) объектами производства

Лист	Масштаб	Максимум
4	1:1	6

АМГУ 641 ЗР

LA 1701



54	55	56	60	61	2	5	7	8	45	46	47	13	14	55	12	30	31	58	32	34	59	35	36	37	60	41
Контроль и управление задвижкой	Контроль и управление задвижкой	Контроль и управление задвижкой	Уровень в дренажной емкости L=250мм, H=2750мм	Сигнал, предельного уровня	0-100% НКРР Н=20% НН=50%	0-100% НКРР Н=20% НН=50%	Светозвуковая сигнализация	Светозвуковая сигнализация	Контроль и управление задвижкой	Контроль и управление задвижкой	Контроль и управление задвижкой	0-0.4 МПа (I=0.15 МПа)	Наличие жидкости на приеме насоса	0-0.4 МПа	0-0.4 МПа (I=0.15 МПа)	Наличие жидкости на приеме насоса	0-0.4 МПа	Наличие жидкости на приеме насоса	0-0.4 МПа	Наличие жидкости на приеме насоса	0-0.4 МПа	Наличие жидкости на приеме насоса	0-0.4 МПа	Наличие жидкости на приеме насоса	0-0.4 МПа	0-0.4 МПа

Приборы по месту	ZV 4.10	ZV 4.11	ZV 4.12						ZV 4.13	ZV 4.14	ZV 4.15				SIL 4.1													
Помещение						QISA 3.1																						
Операторная Функции АСУ ТП	Измерение																											
	Регистрация																											
	Сигнализация																											
	Управление																											
	Сигнализация состояния																											
Аварийная защита																												

ВКР.164021.15.03.04.СХ

Функциональная схема насосной налива в А/Ц

Изм.	Лист	№ док.м.	Подп.	Дата
Разраб.		Шепелев К.Д.		
Пров.		Рыбалева Н.А.		
Т.контр.		Рыбалева Н.А.		
Н.контр.		Скрипка О.В.		
Утв.		Скрипка О.В.		

Лист	Масса	Масштаб
5		
Листов	6	

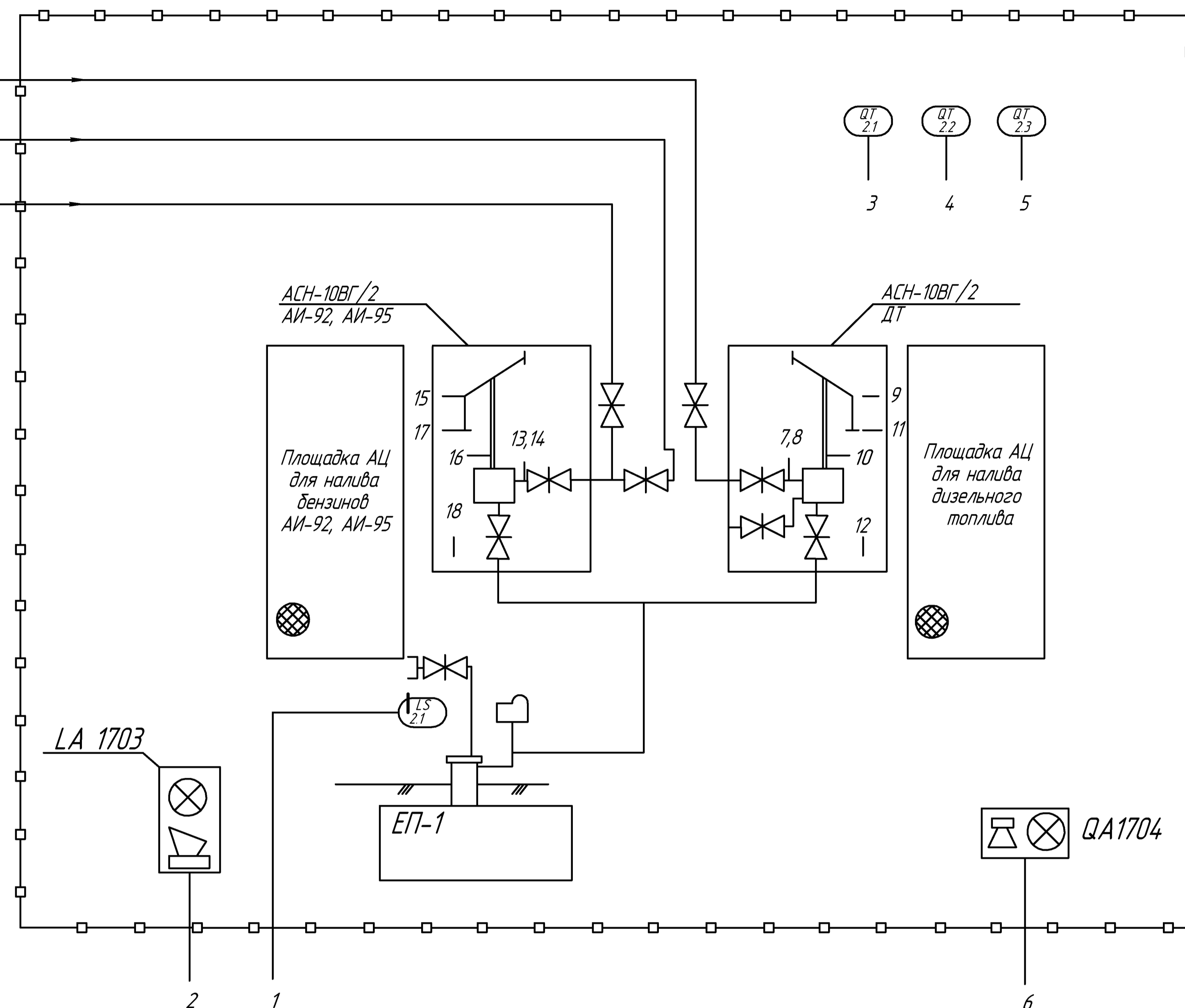
Разработка систем автоматизации технологических процессов складов хранения светлых нефтепродуктов

Площадка налива св. нефтепродуктов в АЦ

ДТ из насосной светлых нефтепродуктов

АИ-92 из насосной светлых нефтепродуктов

АИ-95 из насосной светлых нефтепродуктов



Зона	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
	LS2.1	ПМП152-018-М27Р-W5	1	
		Повышковый сигнализатор предельного уровня		
	LA 1.1	Сигнализатор ВС-3-2СФ-ГС-24В	1	
		К-Ж-УЖ16 105 дБ		
	QA 1.1	Сигнализатор ВС-3-2СФ-ГС-24В	1	
		К-Ж-УЖ16 105 дБ		
	QIRSA	Устройство пороговое ЧПЭС-50	1	
		8-ми канальное		
	QT 1.1-1.2	СГОЭС-М1 Сигнализатор	3	
		загазованности 0-100% НКПР		
		выход RS 485		
	FT 2.1, FT 2.2	ППВ100-1.6 Объемный расходомер	2	
	DT 2.1, DT 2.2	Плот ЭМ Плотномер	2	
	LS 2.2, LS 2.3	Датчик предельного уровня налива	2	
	GS 2.1- GS 2.6	Датчик положения	6	
	HSR SB	Кнопочный пост	2	
	HSS SB	Кнопочный пост	2	
	ЦБУ 2.1, ЦБУ 2.2	Центральный блок управления	2	

Приборы по месту	3	4	5	6	1	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18						
	0-100% НКПР Н=20% НН=50%	0-100% НКПР Н=20% НН=50%	0-100% НКПР Н=20% НН=50%	Светозвуковая сигнализация	Уров. аренаж емкости Н=2750 мм	0-90 м ³ /ч	500-1000 кг/м ³	макс. уровень продукта в а/ц	Трап в гаражн. положении	Наконечник в раб. положении	А/ц заземлена	"ПЧСК"	"АВ. СТОП"	Управление клапаном	0-90 м ³ /ч	500-1000 кг/м ³	макс. уровень продукта в а/ц	Трап в гаражн. положении	Наконечник в раб. положении	А/ц заземлена	"ПЧСК"	"АВ. СТОП"	Управление клапаном
Приборы по месту						FT 2.1	DT 2.1	LS 2.2	GS 2.1	GS 2.2	GS 2.3	HSR SB	HSS SB		FT 2.2	DT 2.2	LS 2.4	GS 2.4	GS 2.5	GS 2.6	HSR SB	HSS SB	
Помещение КИП					QIRSA 2.1					ЦБУ 2.1		NS			ЦБУ 2.2								NS
Операторная Функции АСУ ТП	Измерение																						
	Регистрация																						
	Сигнализация																						
	Управление																						
	Сигнализация состояния																						
Аварийная защита																							

Изм.	Лист	№ док.м.	Подп.	Дата	Функциональная схема площадки налива в А/Ц	Лит.	Масса	Масштаб
						у		
Разраб.		Шелев К.О.						
Пров.		Рыбалева Н.А.						
Т.контр.		Рыбалева Н.А.						
Н.контр.		Скрипка О.В.						
Утв.		Скрипка О.В.						

ЕВКР.164021.15.03.04.СХ

Лист 6 Листов 6
АМГУ 641 зр.