

Министерство образования и науки 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

Направленность (профиль) образовательной программы: Автоматизация
технологических процессов и производств в энергетике

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. заведующего кафедрой

_____ А.А. Остапенко

« _____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Автоматизация системы откачки утечек нефти на НПС-21 ООО
«Транснефть-Восток» в городе Сковородино

Исполнитель

студент группы 341об

подпись, дата

_____ Б. Е. Метёлкин _____

Руководитель

доцент, канд. тех. наук

подпись, дата

_____ Н.С. Безруков _____

Консультант

по безопасности и

экологичности

доцент, канд. тех. наук

подпись, дата

_____ А.Б. Булгаков _____

Нормоконтроль

профессор, д-р. тех. наук

подпись, дата

_____ О.В. Скрипко _____

Благовещенск 2017

Министерство образования и науки 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. заведующего кафедрой

_____ А.А. Остапенко

« ____ » _____ 2017г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Метёлкина
БогданаЕвгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Автоматизация системы
откачки утечек нефти на НПС-21 ООО «Транснефть-Восток» в г. Сковородино

(утверждена приказом от 07.12.16 № 2673-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной выпускной квалификационной
работы: _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Даны две
подземные ёмкости для сбора утечек. Взяв за основу эти
объекты, усовершенствовать систему при помощи внедрения нового
оборудования и создать автоматизированную систему сбора, откачки и
контроля уровня нефтяных продуктов. Так же создать визуализацию и пульт
управления данной системой.

4. Содержание выпускной квалификационной работы:

- 1) Разработка и построение основных задач
- 2) Выбор соответствующего оборудования
- 3) Создание структурной схемы устройства
- 4) Создание функциональной схемы устройства
- 5) Создание алгоритмической схемы устройства

- 6) Создание принципиальной схемы устройства
- 7) Создание щита управления
- 8) Разработка безопасности и экологичности системы
- 9) Создание SCADA-системы

5. Перечень материалов приложения:

Лист 1: Структурная схема устройства, алгоритмическая схема;

Лист 2: Принципиальная схема устройства, функциональная схема;

Лист 3: Щит управления

Лист 4: SCADA-система

Лист 5: SCADA-система

Лист 6: SCADA-система

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) к.т.н., доцент кафедры БЖД А.Н.Булгаков

7. Дата выдачи задания 05.12.2016г

Руководитель выпускной квалификационной работы: к.т.н., доцент Безруков Николай Сергеевич

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

Задание принял к исполнению 05.12.2016г

(дата)

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 79с., 25 рисунков, 8 таблицы, 12 источников, 7 приложений.

АСУ ТП, ПЛК, НАСОС, ЗАДВИЖКА, ЁМКОСТЬ ПОДЗЕМНАЯ, АЛГОРИТМИЧЕСКАЯ СХЕМА, ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА УСТРОЙСТВА, СТРУКТУРНАЯ СХЕМА, ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА УСТРОЙСТВА, SCADA-СИСТЕМА

Постановка и описание задачи, выбор и обоснование предложенных решений и альтернативные пути решения. Создание структурной схемы системы, выбор необходимого оборудования, технического задания. Разработка алгоритма программы и функциональной схемы установки. Создание принципиальной схемы модели установки.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Проектирование устройства	8
1.1 Постановка и описание задачи	8
1.2 Разработка исходной структурной схемы	8
1.3 Принцип работы	9
1.4 Обоснование разработки	10
1.5 Техническое задание на разработку	10
2 Общие сведения	11
2.1 АСУ ТП	11
2.2 Транснефть-Восток	12
2.3 Сбор утечек	16
3 Разработка функциональной схемы автоматизации	18
4 Выбор оборудования	20
4.1 Радарный уровнемер	20
4.2 Насос полупогружной	24
4.3 Датчик уровня поплавковый	29
4.4 Трубы	32
4.5 Обратный клапан	33
4.6 Ёмкость подземная	33
4.7 Задвижка шиберная	35
4.8 ПЛК	37
5 Создание алгоритмической схемы	39
6 Создание принципиальной схемы	40
6.1 Подключение к сети двигателей	40
6.2 Схема управления пускателями	41
7 Безопасность и экологичность	44
7.1 Безопасность	44
7.2 Экологичность	48

7.3 Чрезвычайные ситуации	50
8 Испытание проекта	53
Заключение	57
Библиографический список	58
Приложение А	59
Приложение Б	63
Приложение В	64
Приложение Г	65
Приложение Д	66
Приложение Е	67
Приложение Ж	77

ВВЕДЕНИЕ

Времена когда автоматизация технологических процессов была актуальной темой, но проблемно реализуемой, давно прошли. В настоящее время, в эру развития цифровых технологий, просторы для развития автоматизации открылись во всех сферах деятельности человека. На каждом производстве в мире не обходится даже без небольшой автоматизированной системы. Ведь введение такой системы позволяет значительно облегчить работу человека, а также является более безопасным и более точным методом выполнения работы. И всё же на данном этапе развития АСУ ТП не позволяет полностью исключить человека из рабочего процесса и это является главной проблемой. Стоит так же отличать что автоматизированный и автоматический это разные понятия, первое подразумевает, что там необходимо даже малое присутствие человека. Автоматизация в нефтеперерабатывающей области участвует практически во всех процессах, т.к. в этой сфере необходимы точные расчеты и постоянный контроль протекания процесса и без АСУ контролировать такой большой производственный процесс невозможно. Однако всё же существуют участки, которые требуется автоматизировать. Исходя из данной ВКР был выбран узел сбора и откачки утечек на НПС-21 в г. Сковородино. Актуальность этой системы заключается в том, что много утечек появляется из-за неправильной сборки оборудования, износа деталей и механизмов, халатности работников, что может привести к ряду опасностей и экологической катастрофе.

1 ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТРОЙСТВА

1.1 Постановка и описание задачи

В бакалаврской работе разрабатывается автоматическая система откачки утечек на НПС-21 в г. Сковородино. Объектом манипуляция будут являться две подземные ёмкости с несколькими насосами, которые будут перегонять нефтепродукты, и задвижки, с помощью которых будет выбираться направление потока (в нефтепровод или на котельную). Вся система будет управляться автоматически с помощью ПЛК, так же будет пульт управления всем процессом в ручном режиме. В ходе проекта будет создан алгоритм протекания процесса, созданы принципиальная, структурная и функциональная схемы, выбрано необходимое оборудование.

1.2 Разработка исходной структурной схемы

Структурная схема согласно ГОСТ 2.702-2011– это схема, определяющая основные функциональные части системы автоматизации, их назначение и взаимосвязи. Для автоматических систем часто составляют структурные схемы.

Структурная схема автоматизации предназначена для определения системы контроля и управления ТП данного объекта и установление связей между щитами и пультами управления, агрегатами, операторскими рабочими постами. Структурная схема является основным проектным документом, в котором устанавливаются оптимальные каналы административно-технического и операторского управления. В них отражаются особенности ТП и ТСА при создании локальных систем контроля и автоматизации.

Структурная схема в общем виде отражает используемый комплекс технических средств автоматизации, принцип взаимодействия технологического объекта с устройством управления и оперативным персоналом.

Структурная схема системы управления сбора утечек построена из нескольких контуров управления:

В первом контуре регулируется подача топлива на котельную и уровень в первой ёмкости.

Во втором контуре регулируется подача топлива и уровень во второй емкости а так же аварийный сброс утечек в нефтепровод при переполнении емкостей.

Учитывая вышеперечисленные требования структурная схема будет иметь вид представленный на рисунке 1.

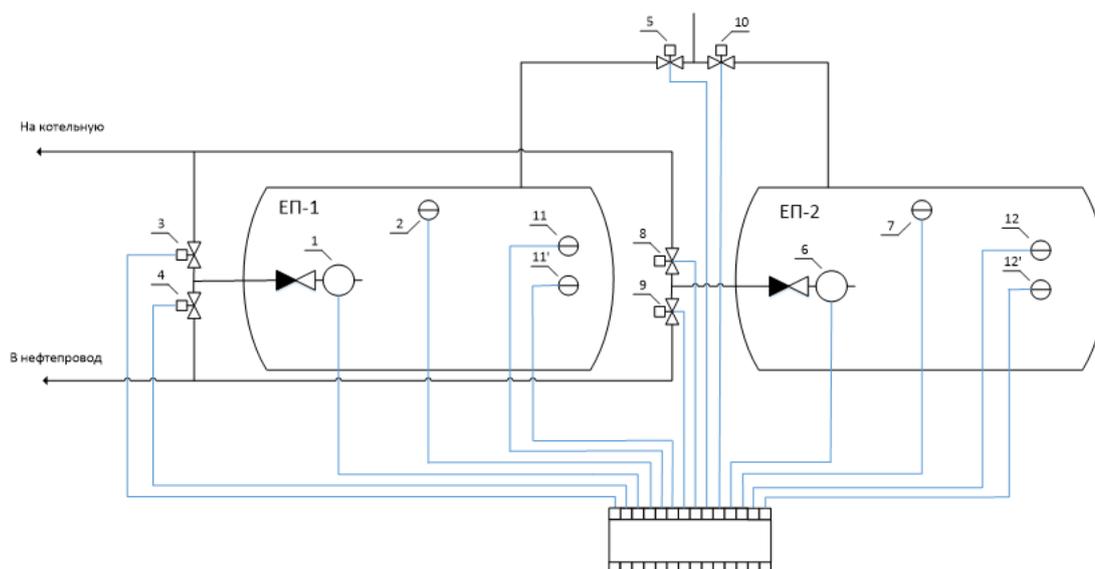


Рисунок 1 – Структурная схема

Для реализации нашего проекта необходим ПЛК, шесть клапанов с электроприводами, два обратных клапана, шесть датчиков уровня, два уровнемера, два реле давления, два насоса и две ЕП.

1.3 Принцип работы

Нефтяные утечки проходят через клапан 5 (см. рисунок 1) и попадают в ЕП-1 и насосом 1 качаются через клапан 3 на котельную. Все клапана оснащены электроприводом, который управляется сигналом, пришедшим с ПЛК. Если первая ёмкость заполнилась и срабатывает поплавковый датчик уровня 11, то ПЛК отправляет сигнал на закрытие клапана 5, на открытие клапана 10, который направляет утечки в ЕП-2, и включает насос 1. Из второй емкости так же нефтепродукты поступают на котельную через клапан

8. В случае, когда датчики 11 и 12 срабатывают, тем самым информируя о том что емкости заполнены и нефти некуда деваться, предусмотрены клапана 4 и 9 для сброса утечек в нефтепровод. Для предотвращения работы насосов в холостую стоят реле давления 13 и 14. Вся система работает в автоматическом режиме, но также предусмотрено ручное управление.

1.4 Обоснование разработки

Данный объект нужно нуждается в автоматизации в связи с следующими факторами:

- усовершенствования приборов;
- изменения системы управления;
- отсутствия возможности работы системы в автоматическом режиме;
- отсутствия возможности мониторинга уровня нефтяных утечек в емкостях;

1.5 Техническое задание на разработку

Техническое задание является одним из важнейших этапов проектирования. Техническое задание для ВКР разработано согласно требованиям ГОСТ 34.602-89 «Техническое задание на создание автоматизированной системы».

Техническое задание приведено в приложении А.

2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

2.1 АСУ ТП

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) - группа решений технических и программных средств, предназначенных для автоматизации управления технологическим оборудованием на промышленных производственных предприятиях. Может быть связана с более общей автоматизированной системой управления предприятием (АСУП).

Под АСУ ТП обычно понимается неделимое решение, обеспечивающее автоматизацию основных операций технологического процесса на производстве в целом или отдельном его участке, выпускающем относительно завершённое изделие.

Понятие «автоматизированный», в отличие от понятия «автоматический», подчёркивает необходимость участия человека в отдельных операциях, как в целях сохранения контроля и над процессом, так и в связи со трудностью или неразумностью автоматизации отдельных участков.

Составными частями АСУ ТП могут быть абстрагированные системы автоматического управления (САУ) и автоматизированные устройства, собранные в единый альянс. Такие как распределенные системы управления (DCS), системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA), и другие более мелкие системы управления (например, системы на программируемых логических контроллерах (PLC)). Как правило, АСУ ТП имеет единую сеть операторного управления технологическими процессами в виде нескольких или одной панели управления, средства обработки и архивирования информации о ходе процесса, типовые элементы автоматики: датчики, устройства управления, исполнительные устройства. Для информационной связи всех подсистем используются промышленные сети.

Также, не следует путать понятия «АСУ ТП» и «КИПиА» (контрольно-измерительные приборы и автоматика) в плане специализации работников промышленных предприятий - разделение по видам деятельности, в основном, ведётся на технологическом уровне: специалисты АСУ ТП обслуживают контроллерное оборудование, программное обеспечение, АРМ и их поддержку, в то время как в ответственности специалистов КИПиА находится остальное оборудование и принадлежности, также попадающих под общее понятие «АСУ ТП». В частности, на многих промышленных предприятиях используется следующее правило: «Всё, что от контроллера до клеммников - АСУ ТП, после - КИПиА и других служб».

2.2 Транснефть-Восток

ООО «Транснефть – Восток» (до августа 2014 года именовалось ООО «Востокнефтепровод») было создано в январе 2006 года [1].

Главной задачей коллектива нового дочернего общества «Транснефти» стала подготовка к эксплуатации еще строящегося тогда нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»

28 апреля 2006 года был сварен первый стык.

2 апреля 2008 года в ВСТО поступила первая нефть

В октябре 2008 года началась реверсивная перекачка нефти по участку построенного нефтепровода (0-1090 км.) Нефть с якутских месторождений начала движение на юг, на нефтеналивной пункт, расположенный в Мегете, для отправки железнодорожными составами.

В декабре 2008 года были введены в эксплуатацию первые две станции ВСТО: ГНПС «Тайшет» и НПС – 4 «Речушка».

В 2009 году были введены в эксплуатацию НПС-8, 10, 14, 17, 21.

В ноябре 2009 года первая нефть пришла в Сковородино, на пункт налива нефти. В адрес СМНП «Козьмино» был направлен первый железнодорожный маршрут (74 вагоноцистерны).

29 декабря 2009 года первая очередь ВСТО мощностью 30 миллионов тонн нефти в год была введена в эксплуатацию. 100 тыс. тонный танкер

«Московский университет» с нефтью сорта ВСТО (ESPO – EastSiberiaPacificOcean) отошел от причала СМНП «Козьмино».

Строительство ВСТО дало сильный толчок развитию нефтедобывающей отрасли на территории Восточной Сибири и Якутии. В числе поставщиков нефти в МН ВСТО: «Верхнечонскнефтегаз» и «Сургутнефтегаз» (Верхнечонское и Талаканское месторождения) Таас – Юряхнефтегазодобыча (Среднеботуобинское месторождение), Иркутская нефтяная компания (Ярактинское, Даниловское, Аянское, Марковское месторождения), «НК «Дулисьма» (Дулисьминское месторождение).

В ноябре 2008 года, «Транснефть» и китайская компания CNPC заключили соглашение о строительстве ответвления нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» на Китай. Первый стык МН «Сковородино» – граница КНР» был сварен 28 апреля 2009 года, а 29 августа 2010 года объекты нефтепроводной инфраструктуры и ответвление протяжённостью 63,4 километра, производительностью 15 миллионов тонн нефти в год были приняты в эксплуатацию.

С 01 января 2011 года Россия начала коммерческие поставки нефти в КНР и в начале 2010 года начались работы по расширению мощности ТС ВСТО.

В рамках реализации программы по расширению были проложены резервные нитки подводных переходов через крупные реки. В декабре 2011 года принята в эксплуатацию резервная нитка ШПМН через р. Лену, в сентябре через Алдан, а в октябре через р. Ангару и Усть – Илимское водохранилище.

Для того чтобы расширить мощность магистрального нефтепровода, был проведен комплекс работ на конечной станции первой очереди ВСТО – НПС -21. Она является связующим звеном между ВСТО – 1 и ВСТО – 2. Для увеличения мощности нефтепровода, на НПС -21 были построены три резервуара общим объёмом 150 тыс. куб.м., возведён корпус СИКН (система измерений количества и качества нефти), установлены дополнительные

мощные магистральные насосы. В октябре 2012 года эти работы были завершены.

15 декабря 2014 г. новые НПС – «Якутская тройка» - были торжественно запущены и включены в процесс перекачки нефти по МН ВСТО

В декабре 2014 года суммарный объем нефти, прокачанной по ТС ВСТО, составил более 160 миллионов тонн, из них более 75 миллионов – с месторождений Восточной Сибири и Якутии.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.04.2012. № 532-р поддержано предложение Минпромэнерго России и ОАО «АК «Транснефть» о реализации проекта строительства магистрального нефтепровода «Куюмба – Тайшет», имеющего стратегическое значение для развития нефтегазовой отрасли Сибири.

Строительство позволит обеспечить транспортировку нефти с месторождений Куюмбинского и Юрубчено – Тахомского, разрабатываемых «Роснефтью», «Газпром нефтью», ТНК-ВР. Открываются новые перспективы в развитии малой нефтедобыча региона. Производительность нефтепровода «Куюмба-Тайшет» – до 15 миллионов тонн в год. Протяженность нефтепровода – более 700 километров. 17 декабря 2013 года в районе села Богучаны был сварен первый стык.

В августе 2014 года ООО "Востокнефтепровод" было переименовано в ООО «Транснефть – Восток».

«Транснефть – Восток» в цифрах:

- протяженность участка нефтепровода ВСТО – 2700 км;
- объем резервуарного парка – 1 миллион 375 тыс. м³;

Объекты производственной инфраструктуры:

- филиалы: нефтепроводные управления «Ленское», «Иркутское», «Нерюнгринское», «Специализированное транспортное управление»;
- 15 нефтеперекачивающих станций ВСТО;

- 5 станций Иркутского РНУ («Тайшет», «Нижнеудинск», «Тулун», «Замзор», «Кимельтей»);
- пункт налива нефти «Сковородино», участок налива нефти в Мегете (Иркутская область), приемо–сдаточные пункты «Джалинда», «Олекминск»;
- базы производственного обеспечения «Братск», «Нерюнгри», центральные ремонтные службы «Братск», «Нерюнгри», «Олекминск».

Построенные инфраструктурные объекты:

- за период ведения эксплуатационной деятельности Обществом построено 22 моста через реки Иркутской области и Якутии;
- для обслуживания магистрального нефтепровода вдоль трубы построено 1500 км вдольтрассового проезда;

Задачи «Транснефть – Восток» :

- эксплуатация и техническое обслуживание объектов нефтепроводного транспорта;
- транспортировка нефти по магистральным трубопроводам;
- отгрузка нефти с трубопроводных пунктов налива;
- хранение нефти в резервуарах, хранение продуктов переработки нефти;

Деятельность по комплексному развитию сети трубопроводов, перевалочных нефтебаз, железнодорожных эстакад и других объектов нефтепроводного транспорта;

Капитальный и текущий ремонт оборудования, зданий и сооружений, в том числе объектов соцкультбыта;

Ведение ремонтных и аварийно-восстановительных работ на объектах нефтепроводного транспорта;

Монтаж оборудования и пуско-наладочные работы на объектах нефтепроводного транспорта;

Участие в решении задач научно-технического прогресса в трубопроводном транспорте, внедрение новых видов технологий, материалов высокого качества;

Проектирование, сооружение и эксплуатация, консервация и ликвидация объектов нефтепроводного транспорта и иных объектов;

Взаимодействие по вопросам транспортировки нефти с нефтедобывающими и нефтетранспортными предприятиями Российской Федерации, а также иностранных государств, в том числе на основе межправительственных соглашений;

Развитие внешнеэкономических связей общества.

2.3 Сбор утечек

На территории НПС кроме основного трубопровода проложены дополнительные трубопроводы, которые присоединены к системе промышленной канализации и системе сбора и откачки утечек.

При выводе в ремонт технологического оборудования производится дренаж в специальные погружные емкости, куда также собирается нефть из камер утечек насосных агрегатов в случае пропуска торцевых уплотнений. Такими системами сбора нефти оборудуются как промежуточные так и головные НПС.

На головных НПС нефть из погружных емкостей, с помощью погружных насосов, откачиваются в один из резервуаров резервуарного парка.

На промежуточных НПС система откачки объединяется с системой сброса ударной волны. При срабатывании систем гашения ударной волны, нефть поступает в специально отведенную для этих целей емкость.

Рассмотрим два варианта системы откачки утечек.

Система с разделенными ёмкостями.

Откачка нефти из емкости сбора утечек и дренажа погружными насосами может откачиваться по двум схемам.

- на прием центробежных насосов откачки утечек, а затем в коллектор приема НПС (участок трубопровода, имеющий меньшее давление)

- в емкость сброса ударной волны, а при максимальном уровне в этой емкости с помощью насосов откачки прием НПС.

Система с использованием общей емкости.

Откачка нефти из подземной емкости производится с помощью погружных насосов непосредственно в коллектор НПС. Количество насосов составляет три или четыре, они способны развивать давление, превышающее давление приема НПС.

Насосы работают в автоматическом режиме: включение происходит при достижении максимального уровня в емкостях, отключение при включении датчика минимального уровня. При отказе одного насоса включается резервный, для этой цели на выходе каждого насоса устанавливается реле давления. Резервный насос может включаться параллельно основному, работающему в том случае, когда в течении определенного времени понижение уровня не происходит, что говорит о том что основной насос не справляется с большим потоком нефти или произошел затор и нужно перейти в аварийный режим сбрасывания.

При максимальных, аварийных уровнях дается команда на аварийную остановку НПС, что в свою очередь приведет к дополнительному сбросу нефти в ёмкость сброса энергии ударной волны. В связи с этим нельзя допускать большего наличия нефти в этих резервуарах.

3 РАЗРАБОТКА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

Функциональная схема автоматизации является одним из главных документов проектирования, определяющих функциональность структуры и объем автоматизации технологических установок и отдельных агрегатов промышленного объекта. Данная схема представляет собой чертеж, на котором условно и схематично изображены: технологическое оборудование; средства связи; органы манипуляций и средства автоматизации (приборы, регуляторы, вычислительные устройства) с указанием связей между технологическим оборудованием и элементами автоматики, а также связей между отдельными элементами автоматики. Вспомогательные периферия, такая, как редукторы фильтры для воздуха, источники питания, соединительные коробки и другие монтажные элементы, на ФСА не показываются.

В таблице 1 показаны обозначения устройств на функциональной схеме.

Таблица 1 – Условные обозначения

Обозначение	Наименование
NS	Пусковая аппаратура
HS	Переключатель пакетный
LE	Первичный измерительный преобразователь уровня
LT	Первичный измерительный преобразователь уровня с дистанционной передачей
KM	Магнитный пускатель
SA	Переключатель между автоматическим и ручным режимами
SB	Кнопка
H	Ручное управление
HL	Светодиод

Во время работы происходит постоянный опрос дискретных датчика:

- ультразвуковых уровнемеров
- с концевых выключателей на клапанах

Измеренные и контролируемые величины:

- датчик уровня. Отслеживание уровня в емкости, при полном заполнение посылает сигнал на открытие задвижки на резервную емкость, а в случае срабатывания обоих датчиков, отправляет сигнал на открытие сбрасывающего клапана. При падение уровня до минимума, отключает насос;

- концевой выключатель на клапане. Информировать в каком положении находится клапан, в открыто или закрытом. Срабатывает при получение сигнала от ПЛК;

Функциональная схема составленная опираясь на выше сказанное будет выглядеть так, как представлено на рисунке 2.

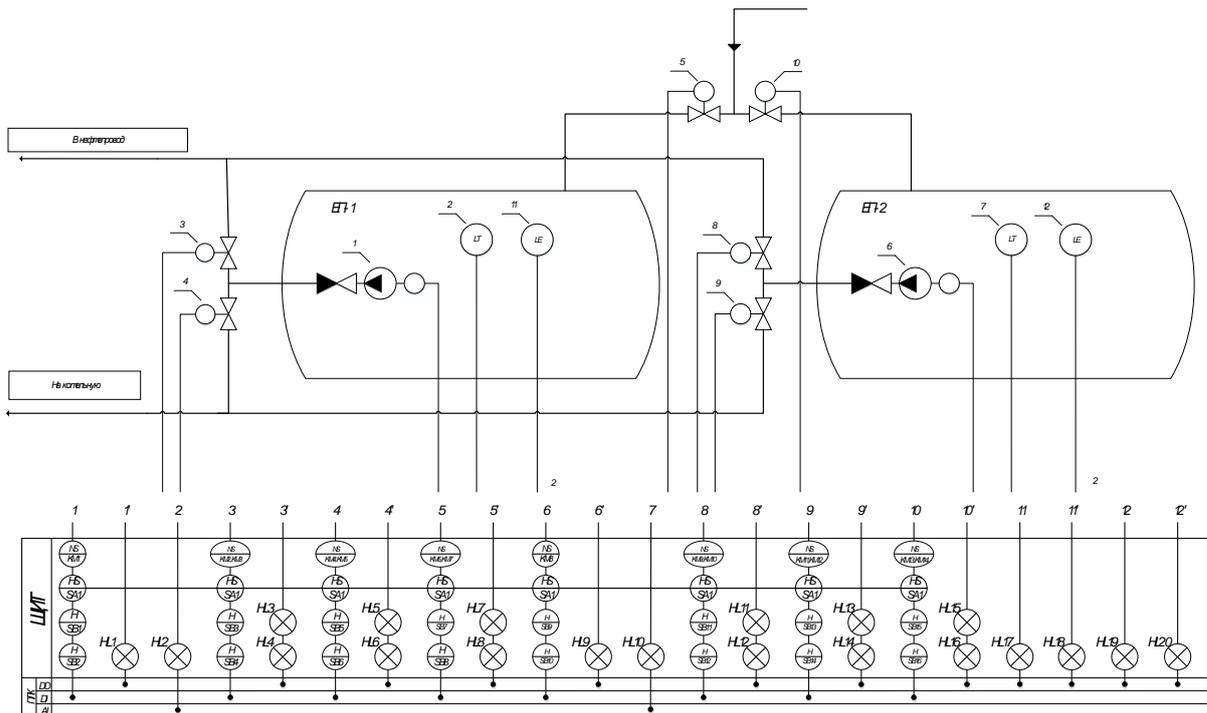


Рисунок 2 - Функциональная схема

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Опираясь на структурную схему, изображенную на рисунке 1, выберем оборудование:

4.1 Радарный уровнемер

Принцип измерения

Сигнал отражается от поверхности измеряемой среды и с задержкой t принимается приёмником. Данный принцип радарного измерения называется FMCW (непрерывное частотно-модулированное излучение). При радарном FMCW измерении используется высокочастотный сигнал, частота излучения которого при измерении линейно возрастает (так называемое качание частоты). Сигнал отражается от поверхности измеряемой среды и принимается с задержкой по времени t . Задержка рассчитывается по формуле $t=2d/c$, где d - это дистанция до поверхности продукта, а c - это скорость света в газе над поверхностью среды. На основании частоты посланных и принятых сигналов рассчитывается разница Δf , используемая при дальнейшей обработке сигнала. Разница частот прямо пропорциональна дистанции. Чем больше разница между частотами, тем больше дистанция, и наоборот. Разница частот Δf трансформируется в частотный спектр с помощью быстрого преобразования Фурье (БПФ), на основании которого затем рассчитывается дистанция. Уровень рассчитывается как разница между высотой резервуара и полученной дистанцией [2].

Rosemount 5300 - высокопроизводительный волноводный радарный уровнемер

Уровнемеры 5300 - современные двухпроводные волноводные радарные уровнемеры для решения сложных задач измерения уровня и уровня границы раздела двух жидкостей, измерения уровня шламов или сыпучих веществ. Уровнемеры 5300 оправдывают все ожидания, связанные с лучшими в своем классе радарными контрольно-измерительными приборами для технологических процессов – превосходная надежность,

самые современные функции обеспечения безопасности, простота работы с устройствами и неограниченные возможности подключения.

Технология прямого переключения портов приема и передачи сигналов (DirectSwitchTechnology) позволяет получать самые сильные сигналы в сравнении с остальными двухпроводными волноводными датчиками уровня, что повышает качество, стабильности и надежность измерений.

Функция проецирования конца зонда (ProbeEndProjection) позволяет проводить измерения сред даже с очень низким коэффициентом диэлектрической проницаемости в широком диапазоне.

Улучшенные характеристики ЭМС и интеллектуальная гальваническая развязка увеличивают безопасность.

Простое внедрение в новую или функционирующую систему управления, с возможностью выбора между аналоговым выходным сигналом 4-20 мА с наложенным цифровым сигналом по HART, выходным сигналом Modbus или FOUNDATION™ fieldbus с поддержкой сигнализации аварий PlantWeb™.

Мощный, эргономичный и простой в эксплуатации инструмент конфигурирования.

Широкий выбор типов волноводов позволяет подобрать уровнемер практически для любого применения, включая процессы с экстремально высокими температурами и давлением. для работы в сложных технологических условиях.

Надежная модульная конструкция и многопараметрический выходной сигнал Multivariable™ позволяют повысить безопасность эксплуатации при снижении затрат на монтаж и подключение.

Уровеньмер практически не чувствителен к таким свойствам среды, как высокая запыленность, пар и внутренние конструкции технологических аппаратов и резервуаров.

Соответствует стандарту безопасности SIL 2.

Особенности и преимущества

Благодаря непрерывному методу измерения, уровнемер имеет множество преимуществ. На него практически не воздействуют температура, давление и состав паровоздушной смеси и газов. Отсутствие механических подвижных частей, требующих технического обслуживания. Измерение уровня осуществляется прямым методом, и поэтому на результат измерений не оказывают влияния большинство свойств среды, включая изменения плотности и вязкости. Кроме того, уровнемеры 5300 обладают следующими преимуществами :

- высокая надежность 5300 увеличивает время безотказной работы благодаря применению технологии прямого переключения портов приема и передачи сигналов (DirectSwitchTechnology);
- функции проецирования конца зонда (ProbeEndProjection);
- интеллектуальной гальванической развязке (SmartGalvanicInterface);
- расширенным возможностям обработки эхосигналов и диагностике неисправностей;
- надежная конструкция обеспечивает высокую безопасность при эксплуатации;
- корпус электронного блока с двумя отсеками и со встроенными ребрами охлаждения может быть выполнен из алюминия или нержавеющей стали;
- съемный корпус блока электроники позволяет при необходимости заменить модуль электроники, не нарушая герметичности резервуара;
- отсутствие движущихся деталей, требующих технического обслуживания и периодической калибровки;
- простой монтаж, позволяет снизить затраты на ввод в эксплуатацию за счет;
- многопараметрического выходного сигнала Multivariable для одновременного передачи результатов измерения уровня и уровня границы раздела сред в РСУ;

- ориентированное на пользователя программное обеспечение RosemountRadarMaster с функцией Measure-and-Learn («Измерить и научить»);

- легкость доступа к клеммному блоку;
- возможность поворота корпуса в любом направлении на 360 градусов;
- единая конструкции для быстрой установки;
- возможность использовать существующие отверстия в резервуаре и кабели;

Применение

Уровнемеры 5300 подходят для всех отраслей перерабатывающей промышленности, включая добычу нефти и газа, нефтепереработку, нефтехимическую и химическую промышленность, энергетику и комплексы по водоочистке. Уровнемер 5300 предоставляет преимущества радарных измерений для широкого спектра применений в перечисленных отраслях. Волноводная технология измерения уровня и инновационные инженерные разработки позволили создать уровнемер 5300 универсальным для большинства применений и с минимальными ограничениями для использования.

Преимущества при измерении в подземных резервуарах

Волноводные уровнемеры отлично работают при установке на высокие и узкие патрубки, а также при наличии близко расположенных объектов. Это делает уровнемеры 5300 идеальными для измерения уровня в подземных резервуарах с ограниченным пространством для установки. Технические характеристики представлены в таблице 2

Таблица 2 -Технические характеристики

Наименование	Характеристики
1	2
Модель	5301 – для измерения уровня и уровня границы раздела двух сред

Продолжение таблицы 2

1	2
Диапазон измерений	до 50 м
Диэлектрическая проницаемость	Минимум 1,2 для коаксиальных волноводов или однопроводных, установленных в байпасной трубе, от 1,4 для остальных волноводов.
Принцип измерения	Рефлектометрия с временным разрешением (TimeDomainReflectometry – TDR)
Погрешность измерений	± 3 мм или ± 0,03% диапазона измерений, в зависимости от того, что больше
Воспроизводимость	±1 мм
Выходной сигнал	4-20 мА с наложенным цифровым сигналом по протоколу HART® FOUNDATION® Fieldbus Modbus
Температура процесса	до 400 °С
Минимальная температура	от - 196°С
Давление процесса	4-20 мА с наложением цифрового сигнала по протоколу HART®, и FOUNDATION™ Fieldbus
Сертификация взрывозащиты	Искробезопасность (IS) или Взрывозащита/Пожаробезопасность (ATEX, CSA, IECEx, FM, ...)
Дисплей	5-разрядный встроенный индикатор (доп. опция)
Выходные переменные	Уровень, расстояние до поверхности, уровень границы раздела сред, расстояние до поверхности раздела сред, объем, температура электроники, аналоговый выходной ток и процент диапазона
Материал корпуса	Корпус с двумя отсеками из алюминиевого сплава с полиуретановым покрытием или нержавеющей стали.
Степень защиты от внешних воздействий	Тип 4X, IP66, IP67
Функциональные возможности Fieldbus	Устройство-задатчик связей (резервирование АПС), сигнализация PlantWeb, методы
Инструменты конфигурирования	ПО RosemountRadarMaster, полевой коммуникатор модели 475, ПО AMS Suite: IntelligentDeviceManager, DeltaV или любые другие совместимые хост-системы

4.2 Насос полупогружной

Назначение

На рисунке 3 представлен насос одновинтовой типа Н1В, предназначенный для откачки утечек товарной нефти из дренажных ёмкостей в магистральный трубопровод. При согласовании с предприятием–

изготовителем возможно применение электронасосов для откачки других жидкостей [3].



Рисунок 3 - Насос Н1В

Конструкция

Электронасосы состоят из насоса одновинтового вертикального исполнения, электропривода (электродвигателя или мотор-редуктора) и люка для монтажа на люке-лазе резервуара.

По принципу действия одновинтовые насосы являются объемными насосами, в которых жидкость перемещается путем периодического изменения объема занимаемой ею камеры, попеременно сообщается с входом и выходом.

Одновинтовой насос разделяют на проточную и приводную части. В проточную часть входят обойма, винт, рукав высокого давления и корпус. Приводная часть состоит из кронштейна, приводного вала, натяжного вала, эксцентриковой муфты и уплотнений торцового и щелевого.

Обойма состоит из гильзы и привулканизированной к ней профильной резиновой части.

Корпус представляет собой сварную конструкцию из трубы и фланцев для соединения с корпусом уплотнения и опорой, а также имеется штуцер для подсоединения рукава высокого давления.

Приводной вал вращается в двух радиальных и одном упорном подшипниках, осевой зазор в которых регулируется втулкой затянутой крышкой. Подшипники установлены в кронштейне. На приводном валу установлены торцовое и щелевое уплотнения. Приводной вал и винт соединены между собой эксцентриковой муфтой обеспечивающей планетарное вращение винта.

Направление вращения винта должно быть по часовой стрелке, если смотреть со стороны электропривода.

Уплотнение вала – торцовое уплотнение с дополнительным щелевым уплотнением.

Присоединительные размеры нагнетательного фланца DN 50 мм соответствуют ГОСТ 12815-80 исполнение 5. Присоединительные и габаритные размеры люка электронасосов соответствуют присоединительным и габаритным размерам люка-лаза DN800 (размеры в скобках для люка DN700) емкости типа ЕП или ЕПП. По согласованию с заказчиком присоединительные размеры люка могут быть изменены.

Электронасосы оборудованы предохранительным и обратным клапанами размещенными в одном корпусе и установленными на люке.

Применение

Нефтепроводы - для откачки товарной нефти из дренажных емкостей в магистральный трубопровод

Предприятия нефтепереработки - для перекачки нефтепродуктов из емкостей в магистральные трубопроводы

Другие отрасли промышленности, где имеется инфраструктура «ЕМКОСТЬ и ТРУБОПРОВОД» и требуется перекачка нефтепродуктов.

Особенности и преимущества.

Простая конструкция, не требует частого и длительного обслуживания.

Равномерная транспортировка без вибрации, вследствие чего не требуется использование гасителя пульсации или компенсаторов в трубопроводах

Обеспечение высокого давления на выходе из насоса для закачивания утечек оборудования магистральных трубопроводов обратно в трубопровод, не требуется установки дополнительного оборудования;

Климатическое исполнение УХЛ1, позволяет установку насосов на открытом воздухе при температуре до минус 60 °С, не требует установки обогреваемых боксов;

Отсутствуют утечки перекачиваемой жидкости в окружающую среду, отпадает необходимость в оборудовании сбора утечек. Технические характеристики представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Технические характеристики

Показатели	Значения
Серия	<u>Н1В нефтяные</u>
Подача, м ³ /ч, не менее	9
Частота вращения, об/мин	1000
Частота вращения, с ⁻¹	16,7
Давление на выходе из насоса, МПа, не более	6,3
КПД, %	50
Напряжения сети, В	380/660
Частота тока, Гц	50
Вид тока	переменный
Мощность двигателя, кВт	30

УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ

Например

Н1В 14/80-9/100 УХЛ 1 ТУ 3632-154-05747979-2006, где:

Н1В – насос одновинтовой;

14 - подача насоса в литрах на 100 оборотов;

80 - давление насоса в кгс/см²;

9 - подача насоса в агрегате в м³/ч;

100 – максимальное рабочее давление на выходе из насоса в кгс/см²;

УХЛ - климатическое исполнение;

1 - категория размещения электронасоса при эксплуатации.

Таблица 4 - Перекачиваемая жидкость

Род среды	Показатель среды	Значение показателя среды
1	2	3
Товарная нефть	Плотность при 15°С, кг/м ³	800 ... 900
	Вязкость кинематическая, м ² /с (мм ² /с)	5x10 ⁻⁶ ... 100x10 ⁻⁶ (5...100)
	Температура перекачиваемой жидкости, К (°С)	258...323 (-15...+50)
	Давление насыщенных паров, не более, кПа	66,7
	Содержание примесей по объёму, %:	
	- массовая доля серы, не более	3,5
- массовая доля парафина, не более	7,0	
- массовая доля механических примесей, не более	0,06	
- массовая доля воды, %, не более	5	
- содержание сероводорода, ppm, не более	100	
- максимальный линейный размер твердых частиц, мм	5,0	
- концентрация хлористых солей 0.5	900	

4.3 Датчик уровня поплавковый

Назначение

Поплавковые датчики уровня ОВЕН ПДУ - устройства, для сигнализации уровня жидкостей(рисунок 4). ОВЕН ПДУ применяются в составе систем контроля и регулирования жидкости (воды, растворов, светлых нефтепродуктов и иных жидких сред, в том числе и агрессивных, за исключением коррозионно-активных к материалу датчика) в различных емкостях. ОВЕН ПДУ применяются для измерения как текущего, так и предельного (максимального или минимального) уровня жидкости. Поплавковые датчики уровня имеют общепромышленные и взрывозащищенные исполнения [4].



Рисунок 4 – Поплавковый датчик уровня

Поплавковые датчики уровня ОВЕН устойчивы к пене и пузырькам и могут работать с вязкими жидкостями.

Для контроля уровня невязких жидкостей выпускаются датчики уровня с цилиндрическим поплавком ПДУ-1, ПДУ-2, для контроля уровня вязких жидкостей – с шарообразным поплавком ПДУ-3. По способу монтажа различают датчики с горизонтальным и вертикальным монтажом.

Компания ОВЕН производит одноуровневые и двухуровневые поплавковые датчики.

Для подключения к АСУ ТП датчики ОВЕН ПДУ могут быть снабжены силиконовым кабелем AWG24 любой длины или проводом НВ 0,35.

Особенности конструкции и монтажа датчиков уровня ОВЕН ПДУ.

Датчик уровня имеет поплавок,двигающийся по вертикальному штоку. Внутри поплавок находится постоянный магнит, а в штоке, представляющем собой полую трубку, находится геркон. Герконовый контакт срабатывает при приближении магнита. Если установка датчика сверху емкости невозможна, то поплавковый датчик уровня можно вмонтировать в стенку емкости или в дно (рис. 5).

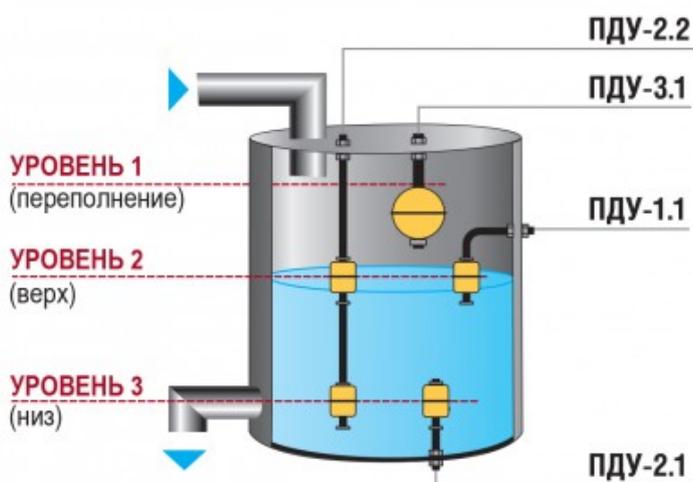


Рисунок 5 –Варианты крепления датчика уровня: горизонтальное (ПДУ-1.1) и вертикальное (ПДУ-2.1, ПДУ-3.1).

Датчики ОВЕН ПДУ производятся с нормально-разомкнутым и нормально-замкнутым контактом. Варианты исполнения контактов ОВЕН ПДУ показаны на рисунке 6.



Рисунок 6 – Повышение уровня жидкости в резервуаре приводит к перемещению поплавка вверх и замыканию/размыканию контакта датчика уровня.

Применение датчиков уровня ОВЕН ПДУ

Датчики ОВЕН ПДУ могут работать при температурах до +105 °С в химически агрессивных средах. Материал датчика – нержавеющая сталь (12Х18Н10Т).

ОВЕН ПДУ используются для контроля уровня сточных вод, химически агрессивных жидкостей или пищевых продуктов, в том числе вязких жидкостей. Поплавковые датчики могут применяться для контроля уровня жидкости в транспортных средствах, например, для контроля объема топлива в тяжелой технике: грузовиках, экскаваторах, тепловозах. Здесь датчики уровня работают в условиях сильной вибрации и волнения на поверхности жидкости. Для устранения влияния этих факторов поплавковый датчик помещают в специальную демпферную трубу, диаметром чуть больше, чем диаметр поплавка.

Следует помнить, что датчики уровня поплавкового типа не подходят для измерения липких и засыхающих жидкостей, жидкостей с механическими включениями, а также в случае замерзания жидкости.

Таблица 5 - Технические характеристики

Наименование параметра	Значение		
1	2		
	ПДУ-1.X	ПДУ-1.X	ПДУ-1.X
Электрические параметры			
Количество сигнализируемых уровней	1 или 2		
Максимальная коммутируемая мощность, Вт	10	30	
Максимальный коммутируемый ток, А	0,5	2	
Максимальное коммутируемое напряжение, В	180	300	
Количество срабатываний при напряжении коммутации постоянного тока 24 В и токе 0,25 А	1x10 ⁶		
Конструктивные параметры			
Расположение оси крепежного отверстия датчика в резервуаре	Горизонтальное	Вертикальное	

1	2	
Максимальная длина штока до нижнего уровня, мм	2500	3000
Состояние контактов датчика в нижнем положении поплавка	Нормально-разомкнутое Нормально-замкнутое	
Плотность измеряемой среды, г/см ³	0,70	0,66
Температура контролируемой среды, °С	-40...+105	
Давление контролируемой среды, МПа	1,6	4
Материал рабочей части датчика	Сталь 12Х18Н10Т или AISI 316L	
Степень защиты по ГОСТ 14254	IP68	
Длина кабельного вывода, м, не менее	0,2	

4.4 Трубы

Труба 159х6 электросварная ГОСТ 10704-91, 10705-80.

Изготавливается из конструкционной стали Ст3Гпс – углеродистой, обыкновенного качества, по ГОСТу 27772-88 качественные характеристики отвечают стали С285 и С255 (рисунок 7). Трубы предназначены для транспортировки газов и жидкостей, могут использоваться для несущих одиночных или групповых элементов инженерных сварных конструкций, воспринимающих переменные нагрузки. Оптимальная температура использования -20°С +425°С. Предел прочности (кратковременной)- 490 МПа, предел текучести – 245 МПа, процентное относительное удлинение до начала разрушительных процессов 23÷26%. В некоторых случаях по дополнительному требованию покупателя сталь может термически обрабатываться для повышения ее физических свойств [5].

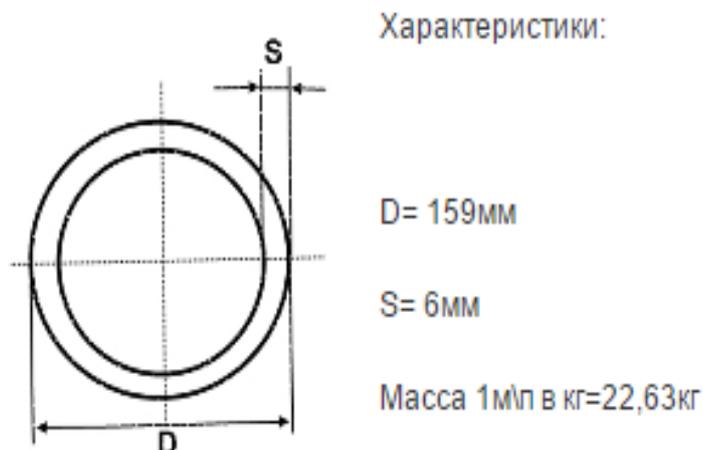


Рисунок 7 - Труба

4.5. Обратный клапан

Предназначены для пропуска рабочей жидкости в заданном направлении (по стрелке, изображенной на корпусе) и «запираания» гидросистемы при обратном потоке рабочей среды [6].

1. Рабочая среда АМГ-10
2. Номинальное давление рабочей среды, МПа, (кгс/см²) 25,5 (255)
3. Сопротивление обратного клапана при максимальной пропускной способности, МПа (кгс/см²), не более 0,1
4. Давление открытия клапана, кгс/см² 0,05 ±0,03 (0,5 ±0,3)
5. Диапазон температур, °С:
 - окружающей среды - 60 ... + 100
 - рабочей среды - 60 ... + 150

Таблица 6 – Характеристики обратного клапана

Обозначение Клапана	Максимальная пропускная способность, л/мин	Масса, кг	L, мм	d, мм	M, мм
ОК 16А	140	0,490	127	16	27x1. 5

4.6 Ёмкость подземная

Ёмкость подземная дренажная с подогревателем предназначена для слива и хранения остатков, светлых и темных нефтепродуктов, нефти, масел, конденсата, в том числе в смеси с водой из технологических сетей (трубопроводов) и аппаратов на время ремонта установок на предприятиях нефтеперерабатывающей, нефтехимической и газовой отраслей промышленности [7].

Описание конструкции

Ёмкость состоит из цилиндрической оболочки, закрытой с обеих сторон коническим дном. Сверху находятся два люка и трубопровод замерного устройства. Люк-лаз предназначен для осмотра внутреннего оборудования и поверхности емкости при ТО и ремонтах. На фланец люка-

лаза устанавливается погружной насос во взрывозащищенном корпусе. Для слива дренажной жидкости из емкости в зимний период предусмотрен подогреватель, выполненный в виде спирали из труб. Для удобства обслуживания внутри емкости установлена металлическая лестница, а на люке-лазе предусмотрены ступени. Внутри емкости, с правой стороны, для сглаживания колебаний жидкости при замерах установлен отбойник.

Таблица 7 - Технические характеристики

Наименование параметра	Значение					
1	2					
Объем номинальный, V, м ³	8,0	12,5	16	20	25	40
Объем рабочий максимальный, V, м ³	6,9	10,7	13,4	17,8	23,5	35,2
Диаметр внутренний, Дв, мм	2000			2400		
Длина, Ц, мм	2866	4292	5296	4842	6142	9142
Характеристика рабочей среды: -температура откачиваемой среды, К (°С) -вязкость среды, СП, не более -объемная плотность среды, кг/м ³ , не более	от 273 (0) до 353 (+80) 10 1000					
Агрегат электронасосный НВ-Е50/50-3,0(3,5)-В-55:						
тип электродвигателя	ВМ160М4					
мощность электродвигателя, кВт	18,5					
частота вращения, об/мин	1450					
подача, м ³ /ч	50					
напор, м	50					
давление на входе, МПа (кгс/см ²), не более	0,1 (1)					
глубина погружения агрегата, мм	3000					

4.7 Задвижка шиберная

Шиберная задвижка с электроприводом AUMA предназначены для применения в различных отраслях промышленности и служат для полного перекрытия потока среды. Данная задвижка представлена на рисунке 8 [8].

Шиберная задвижка относится к классу параллельных задвижек. Ее запирающий элемент выполнен в форме шибер-пластины, перемещающейся перпендикулярно потоку рабочей среды.

Задвижки такого типа используются в таких конструктивных узлах, где поток среды - односторонний, а высокий класс герметичности запорного органа не обязателен.

Шиберные задвижки обладают жесткой конструкцией затвора. Эта особенность позволяет использовать их в тех комплексах, где создается большое рабочее давление, и высокая температура рабочей среды.

Также применяется в качестве запорного устройства для установки в устьевую фонтанную арматуру или трубопровод.

Шибер обычно изготавливается из толстой пластины и имеет отверстие для прохода транспортируемой среды. В шиберных задвижках уплотнение по шиберу осуществляется за счет подвижных подпружиненных седел, которые прижимаются к шиберу за счет пружин, расположенных между корпусом и седлами.



Рисунок 8 – Шиберная задвижка

Область применения шиберных задвижек

Шиберные задвижки широко распространены и используются в различных отраслях промышленности, таких как:

- вода, водоподготовка;
- сточные воды;
- различные отрасли промышленности (химическая, пищевая, строительная);
- неочищенная вода;
- шлам с грубыми загрязнениями,
- вода с содержанием котельного камня, накипи, примесями угля;
- вязкие пастообразные среды;
- гранулят;
- вода с химическими загрязнениями;

Схема устройства шиберной задвижки

На рисунке 9 представлена схема устройства задвижки ORBINOX TL с электроприводом

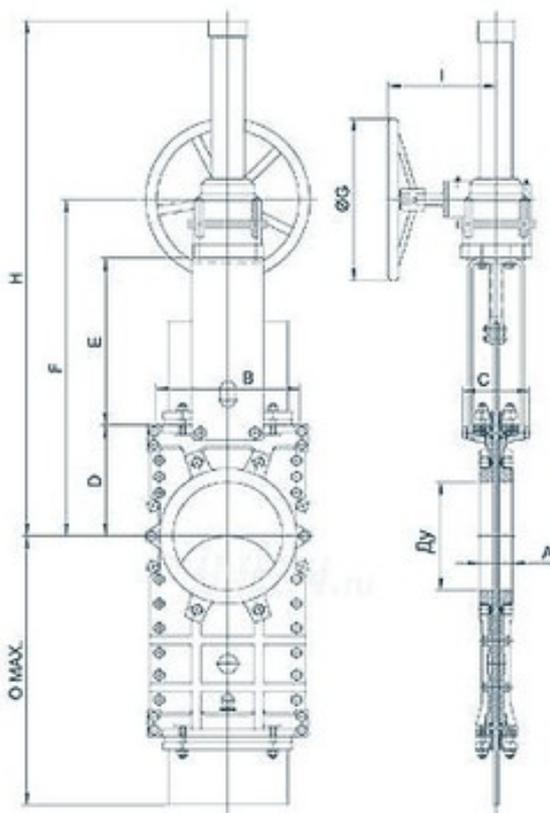


Рисунок 9 – Схема устройства задвижки

Механизм затвора с электроприводом состоит из:

1. Электропривод
2. Выдвижной шток
3. Бугель с посадочным местом под электропривод (в соответствии с DIN 3338)
4. Стандартный электродвигатель комплектуется:
5. Штурвалом для возможности ручного управления
6. Концевыми выключателями (открыто/закрыто)
7. Моментным выключателем
8. Дополнительно: возможна комплектация электроприводом затвора с невыдвижным штоком.

4.8 ПЛК

По функциональной схеме видно, что нам необходимо минимум 20 дискретных входов DI и, минимум 14 дискретных выходов DO. По данным параметрам нам подходит ПЛК160, фирмы ОВЕН изображенный на рисунке 11.



Рисунок 11 – ПЛК160

Программируемые логические контроллеры ОВЕН ПЛК160 выполнены в полном соответствии со стандартом ГОСТ Р 51840-2001 (IEC 61131-2), что даёт высокую аппаратную надежность[10].

В контроллере изначально вложена мощная вычислительная система и ресурсы при отсутствии операционной системы:

- RISC архитектура процессора ARM9, с частотой 180МГц компании Atmel;

- оперативная память – 8МБ;
- большой объем постоянной памяти – Flash память, 4МБ;
- объем энергонезависимой памяти, для хранения значений переменных – до 16КБ;
- цикл проходит за 1мс при 50 логических операциях, при отсутствии сетевого обмена.

Данная модель имеет: 16 дискретных входов, 12 дискретных выходов, 8 аналоговых входов, 4 аналоговых выходов. Все дискретные входы контроллера измеряют сигнал 24В.

Исходя из технических характеристик мы обнаружили, что нам не хватает портов ввода/вывода. Поэтому подсоединим модуль дискретного ввода/вывода (МДВВ) изображенный на рисунке 12.



Рисунок 12 – МДВВ

Программирование контроллеров осуществляется в профессиональной, распространенной среде CoDeSys v.2.3.x, максимально соответствующей стандарту МЭК 61131:

- поддержка 5 языков программирования, для специалистов любой отрасли;
- мощное средство разработки и отладки комплексных проектов автоматизации на базе контроллеров;
- количество логических операций ограничивается только количеством свободной памяти контроллера;
- практически неограниченное количество используемых в проекте счетчиков, триггеров, генераторов.

6 СОЗДАНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ СХЕМЫ

Принципиальная электрическая схема - графическое изображение (модель), служащее для передачи с помощью условных графических и буквенно-цифровых обозначений (пиктограмм) связей между элементами электрического устройства.

6.1 Подключение к сети двигателей

Защита всех цепей осуществляется автоматическим выключателем SF1.

Электропривод задвижек 3,4,5,8,9,10 – реверсивные. Подача питания на двигатель осуществляется двумя магнитными пускателями KM.

Реверсивные приводы M3, M4, M5, M8, M9, M10 снабжены концевыми выключателями SQ, срабатывающими в положениях «закрыто» и «открыто» соответственно. Линия снабжена сигнальными светодиодами HL (открыто/закрыто). Схема подключения задвижки 3 изображена на рисунке 14, остальные подключаются аналогично.

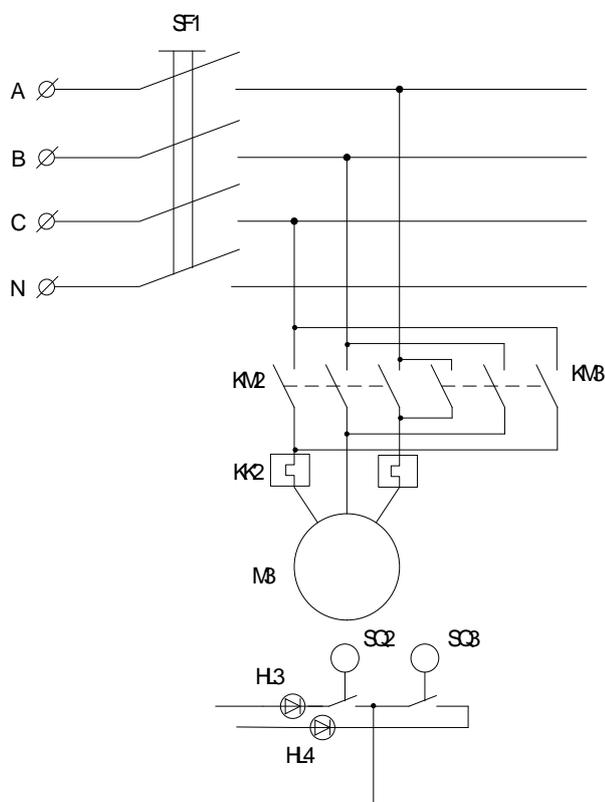


Рисунок 14 – Схема подключения задвижки 1

Насосы 1 и 6 запускаются нереверсивными асинхронными электроприводами. Подача напряжения питания на двигатели производится магнитными пускателями КМ. Защита выполняется с помощью давления. Схема подключения насосов 1 и 6 изображена на рисунке 15.

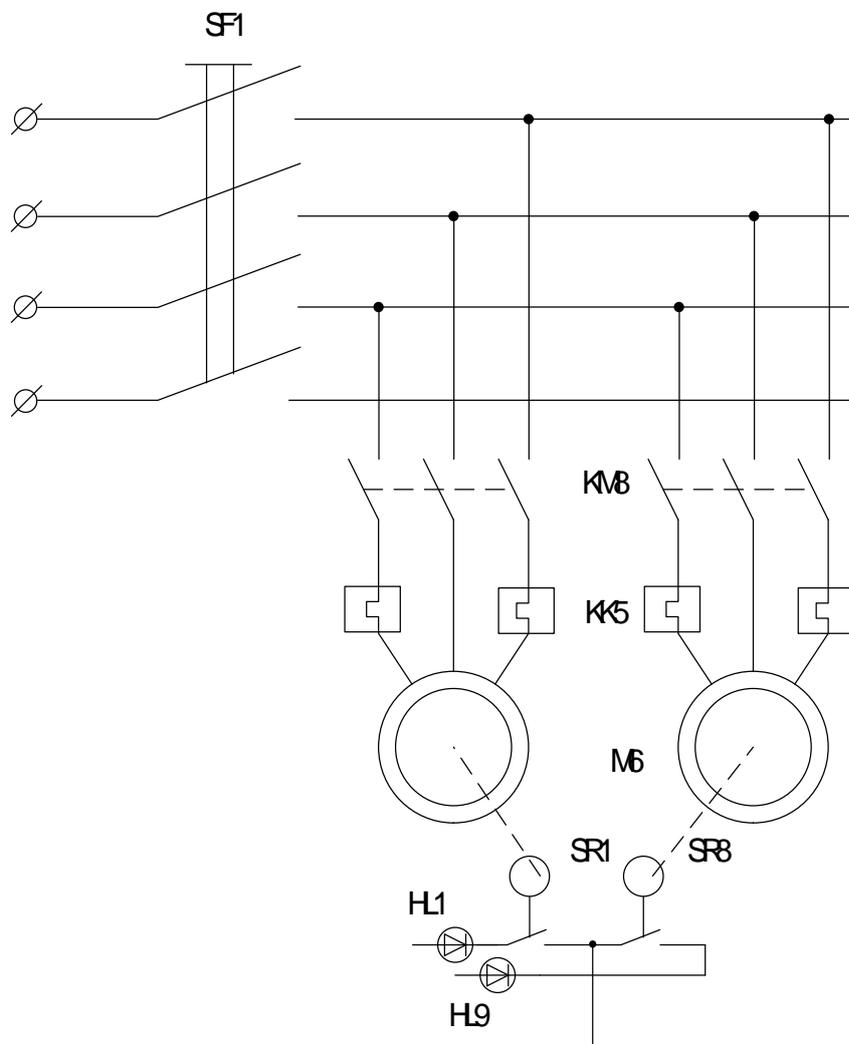


Рисунок 15 – Схема подключения насосов 1 и 6

Каждая линия подключения двигателя оснащена сигнализаторами (светодиодами) работы HL. Если двигатель находится в рабочем состоянии, то светодиод светится и наоборот.

6.2 Схема управления пускателями

Автоматический выключатель SF2 защищает цепи управления.

Переключатель SA1 – предназначен для выбора режима управления (ручн. – авт.).

Пуск насосов 1 и 6 производится кнопками SB2 и SB10.

Команды на закрытие и открытие задвижки 3 - кнопками SB3 и SB4 (рисунок 16), остальные задвижки работают по тому же принципу. Все пусковые кнопки шунтируются контактами пускателей. Кнопки SB1 и SB9 останавливают нереверсивные двигатели. Задвижка останавливается в крайних положениях концевыми выключателями SQ.

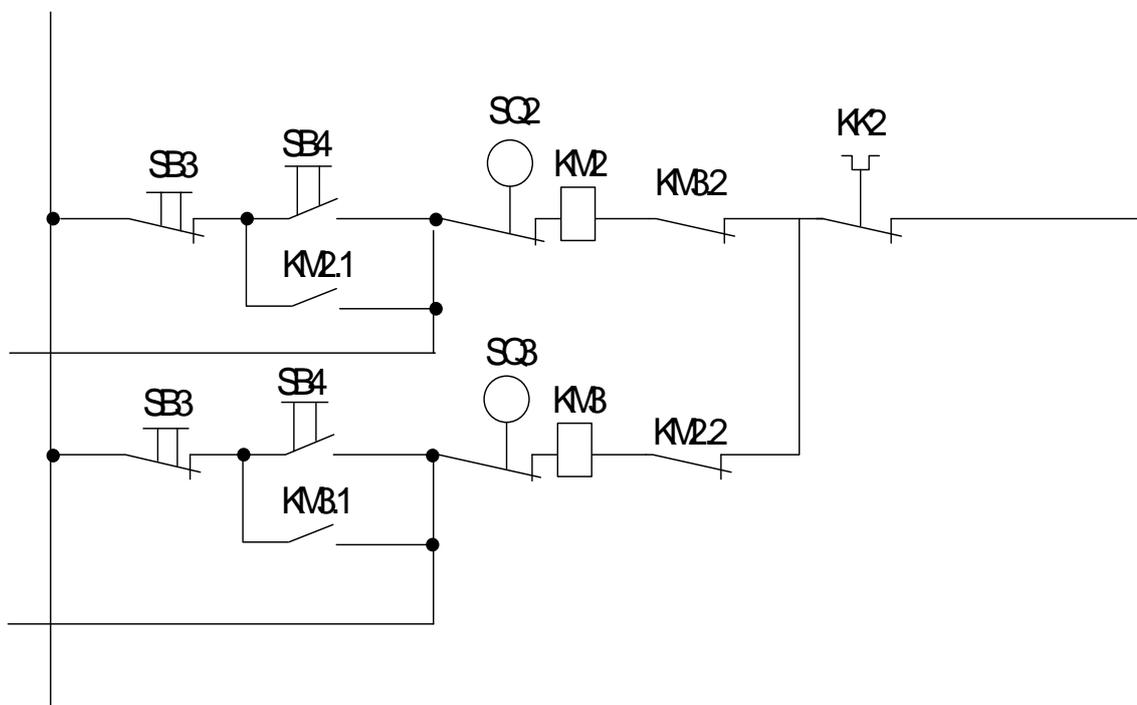


Рисунок 16 – Схема подключения кнопок управления задвижкой

Для пускателей КМ предусмотрена взаимная блокировка для предотвращения одновременного срабатывания.

Контроллер управляет пускателями через свои дискретные выходы релейного типа. Выходы сгруппированы. В автоматическом режиме управления напряжение фазы подается на общий группы. Контроллер имеет встроенный источник питания для питания дискретных входов. Его схема подключения изображена на рисунке 17.

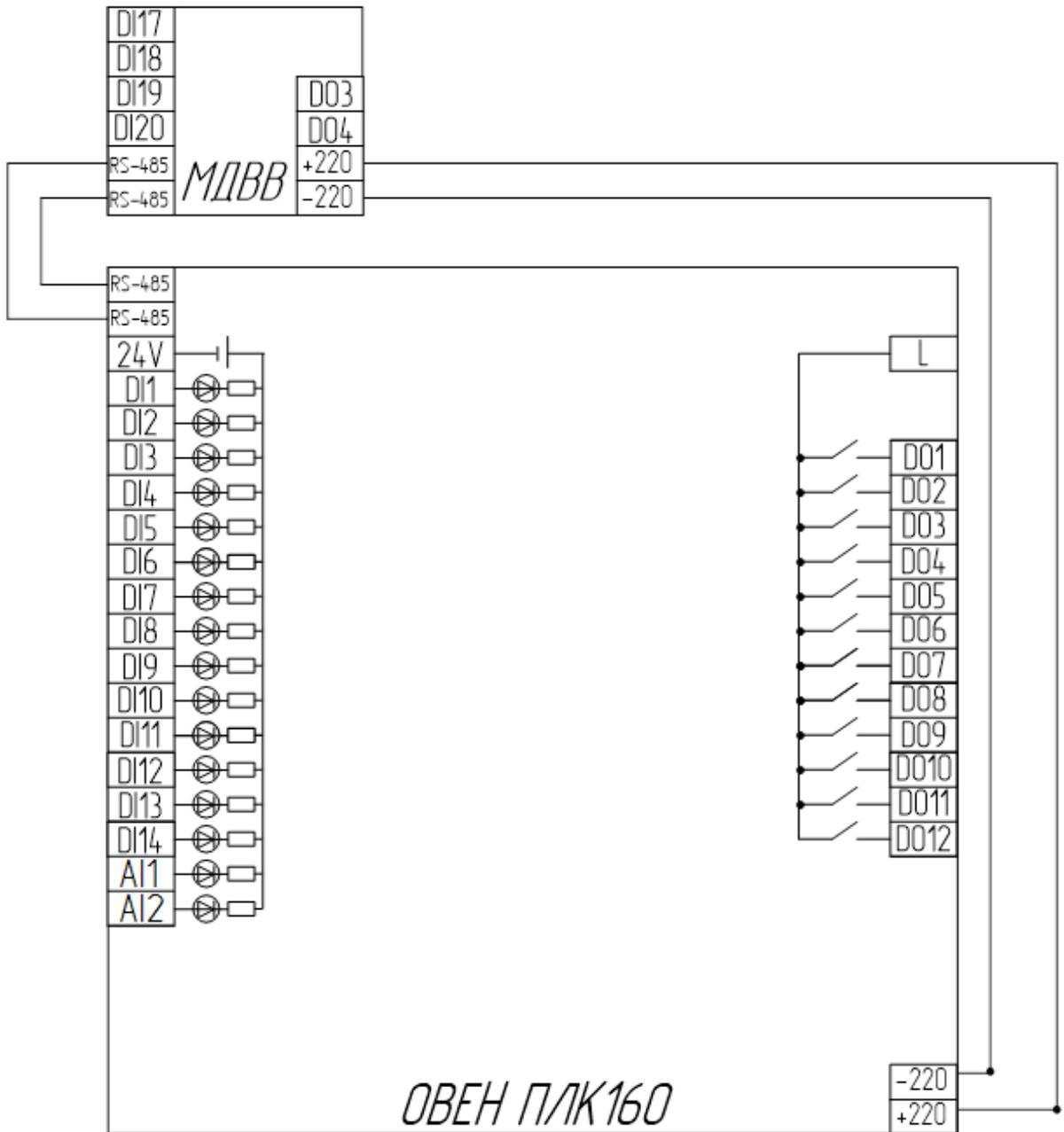


Рисунок 17 – Схема подключения ПЛК160 ОВЕН

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном проекте разрабатывается автоматическая система откачки утечек на НПС-21 в г. Сквородино. Объектом манипуляция будут являться две подземные ёмкости с несколькими насосами, которые будут перегонять нефтепродукты, и задвижки, с помощью которых будет выбираться направление потока (в нефтепровод или на котельную). Вся система будет управляться автоматически с помощью ПЛК, так же будет пульт управления всем процессом в ручном режиме. В ходе проекта будет создан алгоритм протекания процесса, созданы принципиальная, структурная и функциональная схемы, выбрано необходимое оборудование.

7.1 Безопасность

Одним из самых важных аспектов данной системы является правильное заземление, т.к. нефтяные продукты легко воспламеняющиеся и любая искра из-за перегрузки сети может вызвать взрыв.

На взрывоопасные зоны любого класса в помещениях и на наружные взрывоопасные установки распространяются приведенные в ПУЭ 1.7.38 требования о допустимости применения в электроустановках до 1 кВ глухозаземленной или изолированной нейтрали. При изолированной нейтрали должен быть обеспечен автоматический контроль изоляции сети с действием на сигнал и контроль исправности пробивного предохранителя.

Нулевые защитные проводники во всех звеньях сети должны быть проложены в общих оболочках, трубах, коробах, пучках с фазными проводниками.

Проходы специально проложенных нулевых защитных (заземляющих) проводников через стены помещений со взрывоопасными зонами должны производиться в отрезках труб или в проемах. Отверстия труб и проемов должны быть уплотнены негорючими материалами. Соединение нулевых защитных (заземляющих) проводников в местах проходов не допускается.

Перейдём к выбору оборудования для системы откачки утечек. Всё электрооборудование должно быть взрывозащищенным и искробезопасным.

Электрооборудование, с искрящими частями при нормальной работе, необходимо по возможности изолировать за пределы взрывоопасных зон, если это не вызывает серьёзных затруднений при эксплуатации и не сопряжено с неоправданными рисками. Если же это не возможно, необходимо расположит электрооборудование в месте удовлетворяющим требованиям настоящей главы.

Так как резервуары находятся под землей, то оборудование должно быть защищено соответственно от воздействия химически активной среды, сырости и пыли при эксплуатации в химически активных, влажных или пыльных средах.

Взрывозащищенное электрооборудование, используется в наружных установках, должно быть пригодно также и для работы на открытом воздухе или иметь устройство для защиты от атмосферных воздействий (дождя, снега, солнечного излучения и т.п.).

Погружные насосы должны соответствовать требованиям, представленными ниже.

Электрические машины с защитой вида «е» устанавливаются только на механизмах, где будет отсутствовать вероятность подвергаться перегрузкам, частым пускам и реверсам. Эти машины должны иметь защиту от перегрузок с временем срабатывания не более времени t_e - время, в течение которого электрические машины нагреваются пусковым током от температуры, обусловленной длительной работой при номинальной нагрузке, до предельной температуры.

Электрические машины и аппараты с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» в средах со взрывоопасными смесями категории IIС необходимо устанавливать так, чтобы взрывонепроницаемые фланцевые зазоры не примыкали вплотную к какой - либо поверхности, а находились от нее на расстоянии не менее 50 мм.

Взрывозащищенное электрооборудование, выполненное для работы во взрывоопасной смеси горючих газов или паров ЛВЖ с воздухом, должно сохранять свои свойства, даже находясь в среде с взрывоопасной смесью, отнесенной согласно нормативным документам к менее опасным категориям и группам.

ГОСТ 22782.4-78* и инструкции по монтажу и эксплуатации на конкретную электрическую машину или аппарат. Кроме того, должны быть выполнены следующие требования:

- выбор электрооборудования для работы во взрывоопасных зонах должен производиться по таблице на рисунке 18;
- в случае необходимости допускается аргументированная замена электрооборудования, указанного в таблицах, на электрооборудование с более высоким уровнем взрывозащиты и более высокой степенью защитной оболочки. Допустим, вместо электрооборудования уровня «взрывобезопасное» или «особовзрывобезопасное».

Класс взрывоопасной зоны	Уровень взрывозащиты или степень защиты
В-I	Взрывобезопасное
В-Ia, В-Iг	Повышенной надежности против взрыва
В-Иб	Без средств взрывозащиты. Оболочка со степенью защиты не менее IP44. Искрящие части машины (например, контактные кольца) должны быть заключены в оболочку также со степенью защиты не менее IP44
В-II	Взрывобезопасное (при соблюдении требований 7.3.63)
В-IIa	Без средств взрывозащиты (при соблюдении требований 7.3.63). Оболочка со степенью защиты IP54*. Искрящие части машины (например, контактные кольца) должны быть заключены в оболочку также со степенью защиты IP54*.

Рисунок 18 - Допустимый уровень взрывозащиты или степень защиты оболочки электрических машин (стационарных и передвижных) в зависимости от класса взрывоопасной зоны

Электрические машины с классом напряжения до 10 кВ могут применяться во взрывоопасных зонах при условии, что уровень их взрывозащиты или степень защиты оболочки по ГОСТ 17494-87 соответствует рисунку 18 или являются более высокими. Если машины состоят из частей с разным уровнем взрывозащиты, то минимальный должны быть не ниже указанных в таблице на рисунке 18.

Любые электрические аппараты и приборы могут применяться в взрывоопасных зонах при условии, что уровень их степень защиты оболочки по ГОСТ 14255-69 соответствует таблице на рис. 19 или являются более высокими.

Во взрывоопасных зонах любого класса электрические соединители могут применяться при условии, если они удовлетворяют требованиям (рис. 19) для аппаратов, искрящихся при нормальной работе.

Запрещается устанавливать предохранители и выключатели осветительных цепей в взрывоопасных зонах.

Класс взрывоопасной зоны	Уровень взрывозащиты или степень защиты
<i>Стационарные установки</i>	
B-I	Взрывобезопасное, особовзрывобезопасное
B-Ia, B-Iг	Повышенной надежности против взрыва - для аппаратов и приборов, искрящихся или подверженных нагреву выше 80 °С. Без средств - взрывозащиты - для аппаратов и приборов, не искрящихся и не подверженных нагреву выше 80 °С. Оболочка со степенью защиты не менее IP54*
B-Iб	Без средств взрывозащиты. Оболочка со степенью защиты не менее IP44*
B-II	Взрывобезопасное (при соблюдении требований 7.3.63), особовзрывобезопасное
B-IIa	Без средств взрывозащиты(при соблюдении требований 7.3.63). Оболочка со степенью защиты не менее IP54*
<i>Установки передвижные или являющиеся частью передвижных и ручные переносные</i>	
B-I, B-Ia	Взрывобезопасное, особовзрывобезопасное
B-Iб, B-Iг	Повышенной надежности против взрыва
B-II	Взрывобезопасное (при соблюдении требований 7.3.63), особовзрывобезопасное
B-IIa	Без средств взрывозащиты (при соблюдении требований 7.3.63). Оболочка со степенью защиты не менее IP54*

Рисунок 19 - Допустимый уровень взрывозащиты или степень защиты оболочки электрических аппаратов и приборов в зависимости от класса взрывоопасной зоны

7.2 Экологичность

Основной задачей данной системы является улучшение экологичности на производственном процессе. В случае аварии нефтяные утечки причиняют огромный ущерб окружающей среде и наша система является решением этой проблемы. Вся система представляет собой систему каналов и труб которые отходят от резервуаров, насосов, диагенов, соединительных узлов и муфт, и подходят в подземную емкость. В случае возникновения утечек, нефтепродукты собираются в подземную ёмкость и дальше перекачиваются на котельную. Так же в системе для предотвращения разлива и переполнения стоит сигнализация уровня и при возникновении какой либо проблемы прописан алгоритм, который можно рассмотреть в Приложении Е, аварийного сброса утечек в нефтепровод. Вся система устанавливается в соответствии с требованиями ТПР-35.240.50-КТН-164-13 и выполняет нормативные требования по экологии.

Хранение и переработка нефтяных продуктов может привести к ряду экологических проблем. Каких именно и пути решения этих проблем мы рассмотрим ниже.

Загрязнение атмосферы.

Серьёзные проблемы появляются при возникновении ситуации, когда взаимодействие летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество серьезно пострадавших может составлять тысячи человек.

Загрязнение вод.

Наиболее яркими и общеизвестными случаями печальных последствий воздействия нефти и нефтепродуктов на окружающую природную среду, является загрязнение вод. Нефть, разлитая на море, представляет собой, куда большую опасность, чем нефть, разлитая на суше. Нефть влияет на структуру экосистемы животных организмов. При нефтяном загрязнении изменяется соотношение видов и уменьшается их разнообразие. Хорошо развиваются

микроорганизмы, питающиеся нефтяными углеводородами, но ядовитые для многих морских животных.

Поскольку на воде нефтяное пятно может расплзтись на сотни морских миль и превратиться в тончайшую масляную пленку, которая покрывает даже пляжи. Такое развитие событий может привести к гибели морских птиц, млекопитающих и других организмов. Разлитие нефти с трудом поддается контролю, как правило, такое событие требует быстрых действий зачастую с привлечением человека.

Загрязнение грунтов.

В отличие от воды, нефть, как правило, не образует больших растеканий по поверхности почвы. Определенную опасность представляет вариант загорания пропитанных нефтью и нефтепродуктами грунтов.

Основные же экологические проблемы при попадании нефти на землю связаны с грунтовыми водами. После просачивания до их поверхности, нефть и нефтепродукты начинают образовывать плавающие на воде линзы. Эти линзы могут мигрировать, вызывая загрязнение водозаборов, поверхностных вод. Одним из наиболее крупных примеров такого рода является ситуация в окрестностях Грозного в Чечне, под которым на глубине несколько метров образовалась огромная линза нефти и нефтепродуктов. Аналогичные проблемы отмечаются в окрестностях ряда нефтеперерабатывающих заводов, нефтебаз, военных аэродромов.

Пути решения экологических проблем:

1. Хранение нефтепродуктов производится в специализированных подземных емкостях, что не дает им разливаться.
2. Уровень температуры контролируется термопарой, для предотвращения перегрева нефти, которое приводит к загазованности.
3. В случае аварии, система сбрасывает продукты в трубопровод, что уменьшает загрязнение грунта.
4. Стоки и трубы, ведущие к системе, закрытого типа.

7.3 Чрезвычайные ситуации

Нефтепродукты являются опасными веществами. Они могут привести к взрыву и пожару.

Помимо этого взрывоопасные ситуации могут возникнуть в случае нарушения технологических процессов, аварий, грубого нарушения взрывозащиты оборудования, приборов и трубопроводов. Однако невозможно проведение производственных процессов без использования различного электрооборудования, в том числе и светотехнического. Безопасность его применения непосредственно связана с определенными свойствами окружающей взрывоопасной среды. Однако зная требования, предъявляемые к эксплуатации оборудования, его можно безопасно эксплуатировать. Поэтому для безопасной эксплуатации необходимо знать требования, предъявляемые к оборудованию.

Взрывоопасная газовая смесь – смесь горючих газов или паров с воздухом при нормальных атмосферных условиях, у которой при воспламенении горение распространяется по всему объему несгоревшей смеси.

Смесь, которая верхний концентрационный предел воспламенения (ВКПР), не считается взрывоопасной газовой смесью, она может стать таковой. Это учитывается только в ряде случаев ,когда рассматривается классификация зон.

По ГОСТ Р 51330.9-99 от 01.01.2001 взрывоопасная зона – зона, в которой может возникнуть или уже находится взрывоопасная газовая смесь в объеме, при которой необходимы специальные меры защиты при конструировании, изготовлении и эксплуатации электроустановок.

Производственные процессы , где могут возникнуть взрывоопасные смеси газов, паров, пыли или волокон с воздухом, разделяют на взрывоопасные зоны по классам.

Зоны класса В-I - зоны, в которых при нормальных условиях работы возможно образование взрывоопасных смесей газов и паров возможно.

Зоны класса В-1а - зоны, в которых в результате аварий и неисправностей возникает образование взрывоопасных смесей газов и паров.

Зоны класса В-1б - зоны класса В-1а, имеют несколько отличительных особенностей:

1. В этих зонах Горючие газы обладают высоким нижним концентрационным пределом воспламенения (15% и более) и резким запахом при допустимых концентрациях (например, аммиак).

2. Помещения, связанные с образованием газообразного водорода, не более 5% от свободного объема помещения.

Зоны класса В-1г - пространства возле наружных установок, надземных и подземных резервуаров с ЛВЖ или горючими газами, или пространства у проемов за наружными ограждениями помещений с зонами классов В-1, В-1а, В-1б.

Зоны класса В-2 - зоны, помещения, где горючие пыль и волокна появившиеся в результате взвешенного состояния, способные образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы.

Зоны класса В-2а - зоны, в которых опасные состояния, характерные для класса В-2, возможны только в результате аварий или неисправностей.

Исходя из этого получим вывод, что наша система сбора и откачки относится к зоне класса В-1г .

Так же неправильная эксплуатация системы может привести к пожару. Под пожаром обычно понимают неконтролируемый процесс горения, сопровождающийся уничтожением материальных ценностей и создающий опасность для жизни людей. Пожар может принимать различные формы, однако все они, в конечном счете, сводятся к химической реакции между горючими веществами и кислородом воздуха (или иным видом окислительных сред), возникающей при наличии инициатора горения или в условиях самовоспламенения.

Анализ пожарной опасности заключается в определении наличия горючих веществ и возможных источников зажигания, вероятных путей

распространения пожара, необходимых средств технической и конструктивной защиты, а также систем сигнализации и пожаротушения, имеющих параметры инерционности срабатывания соответствующие динамике развития пожара на предприятии.

Противопожарные мероприятия предотвращения пожара разрабатываются исходя из требований об исключении источника зажигания и (или) горючего вещества из системы, приводящей к пожару. Если источник зажигания и горючее вещество не могут быть изолированы по условиям технологического процесса производства, объект обеспечивается надежной системой противопожарной защиты.

Мероприятия по предотвращению пожара:

1. Предотвращение образования горючей среды;
2. Предотвращение образования в горючей среде источников зажигания;
3. Ограничение массы и объема горючих веществ;
4. Мероприятия противопожарной защиты.
5. Требования к путям эвакуации.

Эвакуация людей — вынужденный процесс движения людей из зоны, где имеется возможность воздействия на них опасных факторов пожара.

Эвакуационный выход — выход, ведущий в безопасную при пожаре зону.

Путь эвакуации — безопасный при эвакуации людей путь, ведущий к эвакуационному выходу.

8 ИСПЫТАНИЕ ПРОЕКТА

Для начала проведём проверку работы модели в CoDeSys, в данной среде моделирования создана система объектов для имитации работы всей системы в ручном и автоматическом режиме: сработки датчиков, работы измерительных приборов и агрегатов. Так же инициализируем работу данного устройства в нормальном и аварийном режиме с детальным описанием протекания процесса. Затем проверим правильность выполненной работы с помощью среды моделирования TraceMode, которая имитирует панель мониторинга и управления. В этой среде мы проверим правильность подключения и привязки переменных, а так же возможность управления системой. Так же был создан алгоритм работы защит блокировок и сигнализаций, представленный в таблице 8.

Таблица 8 - Алгоритм работы защит блокировок и сигнализаций

Режим	Предел	Действия
Пределный максимальный уровень в ёмкости сбора утечек	50 мм. от верхней образующей ёмкости	Без выдержки времени: - визуальная сигнализация, оперативное сообщение в операторной. С выдержкой времени 1 с: - включение насоса откачки утечек.
Пределный минимальный уровень в ёмкости сбора утечек	120 мм. выше приемного патрубка насоса в ёмкости	Без выдержки времени: - визуальная сигнализация, оперативное сообщение в операторной. С выдержкой времени 1 с: - отключение работающих насосов откачки из ёмкости сбора утечек.
Минимальный уровень в ёмкости сбора утечек (Аварийный режим)	120 мм. выше приемного патрубка насоса в ёмкости	Без выдержки времени: - визуальная сигнализация, оперативное сообщение в операторной. С выдержкой времени 1 с: - отключение работающих насосов откачки; - закрытие задвижек на входе и выходе системы; - переход в режим ожидания до тех пор, пока не будет нажата кнопка «ок».
Максимальный уровень в ёмкости сбора утечек (Аварийный режим)	50 мм от верхней образующей ёмкости	Без выдержки времени: - сигнализация «авария», сообщение в операторной. С выдержкой времени 1 с: - визуальная сигнализация, оперативное сообщение о срабатывании защиты в операторной; - включение насосов откачки из ёмкости - открытие задвижек аварийного сброса

На рисунках 20 и 21 представлена модель системы до начала работы

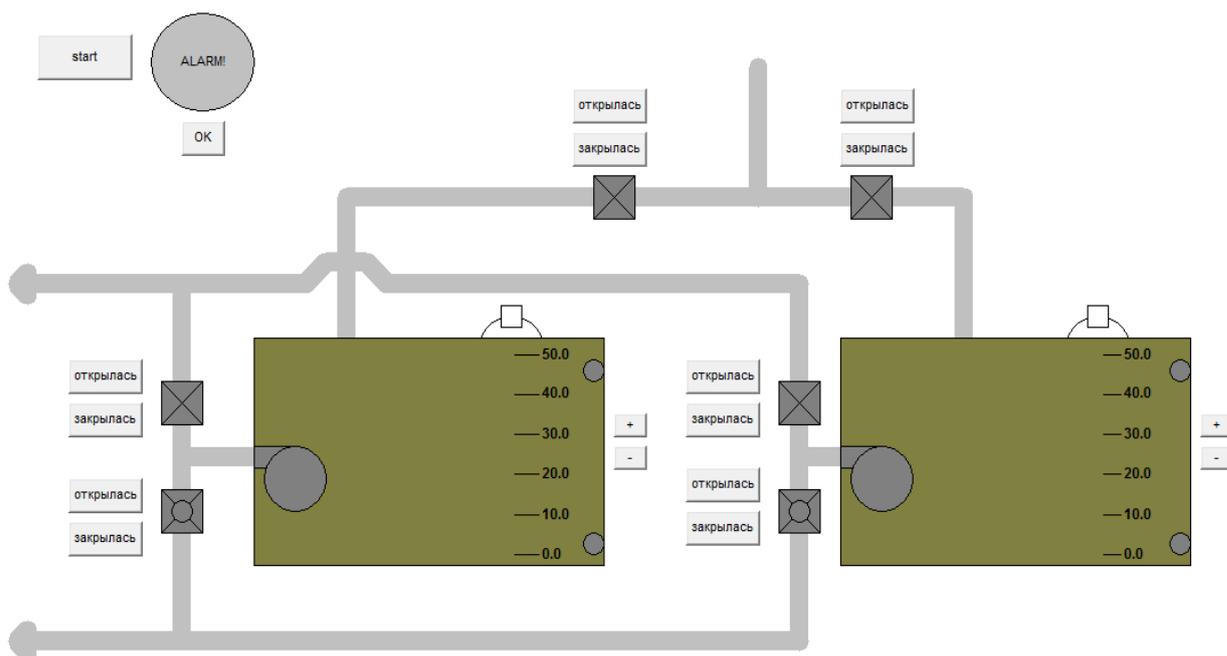


Рисунок 20 – Начальное состояние в CoDeSys

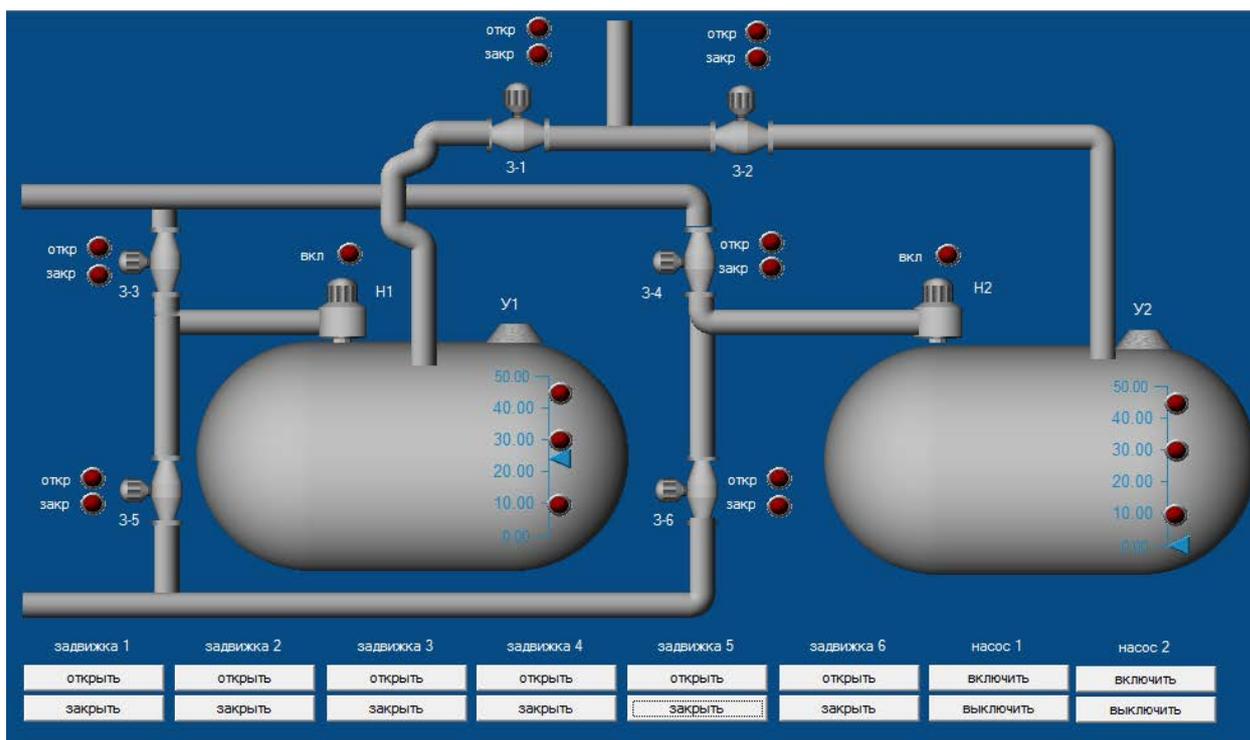


Рисунок 21 – Начальное состояние в TraceMode

Рисунок 22 показывает нам момент, когда открылась первая задвижка, ёмкость под номером 1 заполнилась и сработал ПДУ, сигнализирующий о максимальном уровне.

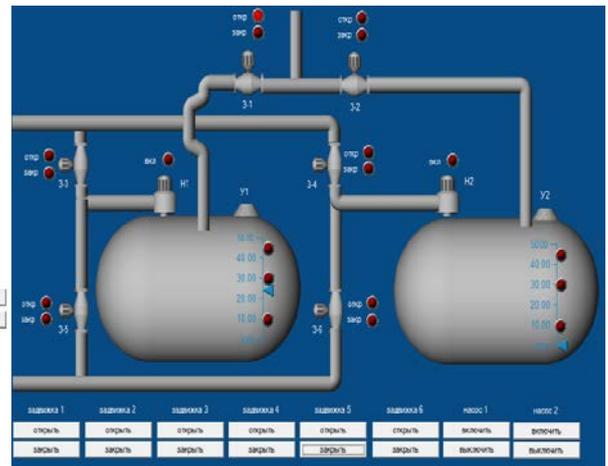
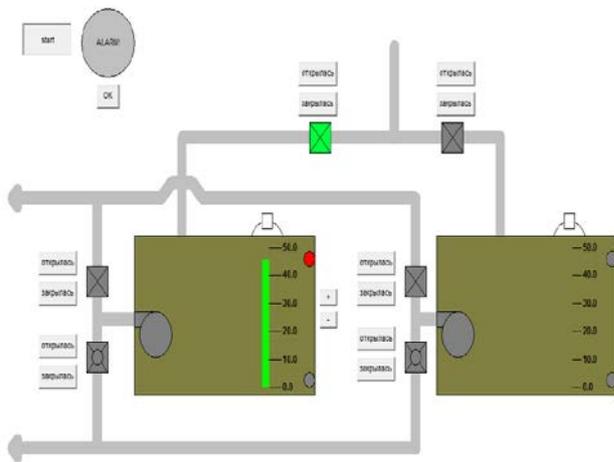


Рисунок 22 – Заполнение первой емкости

Следующий рисунок 23 отображает процесс заполнения второй емкости и откачивания нефти на котельную из первой.

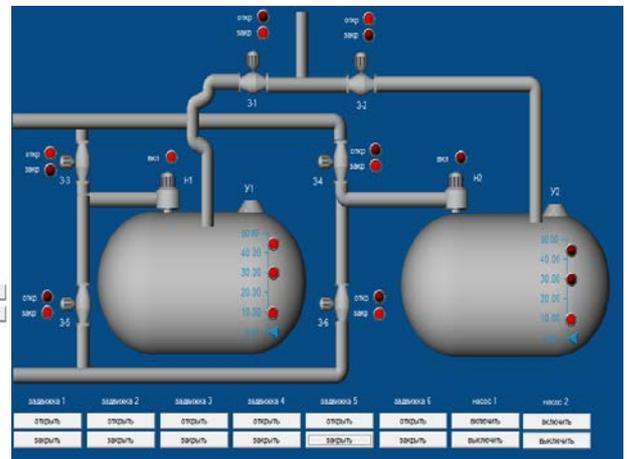
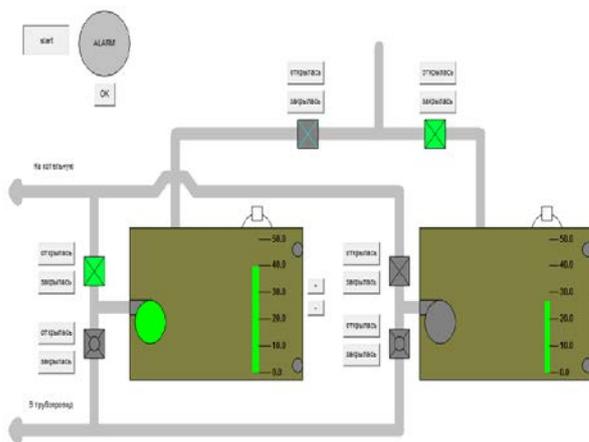


Рисунок 23 – Протекание процесса

На рисунке 24 отображен аварийный режим, т.е. когда обе емкости переполнились.

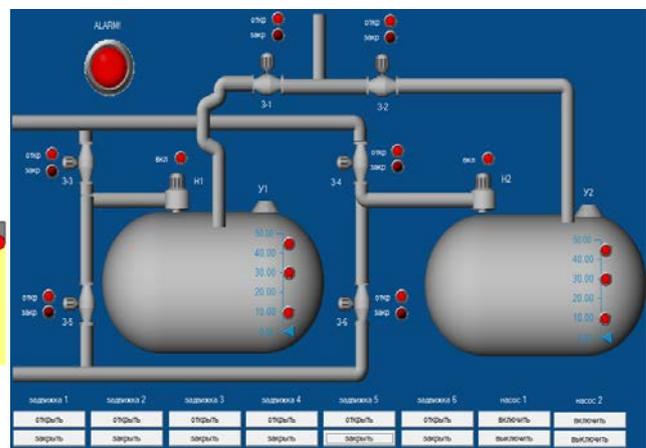
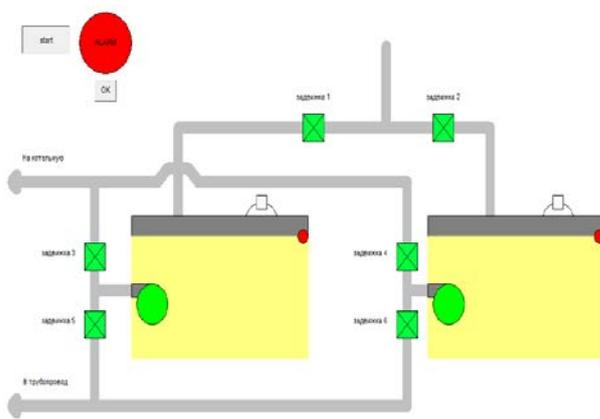


Рисунок 24 – Режим аварии

На заключительном рисунке 25 изображен процесс сбрасывания аварийного режима кнопкой «ОК».

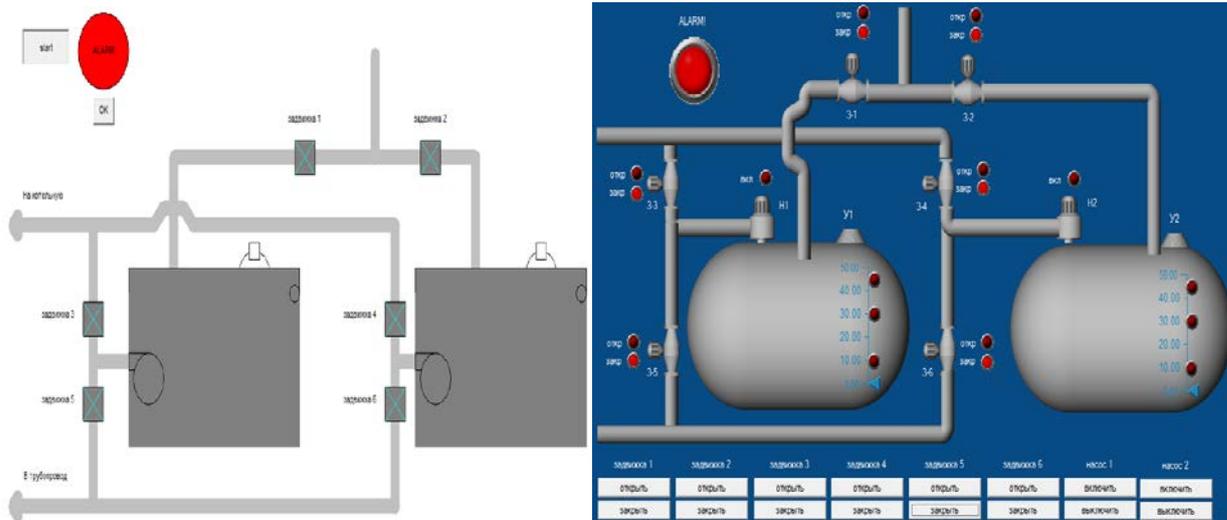


Рисунок 25 – Сброс аварийного режима

В данном пункте мы рассмотрели программную реализацию процесса сбора и откачки утечек нефти и можно сделать вывод, что в нормальном режиме работы и при выводе в аварийный режим система реагирует согласно алгоритмам, представленными в таблице 8. Отсюда следует, что написанная программа работает корректно, зависания и задержки отсутствуют, система пригодна для внедрения в производство и соответствует всем нормам охраны труда. Скрипты кодов программ и другая информация связанная с ПО находится в приложении Д.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе по дисциплине «Автоматизация технологических процессов и производств» была разработана система на основе контроллера ПЛК 160.

При выполнении бакалаврской работы было составлено техническое задание, создана принципиальная схема устройства, произведён выбор необходимого оборудования, разработан алгоритм программы и в последствии по нему был составлен и скомпилирован код программы

Созданная система удовлетворяет всем требованиям, предъявленным в задании. Данная система полноценно функционирует и может применяться в технологическом процессе.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Нормативный документ типовые проектные решения. ТПР-35.240.50-КТН-164-13
2. Транснефть-Восток [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.vostok.transneft.ru> . – 27.01.2017.
3. EMERSON [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://www2.emersonprocess.com/ru-ru/brands/rosemount/level/guided-wave-radar/5300-series/pages/index.aspx>. – 27.01.2017.
4. ГМС ЛИВГИДРОМАШ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.hmslivgidrom-ash.ru/products/marki/n1v-neft/1066/>. – 27.01.2017.
5. ОВЕН[Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.owen.ru/catalog/datchiki_urovnya_poplavkovie_pdu/opisanie. – 12.02.2017.
6. Ленпецсталь [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://www.lsst.ru/spravochnikmetalloprokata/truba-jelektrosvarnaja/truba-elektrosvarnaya-159-6>. – 12.02.2017.
7. Технодинамика [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://www.gidravlika-ufa.ru/menu2/catalog/product/view/8/141>. – 12.02.2017.
8. СИБНЕФТЕ МАШ [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://www.sibneftemash.ru/products/tanks-and-vessels/underground-drainage-tanks-EP-EPP>. – 12.02.2017.
9. ПАЛЮР [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://rgkpalur.ru/shibernaya-zadvizhka-s-elektroprivodom-auma/>. – 13.02.2017.
10. CIS Автоматизация [Электронный ресурс]. – Режим доступа:http://www.cisautomation.ru/application/views/cis/images/wika/DS_PV3438_ru_ru_75812.pdf . – 10.03.2017.
11. ОВЕН[Электронный ресурс]. – Режим доступа:http://www.owen.ru/catalog/programmeruemij_logicheskij_kontroller_oven_plk160 . – 10.03.2017.

12. Взрывозащита [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://www-privodplus.ru/files/uploads/pdf/weg/vse-o-vzryvozashite.pdf>. – 15.06.2017.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Техническое задание

Техническое задание разработано согласно требованиям ГОСТ-19.201-78 «Техническое задание. Требование к содержанию и оформлению».

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Наименование системы: Автоматизация системы управления сбора утечек на участке НПС-21 ООО «Транснефть-Восток».

Плановые сроки начала и окончания работы:

Начало: 1 октября 2016 г.

Окончание: 1 июня 2017 г.

2 НАЗНАЧЕНИЯ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

Создаваемая АСУ ТП предназначена для автоматизации основного оборудования подземных емкостей.

Все функции АСУ ТП должны быть реализованы на основе программируемого логического контроллера фирмы «Овен».

АСУ ТП предназначена для:

- отображения информации о ходе технологического процесса: состояний технологических параметров, состояний оборудования;
- моделирования процессов наполнения емкостей, перехода в аварию и откачки утечек;
- безаварийного останова технологических объектов при аварийных ситуациях;
- формирования журналов аварий и событий с возможностью вывода на печать;

2.1 Цели создания системы

- обеспечение надежного и эффективного автоматизированного управления основным и вспомогательным оборудованием в нормальных, переходных и аварийных режимах;

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

– обеспечение эксплуатационного персонала достоверной, достаточной, и своевременной оперативной информацией о протекании технологических процессов;

2.2 Характеристика объекта автоматизации.

Емкость ЕП (ЕПП) представляет собой стальной цилиндр с двумя плоскими или сферическими днищами. Для придания емкости большей прочности боковые стенки укрепляют кольцами жесткости. По техническим требованиям толщина стенок и днища должна быть не менее 4 мм, но в зависимости от хранимого продукта и глубины вкопки емкости, возможно изготовление из более толстой стали. В верхней части подземный резервуар имеет две горловины. Одна горловина – для полупогружного насоса, а вторая – люк-лаз для обслуживания. Верхний обрез горловин должен быть над уровнем земли, поэтому высота горловин зависит от глубины залегания емкости. Обычно высота горловин от 0,5 до 4 метров. Так же к емкости подсоединяются патрубки ввода-вывода продукта, дыхательные патрубки и патрубки для уровнемера. Основное конструктивное отличие подземных емкостей от горизонтальных резервуаров – выведенные вверх горловины.

3 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ

3.1 Требования к реализации в целом

АСУ ТП должна содержать в себе принципиальные электрические и функциональные схемы всех устройств, обоснованный выбор необходимого оборудования, а также математическое описание и расчет нескольких регуляторов для контуров регулирования.

3.1.1 Требования к надежности

При проектировании АСУ ТП должны использоваться следующие системные методы обеспечения надежности:

- выбор надежных технических средств, включая устройства связи, обеспечение надежного бесперебойного электропитания;

- защита от выдачи ложных команд и ложной информации;

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

-рациональное распределение задач между техническими и программными средствами и между техникой и персоналом;

3.1.2 Требования к безопасности

АСУ ТП в целом должны быть построены таким образом, чтобы отказы технических средств не приводили к ситуациям, опасным для жизни и здоровья людей и повреждению оборудования.

АСУ ТП должны быть выполнены в соответствии с требованиями по безопасности используемых электротехнических изделий по ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все внешние элементы АСУ ТП, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства иметь защитное заземление в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 и «Правилами устройства электроустановок».

Технические средства должны быть установлены таким образом, чтобы обеспечивались их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание.

3.1.3 Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению компонентов системы. Для аппаратной части и АСУ ТП должны быть предусмотрены следующие виды технического обслуживания:

- профилактические осмотры и ремонты с периодичностью профилактических и ремонтных остановов объектов управления, предусмотренных в инструкциях на эксплуатацию технических изделий;

- внеплановые ремонты АСУ ТП, осуществляемые при обнаружении неисправностей в процессе эксплуатации;

- контроль и выполнение работ по внедрению, наладке, приемке в эксплуатацию, аттестации вновь вводимых технических средств АСУ ТП;

- метрологический контроль, периодическая калибровка (поверка) измерительных каналов.

3.1.4 Требования по стандартизации и унификации

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Аппаратная реализация и весь ПТК должен создаваться на основе действующих стандартов, норм, правил и нормативно-технических документов. Должен быть единый подход к решению однотипных задач, должны создаваться унифицированные объектно-ориентированные компоненты информационного, лингвистического, программного, технического и организационного обеспечения.

3.2 Требования к функции, выполняемой системой

Информационная функция предназначена для сбора и первичной обработки информации, вводимой с дискретных и аналоговых датчиков – а именно:

давления в емкости, уровня нефтепродуктов, температуры и загазованности. Функция должна выполняться автоматически во всех режимах работы системы. Выходной информацией функции являются обработанные значения параметров с соответствующими признаками проведенного контроля и обработки, занесенные в базу данных. Система контроля и управления должна обеспечивать возможность регулирования: давления в емкости, уровня нефтепродуктов, температуры и загазованности.

4 СОСТАВ И СОДЕРЖАНИЕ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМЫ

Этапы работ:

- Изучение общих сведений о АСУ ТП;
- Ознакомление с документами «Транснефть-Восток» и системой регулирования;
- Разработка концепции реализации аппаратной части;
- Обоснованный выбор датчиков, ИМ, других блоков управления и ввода/вывода информации;

- Разработка соответствующих электрических и принципиальных схем объекта;

- Получение математического описания;

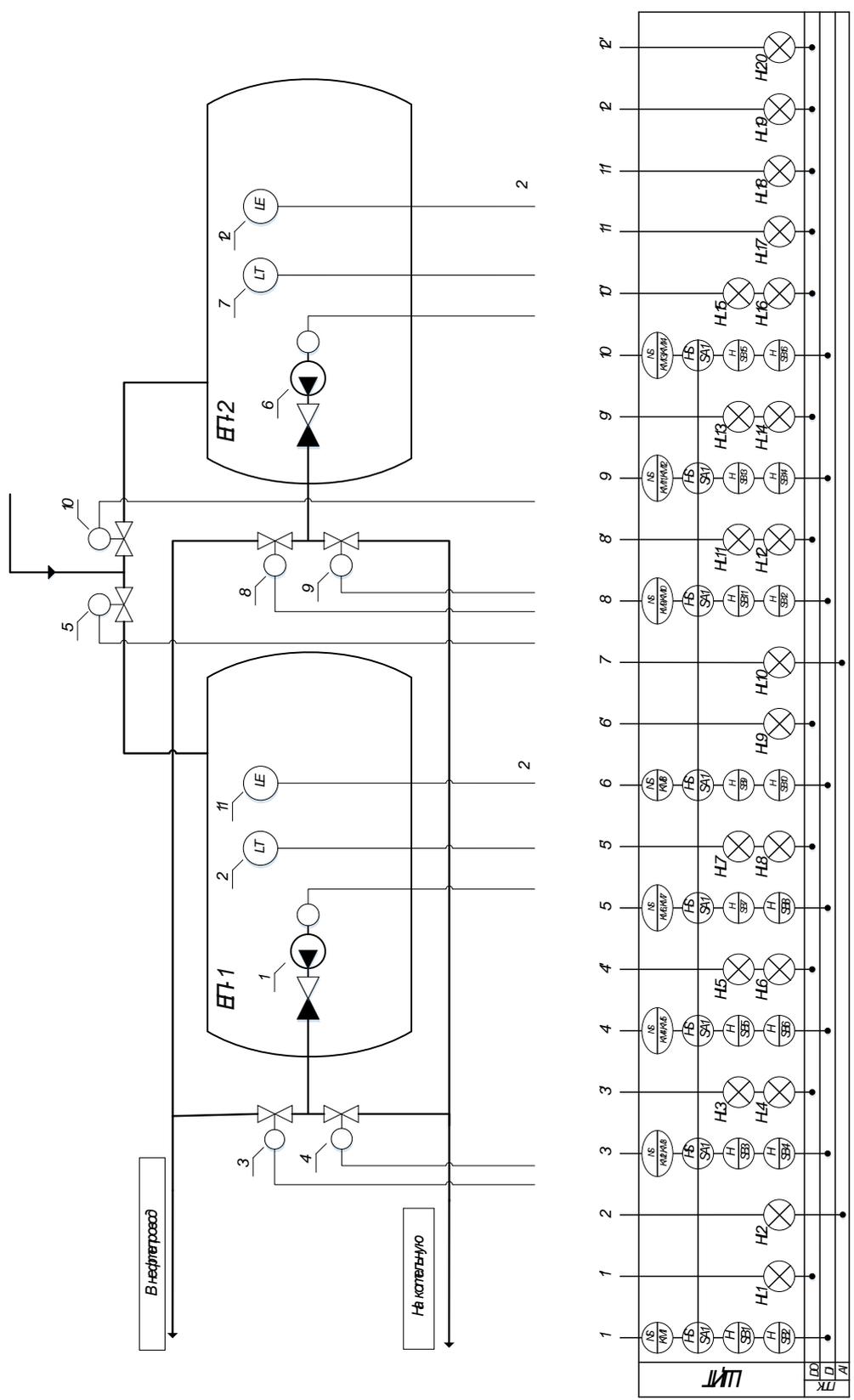
- Расчет регуляторов уровня, давления, температуры и загазованности;

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Электрическая схема

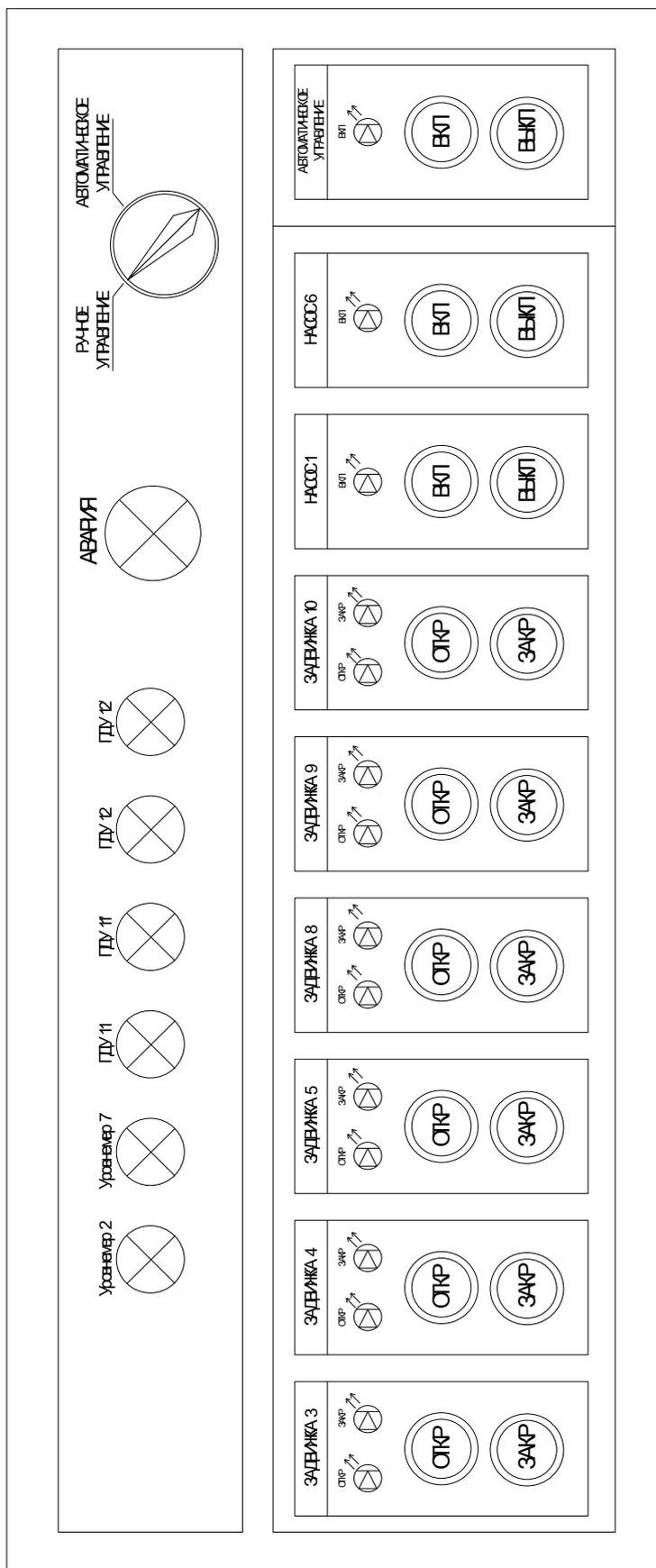
ПРИЛОЖЕНИЕ В

Функциональная схема



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Щит управления



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Код программы

	Язык ПЛ
IF opened=TRUE THEN	END_IF
open:= TRUE;	IF closed2=TRUE THEN
END_IF	close2:= TRUE;
	END_IF
IF opened1=TRUE THEN	IF opened2=TRUE THEN
open1:= TRUE;	close2:= FALSE;
END_IF	END_IF
IF closed=TRUE THEN	IF closed2=TRUE THEN
close:= TRUE;	open2:= FALSE;
END_IF	END_IF
IF closed1=TRUE THEN	IF opened3=TRUE THEN
close1:= TRUE;	open3:= TRUE;
END_IF	END_IF
IF opened=TRUE THEN	IF closed3=TRUE THEN
close:= FALSE;	close3:= TRUE;
END_IF	END_IF
IF closed=TRUE THEN	IF opened3=TRUE THEN
open:= FALSE;	close3:= FALSE;
END_IF	END_IF
IF opened1=TRUE THEN	IF closed3=TRUE THEN
close1:= FALSE;	open3:= FALSE;
END_IF	END_IF
IF closed1=TRUE THEN	IF opened4=TRUE THEN
open1:= FALSE;	open4:= TRUE;
END_IF	
IF weight_plus=TRUE THEN	END_IF
weight:=weight+1;	IF closed4=TRUE THEN
ELSIF weight_minus=TRUE THEN	close4:= TRUE;
weight:=weight-1;	END_IF
END_IF	
IF opened2=TRUE THEN	close:=FALSE;
open2:= TRUE;	closed:=FALSE;

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

```

open1:=FALSE;
opened1:=FALSE;
closed1:=FALSE;
close1:=FALSE;

open2:=FALSE;
opened2:=FALSE;
close2:=FALSE;
closed2:=FALSE;

open3:=FALSE;
opened3:=FALSE;
close3:=FALSE;
closed3:=FALSE;

open4:=FALSE;
opened4:=FALSE;
close4:=FALSE;
closed4:=FALSE;

open5:=FALSE;
opened5:=FALSE;
close5:=FALSE;
closed5:=FALSE;

n1:=FALSE;
n2:=FALSE;
a1:=FALSE;
a2:=FALSE;
avar:=FALSE;

END_IF
rele;
rele3;

IF w=TRUE THEN
    v:=TRUE;
END_IF

IF w1=TRUE THEN
    v1:=TRUE;

END_IF

IF w2=TRUE THEN
    v2:=TRUE;
END_IF

IF w3=TRUE THEN
    v3:=TRUE;
END_IF

IF w4=TRUE THEN
    v4:=TRUE;
END_IF

IF w5=TRUE THEN
    v5:=TRUE;
END_IF

IF w6=TRUE THEN
    v2:=FALSE;
END_IF

IF w7=TRUE THEN
    v1:=FALSE;
END_IF

IF w8=TRUE THEN
    v:=FALSE;
    w:=FALSE;
END_IF

IF w9=TRUE THEN
    v5:=FALSE;
END_IF

IF w10=TRUE THEN
    v4:=FALSE;
END_IF

IF w11=TRUE THEN
    v3:=FALSE;
END_IF

```

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

```
IF w12=TRUE THEN
    v6:=TRUE;
    v:=TRUE;
END_IF
```

```
IF w13=TRUE THEN
    v7:=TRUE;
    v1:=TRUE;
END_IF
```

```
IF w14=TRUE THEN
    v8:=TRUE;
    v2:=TRUE;
END_IF
```

```
IF w15=TRUE THEN
    v9:=TRUE;
    v3:=TRUE;
END_IF
```

```
IF w16=TRUE THEN
    v10:=TRUE;
    v4:=TRUE;
END_IF
```

```
IF w17=TRUE THEN
    v11:=TRUE;
    v5:=TRUE;
END_IF
```

```
IF avari=TRUE THEN
w:=FALSE;
w8:=FALSE;
w12:=FALSE;
v2:=FALSE;
v8:=FALSE;
v5:=FALSE;
v11:=FALSE;
w5:=FALSE;
w9:=FALSE;
w17:=FALSE;
END_IF
```

```
IF avari1=TRUE THEN
w1:=FALSE;
w7:=FALSE;
w13:=FALSE;
v1:=FALSE;
v7:=FALSE;
v4:=FALSE;
v10:=FALSE;
w4:=FALSE;
w10:=FALSE;
w16:=FALSE;
END_IF
```

```
IF avari2=TRUE THEN
    open:=FALSE;
    opened:=FALSE;
    close:=TRUE;
```

```
    open1:=FALSE;
    opened1:=FALSE;
    close1:=TRUE;
```

```
    open2:=FALSE;
    opened2:=FALSE;
    close2:=TRUE;
```

```
    open3:=FALSE;
    opened3:=FALSE;
    close3:=TRUE;
```

```
    open4:=FALSE;
    opened4:=FALSE;
    close4:=TRUE;
```

```
    open5:=FALSE;
    opened5:=FALSE;
    close5:=TRUE;
```

```
n1:=FALSE;
```

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

```

n2:=FALSE;
a1:=FALSE;
a2:=FALSE;

w:=FALSE;
w1:=FALSE;
w2:=FALSE;
w3:=FALSE;
w4:=FALSE;
w5:=FALSE;
w6:=FALSE;
w7:=FALSE;
w8:=FALSE;
w9:=FALSE;
w10:=FALSE;
w11:=FALSE;
w12:=FALSE;
w13:=FALSE;
w14:=FALSE;
w15:=FALSE;
w16:=FALSE;
w17:=FALSE;

v:=FALSE;
v1:=FALSE;
v2:=FALSE;
v3:=FALSE;
v4:=FALSE;
v5:=FALSE;
v6:=FALSE;
v7:=FALSE;
v8:=FALSE;
v9:=FALSE;
v10:=FALSE;
v11:=FALSE;
END_IF

IF ok=TRUE THEN
    alarm:=FALSE;
    avar:=FALSE;
    avari1:=FALSE;
    w3:=FALSE;

    avari2:=FALSE;
    avaria:=FALSE;
    start:=FALSE;
    open:=FALSE;
    opened:=FALSE;
    close:=FALSE;
    closed:=FALSE;

    open1:=FALSE;
    opened1:=FALSE;
    closed1:=FALSE;
    close1:=FALSE;

    open2:=FALSE;
    opened2:=FALSE;
    close2:=FALSE;
    closed2:=FALSE;

    open3:=FALSE;
    opened3:=FALSE;
    close3:=FALSE;
    closed3:=FALSE;

    open4:=FALSE;
    opened4:=FALSE;
    close4:=FALSE;
    closed4:=FALSE;
    open5:=FALSE;
    opened5:=FALSE;
    close5:=FALSE;
    closed5:=FALSE;

    n1:=FALSE;
    n2:=FALSE;
    a1:=FALSE;
    a2:=FALSE;
    avar:=FALSE;

    w:=FALSE;
    w1:=FALSE;
    w2:=FALSE;

```

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

```
w4:=FALSE;
w5:=FALSE;
w6:=FALSE;
w7:=FALSE;
w8:=FALSE;
w9:=FALSE;
w10:=FALSE;
w11:=FALSE;
w12:=FALSE;
w13:=FALSE;
w14:=FALSE;
w15:=FALSE;
w16:=FALSE;
w17:=FALSE;

v:=FALSE;
v1:=FALSE;
v2:=FALSE;
v3:=FALSE;
v4:=FALSE;
v5:=FALSE;
v6:=FALSE;
v7:=FALSE;
v8:=FALSE;
v9:=FALSE;
v10:=FALSE;
v11:=FALSE;
END_IF
```

Глобальные переменные

```
start:BOOL:=FALSE;
alarm:BOOL:=FALSE;
avar:BOOL:=FALSE;

avaria:BOOL:=FALSE;
ok:BOOL:=FALSE;
load_w:BOOL:=FALSE;
load_w1:BOOL:=FALSE;
unloading:BOOL:=FALSE;
unloading1:BOOL:=FALSE;
stop:BOOL:=FALSE;
stop1:BOOL:=FALSE;

open:BOOL:=FALSE;
opened:BOOL:=FALSE;
close:BOOL:=FALSE;
closed:BOOL:=FALSE;

open1:BOOL:=FALSE;
opened1:BOOL:=FALSE;
closed1:BOOL:=FALSE;
close1:BOOL:=FALSE;

open2:BOOL:=FALSE;
opened2:BOOL:=FALSE;
close2:BOOL:=FALSE;

closed2:BOOL:=FALSE;
open3:BOOL:=FALSE;
opened3:BOOL:=FALSE;
close3:BOOL:=FALSE;
closed3:BOOL:=FALSE;

open4:BOOL:=FALSE;
opened4:BOOL:=FALSE;
close4:BOOL:=FALSE;
closed4:BOOL:=FALSE;

open5:BOOL:=FALSE;
opened5:BOOL:=FALSE;
close5:BOOL:=FALSE;
closed5:BOOL:=FALSE;

n1:BOOL:=FALSE;
n2:BOOL:=FALSE;
o:BOOL:=TRUE;
o1:BOOL:=FALSE;
o2:BOOL:=FALSE;
o3:BOOL:=FALSE;
a1:BOOL:=FALSE;
a2:BOOL:=FALSE;
weight:REAL:=0;
ref_weight:REAL:=40;
```

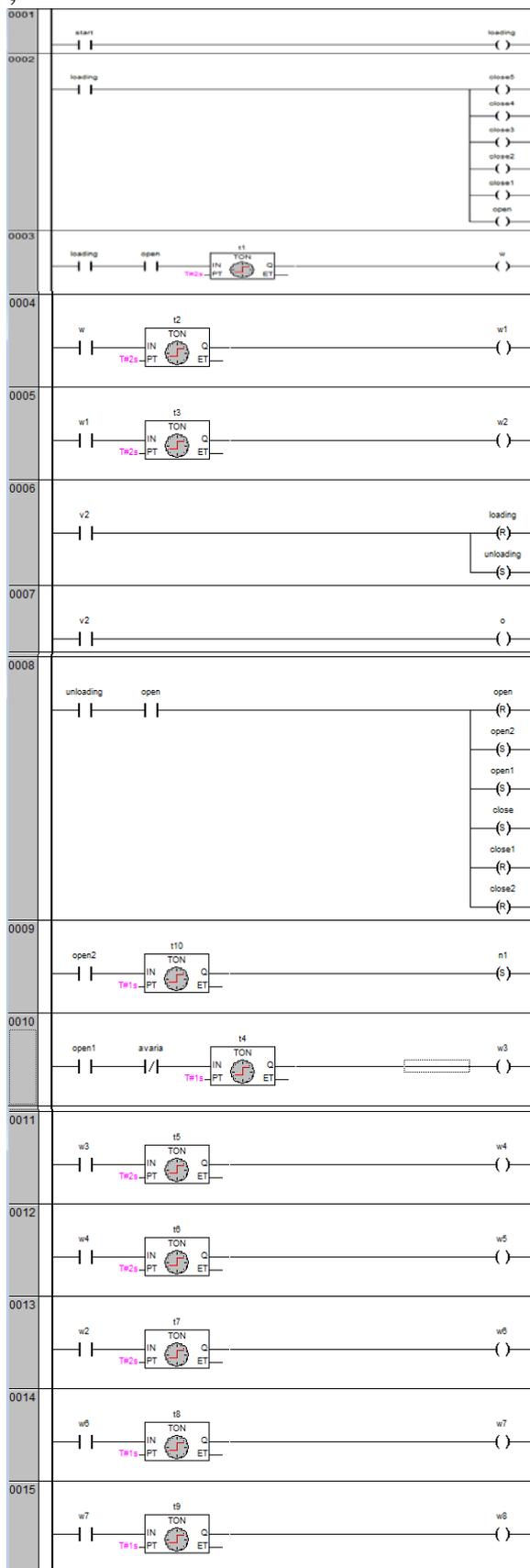
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

```
weight_plus:BOOL:=FALSE;
weight_minus:BOOL:=FALSE;

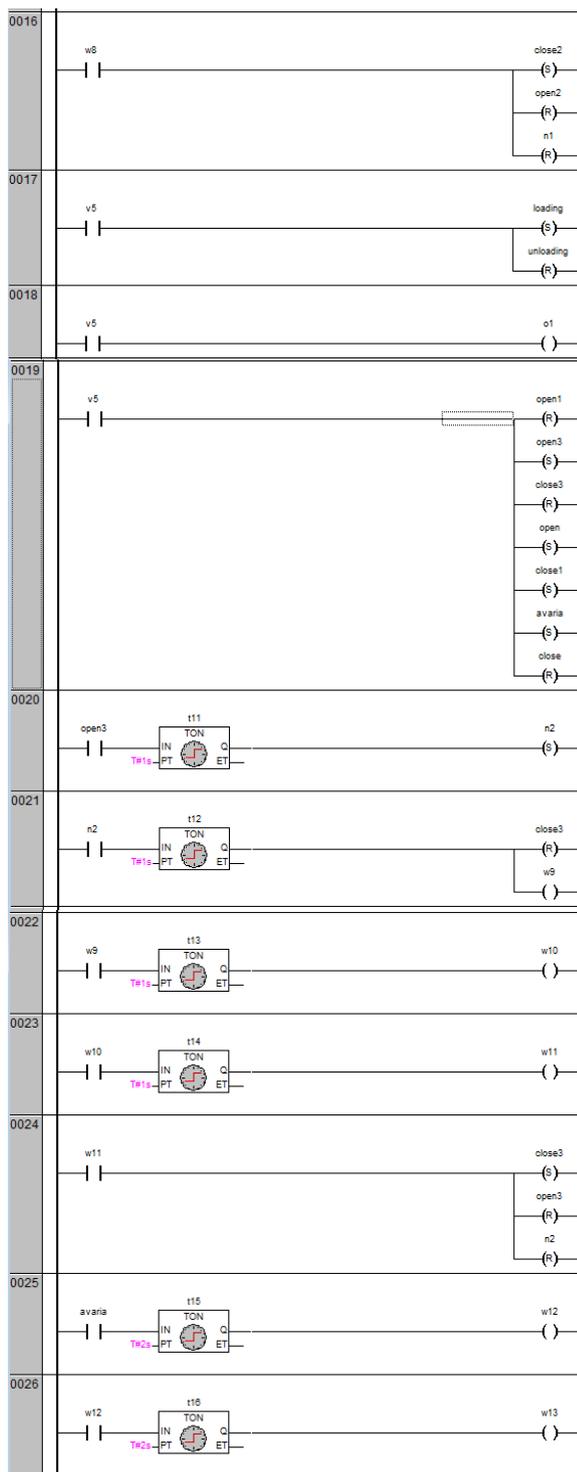
weight1:REAL:=0;
ref_weight1:REAL:=40;
weight_plus1:BOOL:=FALSE;
weight_minus1
w:BOOL:=FALSE;
w1:BOOL:=FALSE;
w2:BOOL:=FALSE;
w3:BOOL:=FALSE;
w4:BOOL:=FALSE;
w5:BOOL:=FALSE;
w6:BOOL:=FALSE;
w7:BOOL:=FALSE;
w8:BOOL:=FALSE;
w9:BOOL:=FALSE;
w10:BOOL:=FALSE;
w11:BOOL:=FALSE;
w12:BOOL:=FALSE;
w13:BOOL:=FALSE;
w14:BOOL:=FALSE;
w15:BOOL:=FALSE;
w16:BOOL:=FALSE;
w17:BOOL:=FALSE;
w18:BOOL:=FALSE;
v:BOOL:=FALSE;
v1:BOOL:=FALSE;
v2:BOOL:=FALSE;
v3:BOOL:=FALSE;
v4:BOOL:=FALSE;
v5:BOOL:=FALSE;
v6:BOOL:=FALSE;
v7:BOOL:=FALSE;
v8:BOOL:=FALSE;
v9:BOOL:=FALSE;
v10:BOOL:=FALSE;
v11:BOOL:=FALSE;
v12:BOOL:=FALSE;
avari:BOOL:=FALSE;
avari1:BOOL:=FALSE;
avari2:BOOL:= FALSE;
```

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

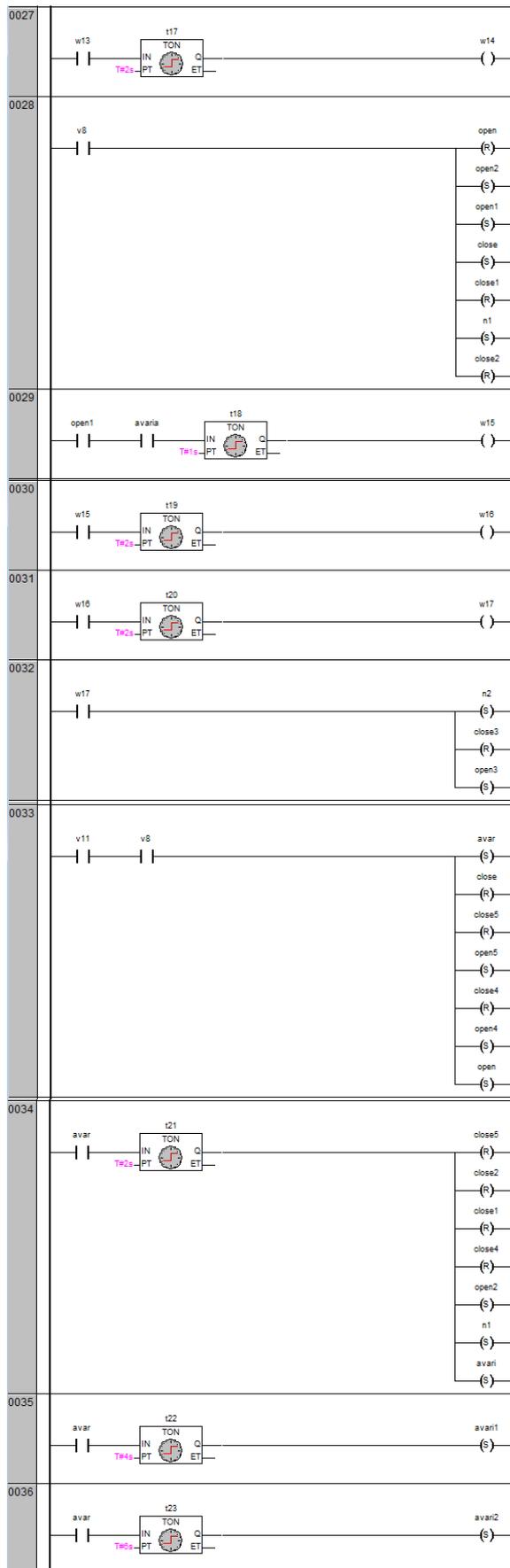
Язык LD
Код программы rel3;



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

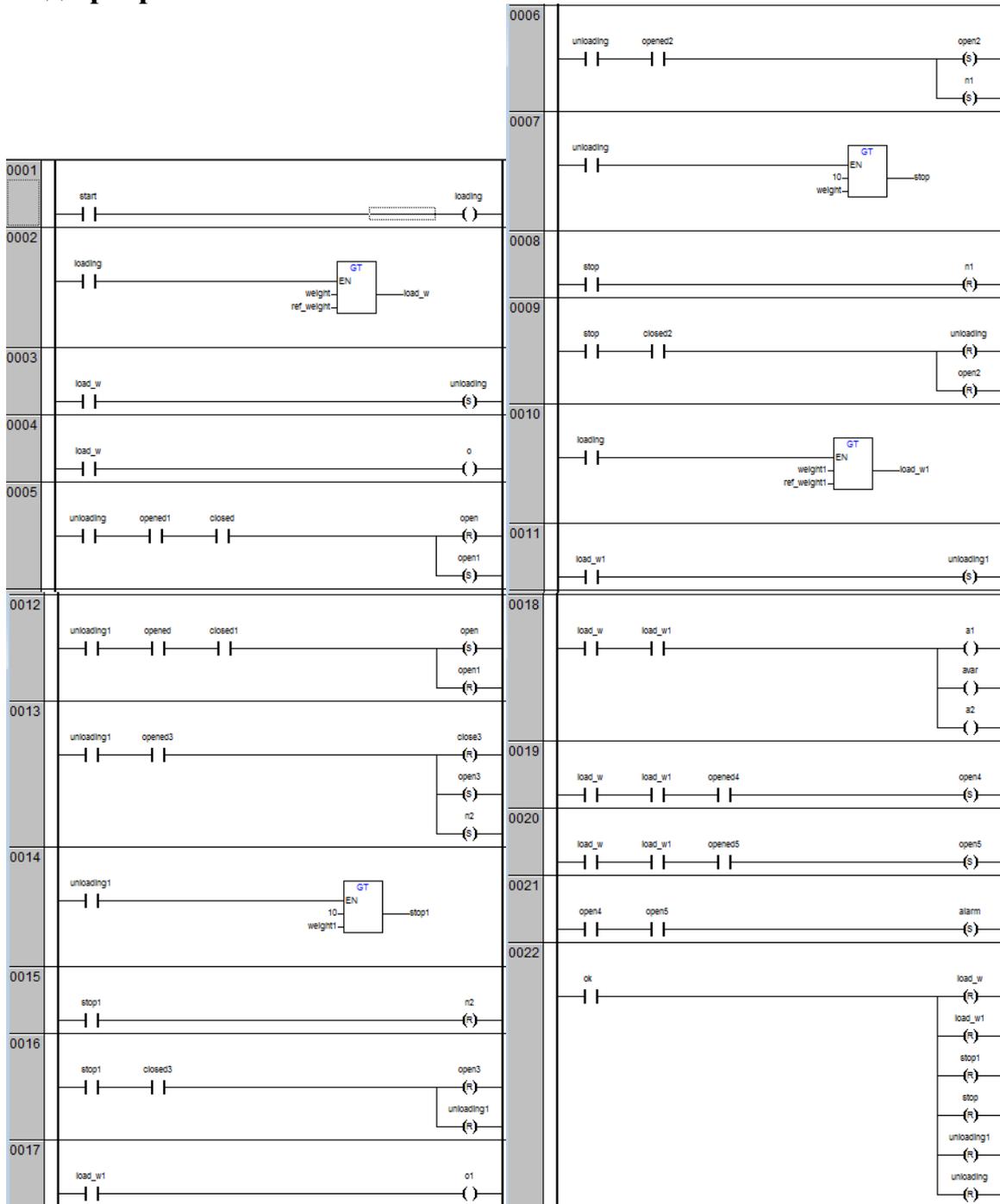


Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е



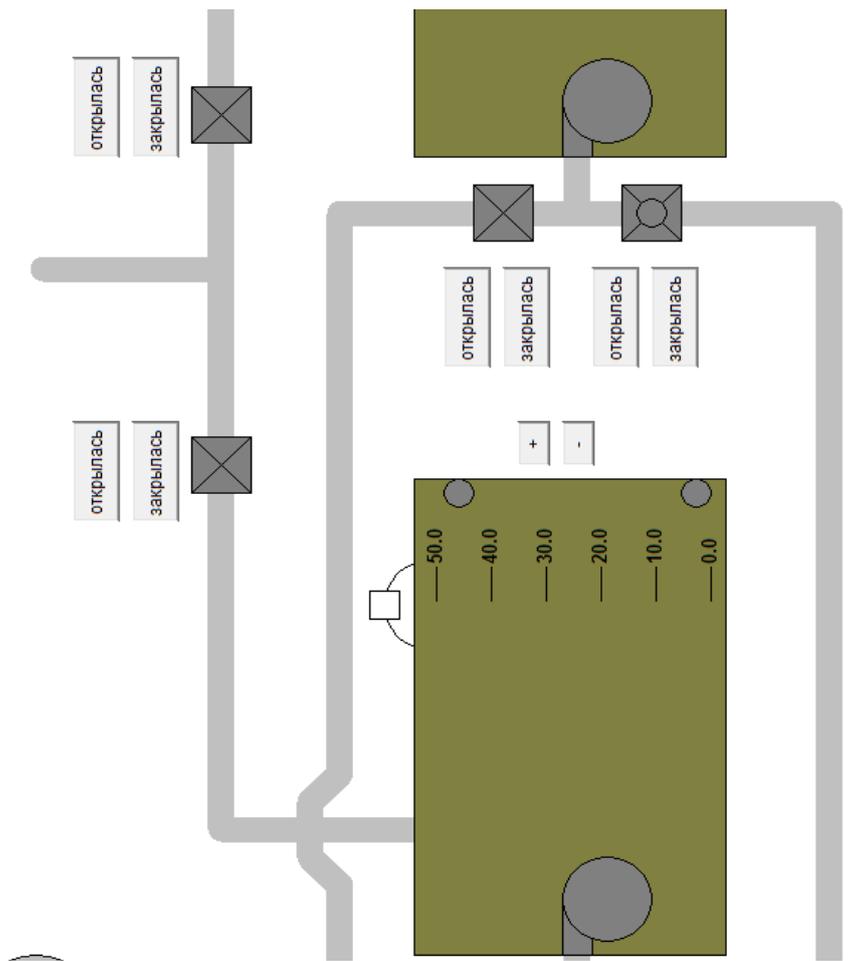
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Код программы rele:

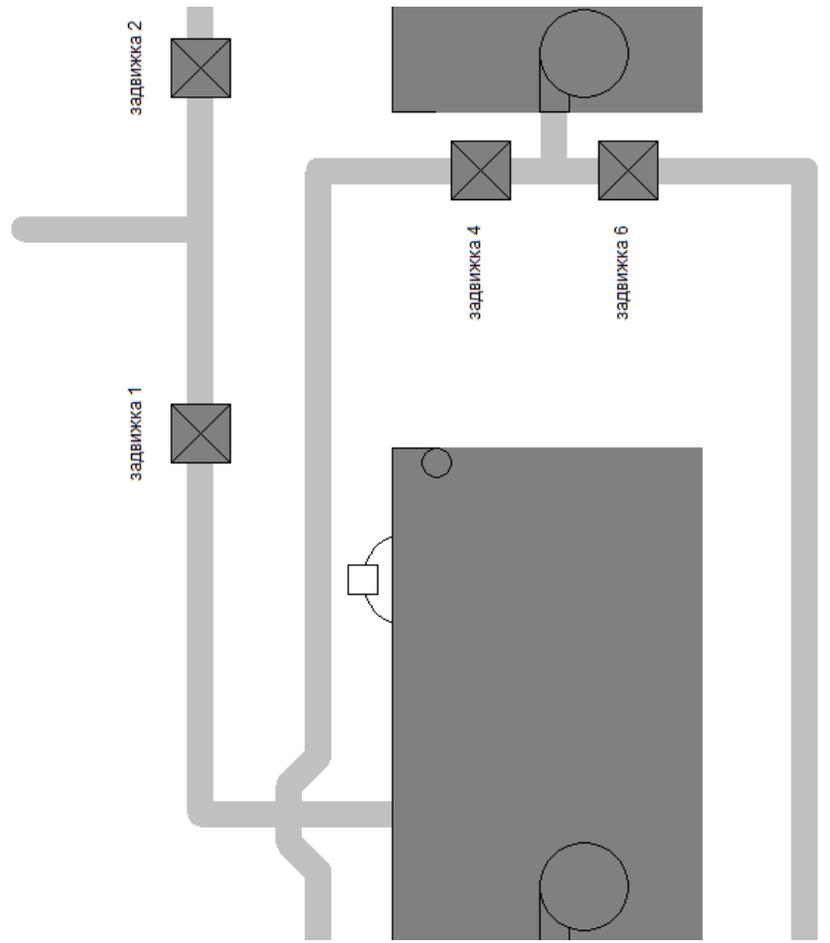


ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

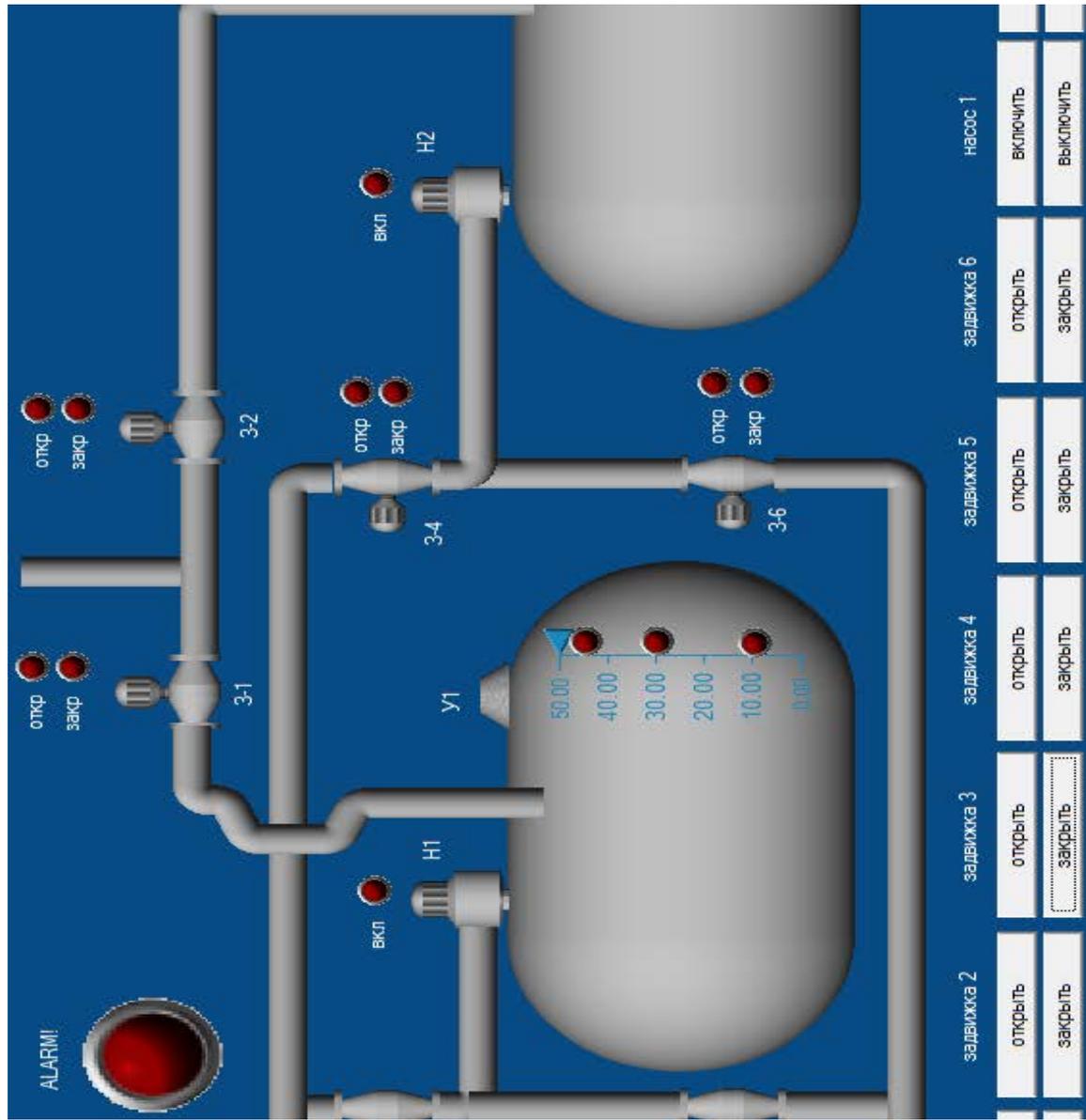
SCADA система



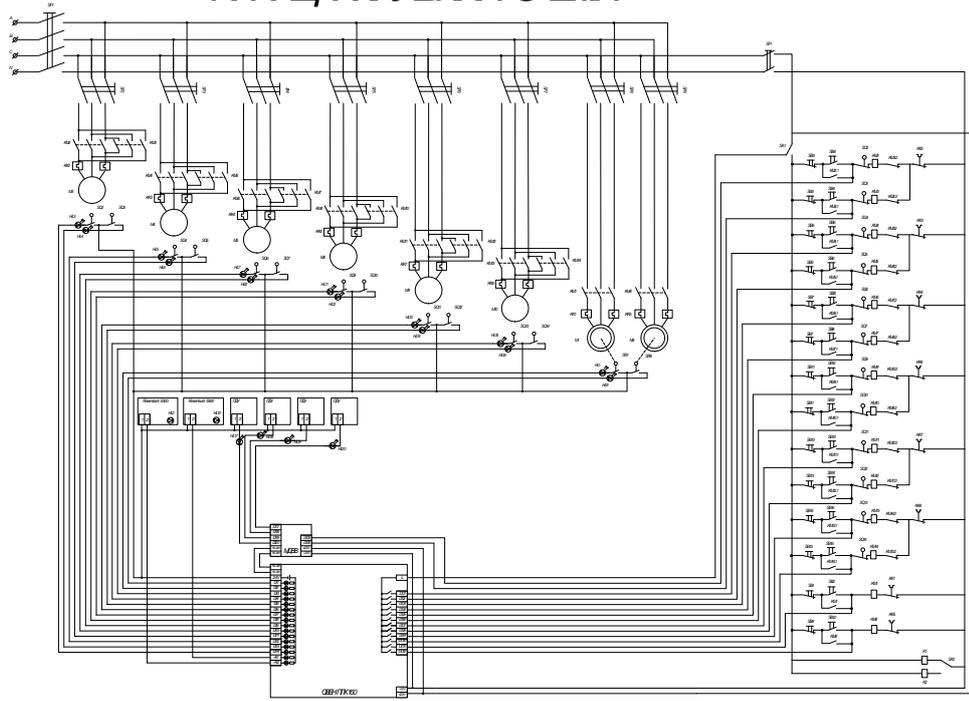
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж



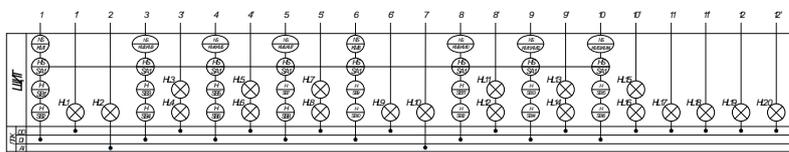
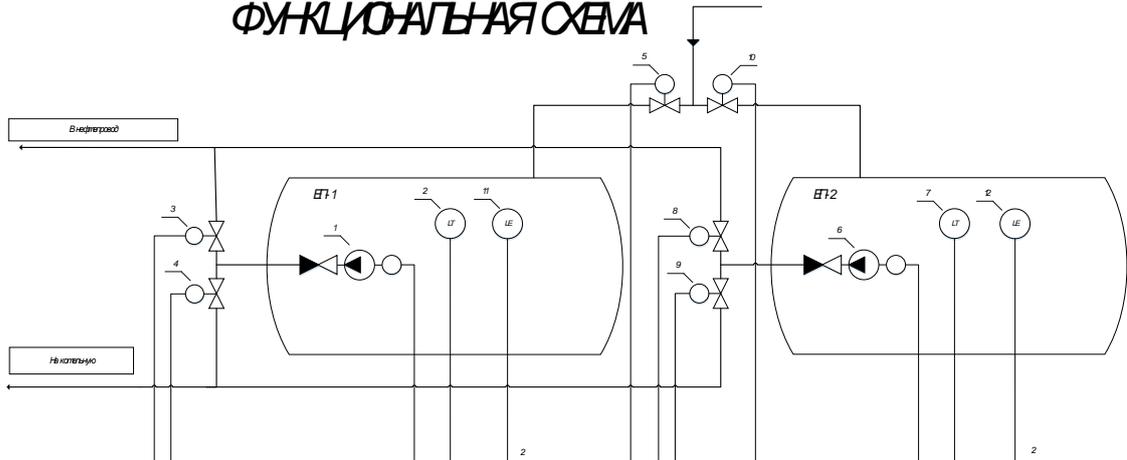
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж



ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА

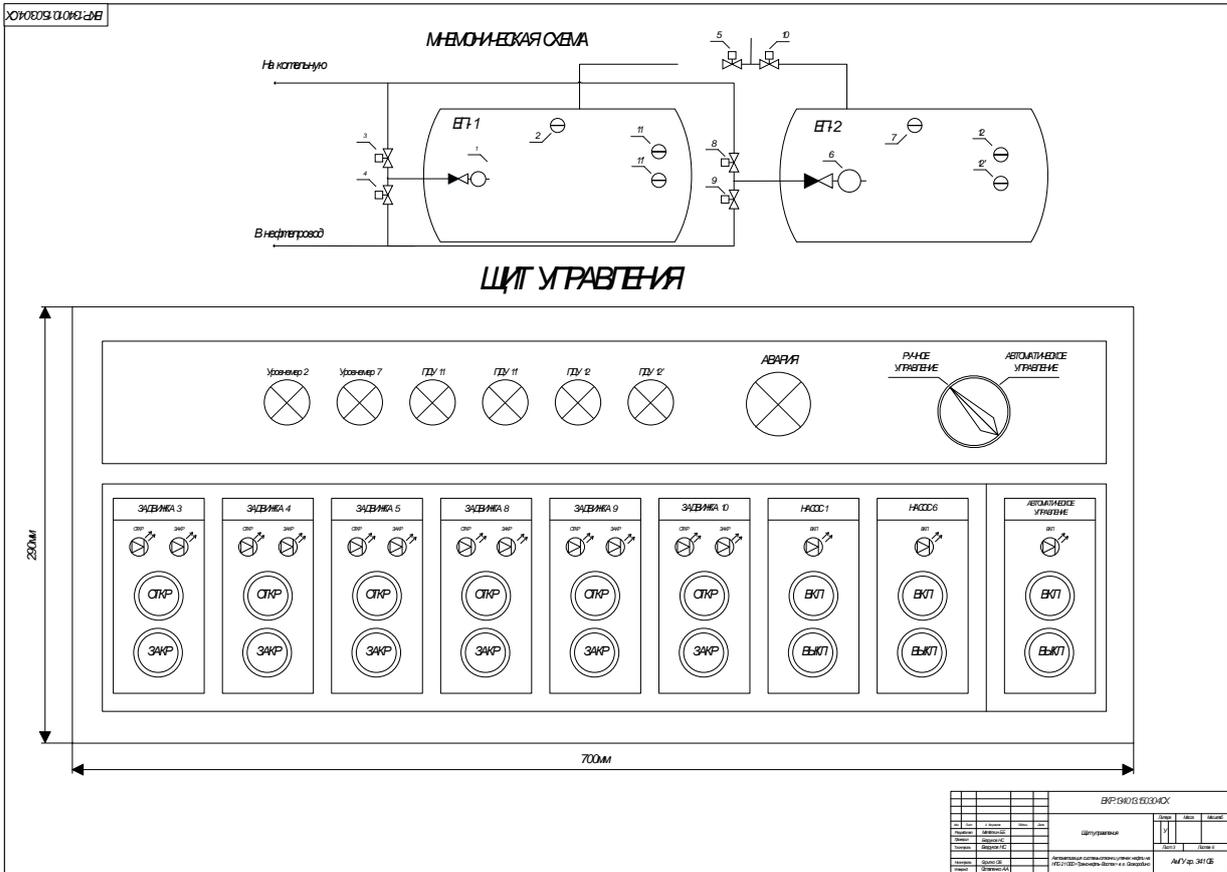
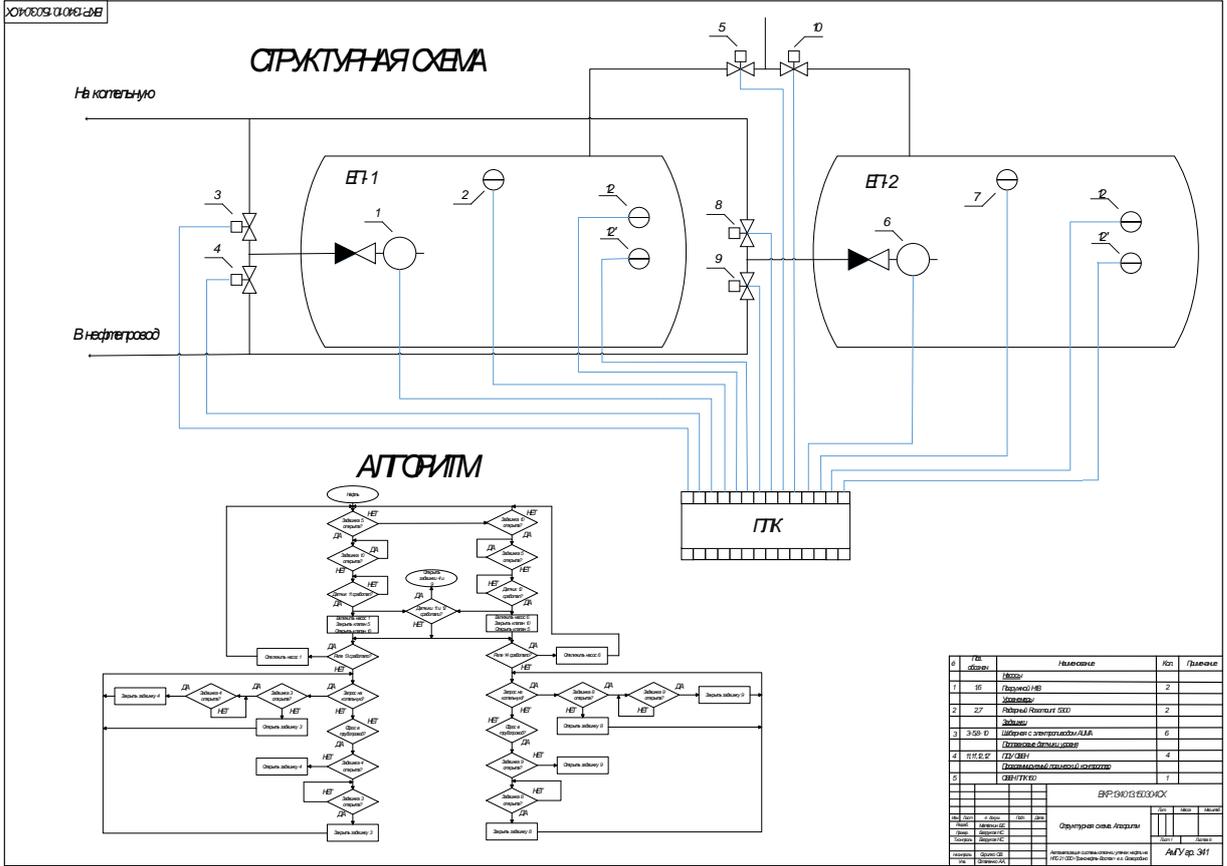


ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА

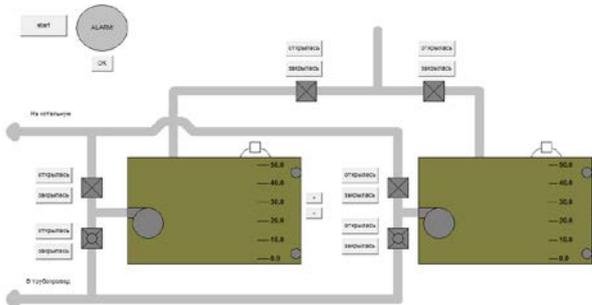


№	Код обозн.	Наименование	Кол.	Примечание
		Вводы		
1	ММБ	Пусковой МБ	2	
		Узеловые		
2	Розетт 500	Резерв Розетт 500	2	
		Задвижки		
3	ММБ-ИД	Шкафы с электродвигателями АИЛ	6	
		Позволяющие датчики уровня		
4	ПД	ПД СБН	4	
		Позволяющие датчики температуры		
5	СВН/ТКЕО	СВН/ТКЕО	1	
6	SB	Выключатель источник	6	
7	SD	Кнопка выключатель	2	
8	ММ	Минимальный проток	4	
9	ИК	Тепловое реле	8	
10	SR	Реле скорости	2	
11	И	Датчик световозвращающий	8	

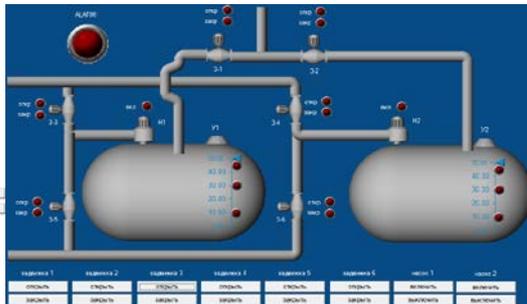
ВР:0103.60304.03			
№	Имя	Имя_англ.	Имя_рус.
1	Минимум_ИЕ	min_ie	Минимум_ИЕ
2	Выпуск_ИЕ	out_ie	Выпуск_ИЕ
3	Вход_ИЕ	in_ie	Вход_ИЕ
4	Минимум_ИЕ	min_ie	Минимум_ИЕ
5	Выпуск_ИЕ	out_ie	Выпуск_ИЕ
6	Вход_ИЕ	in_ie	Вход_ИЕ
7	Минимум_ИЕ	min_ie	Минимум_ИЕ
8	Выпуск_ИЕ	out_ie	Выпуск_ИЕ
9	Вход_ИЕ	in_ie	Вход_ИЕ
10	Минимум_ИЕ	min_ie	Минимум_ИЕ
11	Выпуск_ИЕ	out_ie	Выпуск_ИЕ
12	Вход_ИЕ	in_ie	Вход_ИЕ



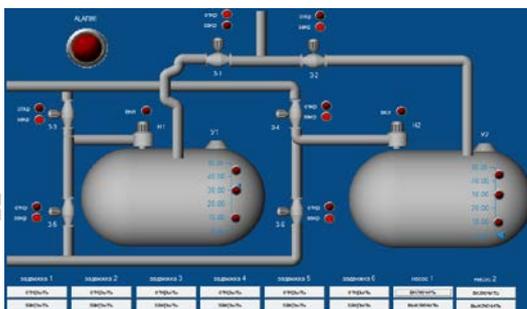
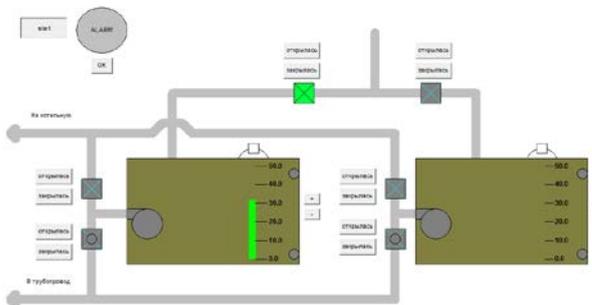
СИСТЕМА В GdS Sys



СИСТЕМА В TRACE MODE



ЗАГОТОВКА ПЕРВОЙ ЕМКОСТИ



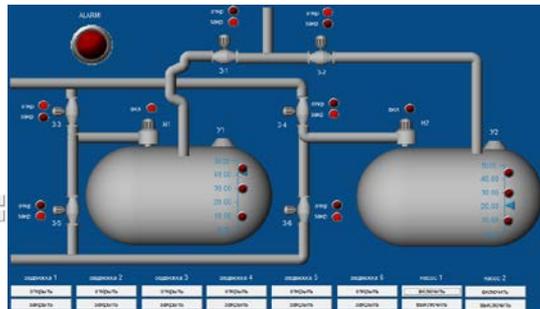
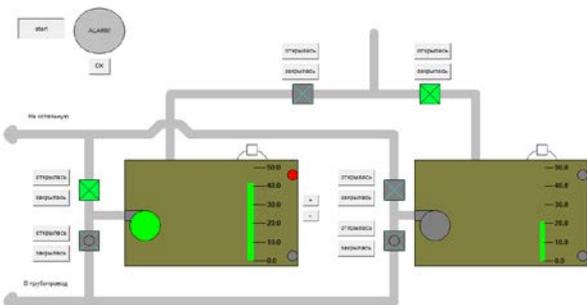
№	Имя	Время	Статус	Комментарий
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

ВР:00:00:00:00

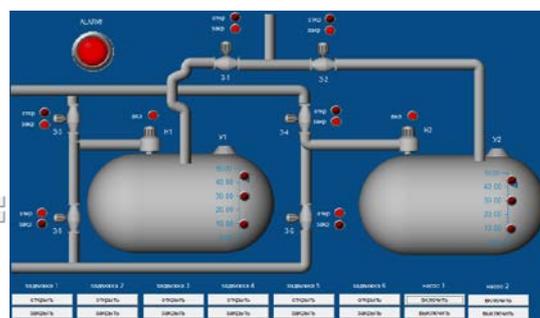
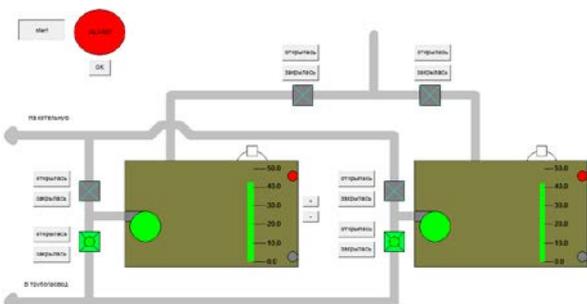
СИЛА-ОСВА

АИУ:00:30:11

ПЕРВАЯ ЗАГОТОВКА ЗАГОТОВКА ВТОРОЙ



ПЕРЕХОД В АВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ



№	Имя	Время	Статус	Комментарий
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

ВР:00:00:00:00

СИЛА-ОСВА

АИУ:00:30:11

