

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



Институт электронного обучения  
Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств  
Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Модернизация автоматизированной системы блока сепарации установки комплексной подготовки нефти</b>

УДК 658.512.4.011.56:665.62

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т11	Спиридович Татьяна Юрьевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ИКСУ	Громаков Евгений Иванович	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ЭБЖ	Назаренко Ольга Брониславовна	д.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Лиепиньш Андрей Вилнисович	к.т.н.		

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

---

Институт электронного обучения

Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

Уровень образования – бакалавр

Период выполнения – осенний/весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа
---------------------

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Громаков Е.И.	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
ИКСУ	Лиепиньш А. В.	К.Т.Н.		

**РЕЦЕНЗИЯ**  
**на бакалаврскую работу**

Студент	<i>Спиридович Татьяна Юрьевна</i>
---------	-----------------------------------

Направление / специальность	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
-----------------------------	--

Кафедра	<i>ИКСУ</i>	Институт	<i>ИНЭО</i>
---------	-------------	----------	-------------

<b>Тема работы</b>
<b>Модернизация автоматизированной системы блока сепарации установки комплексной подготовки нефти</b>

Представленная на рецензию работа содержит пояснительную записку и графическую часть на формате А4.  
Работа выполнена в соответствии с заданием и в полном объеме.  
Рецензируемая работа содержит главы.

В первой главе:  
Поставлено техническое задание, описаны цели и задачи АС, назначение и состав исследуемого объекта, а также основные требования к разрабатываемой схеме.

Во второй главе:  
Описание технологического процесса сепарации, состав и область применения, устройство и работа, структурная и функциональная схема АС, схема информационных потоков. Осуществлён выбор средств реализации, выбор алгоритмов управления АС, а также разработаны схема внешних проводок.

В третьей главе:  
Рассмотрены вопросы финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Построен график выполнения ВКР. Проведен анализ и рассчитан бюджет разработанной системы.

В четвертой главе:  
Основные проявления вредных факторов производственной среды, произведен анализ вредных факторов проектируемой производственной среды. Рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Оценка работы рецензентом в целом  
В проекте модернизации автоматизированной системы блока сепарации на установке комплексной подготовки нефти, было рассмотрено применение программируемого логического контроллера "ГАММА11", применение датчиков, уровнемеров, расходомеров. Запланированные результаты обучения по образовательной программе достигнуты в полном объеме. В целом работа производит впечатление законченного технического решения, результаты которого могут быть использованы на практике.

Выполненная работа может быть признана законченной квалификационной работой, соответствующей всем требованиям, а ее автор,

*Спиридович Татьяна Юрьевна*

заслуживает оценки:

*Отлично*

и присуждения квалификации бакалавра по:

направление	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
-------------	--

Заместитель начальника производственного  
отдела по ЭСТ АО НПФ "Микран" \_\_\_\_\_ Тарасов Александр Евгеньевич

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

## Отзыв руководителя

## Реферат

Пояснительная записка содержит 72 страниц машинописного текста, 23 таблицы, 16 рисунков, список используемых источников и 7 приложений.

В данной работе будем исследовать блок сепарации УКПН.

Цель работы – разработка автоматизированной системы управления блока сепарации с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В данном проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе комбинированного промышленного контроллера (КПК) ГАММА 11, с применением SCADA-системы TRACE MODE.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Данная система позволит увеличить производительность, повысить точность и надежность измерений, сократить число аварий.

Перечень ключевых слов:

Установка комплексной подготовки нефти (УКПН), Нефтегазовый сепаратор (НГС), Блочно-кустовая насосная станция (БКНС), Нефть, Газ, Программируемый логический контроллер (ПЛК), SCADA-система, ГАММА-11, регулируемый клапан.

## Содержание

Глоссарий	11
Обозначения и сокращения	15
Введение	17
1. Техническое задание	19
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП	19
1.2 Назначение системы	19
1.3 Цели создания системы	19
1.4 Требования к техническому обеспечению	20
1.5 Требования к метрологическому обеспечению	21
1.6 Требования к программному обеспечению	21
1.7 Требования к математическому обеспечению	22
1.8 Требования к информационному обеспечению	22
2. Основная часть	23
2.1 Описание технологического процесса	23
2.2 Выбор архитектуры автоматизированной системы	24
2.3 Разработка структурной схемы	28
2.4 Функциональная схема автоматизации выполненная по ГОСТ 21.408-2013	30
2.5 Разработка схемы информационных потоков	31
2.6 Выбор средств реализации	34
2.6.1 Выбор контроллерного оборудования	34
2.6.2 Выбор датчиков	39
2.6.2.1 Выбор датчика давления	39
2.6.2.2 Выбор датчика – сигнализатор уровня	43
2.6.2.3 Выбор датчиков – уровнемеров	46
2.6.2.4 Выбор расходомеров	50
2.6.2.5 Нормирование погрешности канала измерения	54
2.6.3 Выбор исполнительных механизмов	56
2.6.3.1 Выбор регулирующего клапана	56
2.6.4 Разработка схемы внешних проводок	58
2.6.5 Выбор алгоритмов управления АС	59
2.6.5.1 Алгоритм сбора данных измерений	59
2.6.6 Надежность системы	60
2.6.7 Экранные формы	62
2.6.7.1 Разработка дерева экранных форм	63
2.6.7.2 Разработка экранных форм АС	63
2.6.7.3 Главное меню	64
2.6.7.4 Область видеокadra	65
2.6.7.5 Мнемознаки	65
Заключение	67

## Глоссарий

Таблица №1

Термин	Определение
Автоматизированная система	объединение программных и аппаратных средств, предназначенное для управления процессами в рамках технологического процесса.
Интерфейс (RS-232C, RS-422, RS-485, CAN)	набор средств (программных, технических, лингвистических) и правила для обеспечения взаимодействия между различными системами программы, между техническими устройствами или между пользователем и системой
Видеокадр	область экрана, которая служит для отображения мнемосхем, трендов, табличных форм, окон управления, журналов и т.п.
Мнемосхема	представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ
Мнемознак (мнемосимвол)	представление объекта управления или технологического параметра (или их совокупности) на экране АРМ.
Интерфейс оператора	совокупность аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой
Профиль АС	Понятие "профиль" определено как подмножество и/или комбинации основных норм информационных технологий и стандартных решений компании в международной практике (Windows, Unix, MacOS), необходимых для реализации требуемых наборов функций АС. Для определения места и роли каждого базового стандарта в профиле требуется концептуальная модель. Такая модель, называемая OSE/RM (OpenSystemEnvironment/ReferenceModel), предложена в ГОСТ Р ИСО МЭК ТО 10000-3-99
Протокол (CAN, OSI, ProfiBus, Modbus, HART, Profibus DP, Modbus RTU, Modbus +, CAN, DeviceNet)	набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами
Техническое задание (ТЗ)	Документ одобренный в соответствии с установленным порядком, определяющим цели, требования и исходные данные, необходимые для развития автоматизированной системы



Технологический процесс	последовательность технологических операций, необходимых для исполнения определенного типа работ. Технологический процесс состоит из рабочих характеристик, которые в свою очередь состоят из рабочих движений (приемы)
Система управления базами данных	Система управления базами данных – набор программы и языковых средств, предназначенных для управления данными в базе данных, поддерживая базу данных, гарантируя многопользовательский доступ к данным
Архитектура АС	набор значительных решений об организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов
SCADA (англ. Supervisory Control and Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных)	Под термином SCADA понимают инструментальную программу для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных
ФЮРА. 425280	ФЮРА это – код организации разработчика проекта (ТПУ); 425280 это – код классификационной характеристики проектной продукции по ГОСТ 3.1201-85 (в соответствии с шестизначный классификационной характеристикой ОКП этот код означает программно-технические комплексы для распределенного автоматизированного управления технологическим объектом, многофункциональные)
ОРС-сервер	это программный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектов и предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам стандарта ОРС.
Стандарт	образец, эталон, модель, принимаемые за исходные, для сопоставления с ними др. подобных объектов. Стандарт в Российской Федерации – документ, устанавливающий комплекс норм, правил, требований к объекту стандартизации, в котором в целях добровольного многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления и характеристики процессов производства, эксплуатац

	ии, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг
Объект управления	ОУ – обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления
Программируемый логический контроллер	ПЛК или программируемый контроллер – специализированное компьютеризированное устройство, используемое для автоматизации технологических процессов. В отличие от компьютеров общего назначения, ПЛК имеют развитые устройства ввода-вывода сигналов датчиков и исполнительных механизмов, приспособлены для длительной работы без серьезного обслуживания, а также для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды. ПЛК являются устройствами реального времени.
Диспетчерский пункт	ДП – центр системы диспетчерского управления, где сосредотачивается информация о состоянии производства
Автоматизированное рабочее место	АРМ – программно-технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. При разработке АРМ для управления технологическим оборудованием как правило используют SCADA-системы
Распределенная система управления	система управления технологическим процессом, который характеризуется созданием распределенной системы входа децентрализации обработки данных и заключения
ТЕГ	метка как ключевое слово, в более узком применении идентификатор для категоризации, описания, поиска данных и задания внутренней структуры
Корпоративная информационная система	масштабируемая система, предназначенная для сложной автоматизации всех типов экономической деятельности крупных и предприятий среднего размера, включая корпорации, состоящие из группы компаний, требовательного однородного

	управления.
Автоматизированная система управления технологическим процессом	комплекс программы и технических средств предназначен для автоматизации управления технологическим оборудованием на предприятиях. Система промышленного контроля обычно понимается как сложная автоматизация обеспечения решения главных технологических операций на производстве в целом.
Пропорционально-интегрально-дифференциальный регулятор	ПИД регулятор – устройство используется в системах автоматического контроля для обслуживания заданной ценности измеренного параметра. Регулятор PID измеряет отклонение устойчивого размера от заданной и дает операционный сигнал, являющийся суммой трех составляющих, сначала который в пропорции к этому отклонению, второму в пропорции к интегралу отклонения и третьего в пропорции к производной отклонения.
Modbus	коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент-сервер»

## Обозначения и сокращения

Таблица №2

Аббревиатура	Краткая характеристика
OSI(OpenSystemsInterconnection)	Эталонная модель взаимодействия открытых информационных систем
PLC (ProgrammableLogicControllers)	Программируемые логические контроллеры (ПЛК).
HMI (HumanMachineInterface)	Человеко-машинный интерфейс
OSE/RM (Open System Environment Reference Model)	Базовая модель среды открытых систем
API (ApplicationProgramInterface)	Интерфейс прикладных программ
EI (ExternalEnvironmentInterface)	Интерфейс внешнего окружения
OPC (ObjectProtocolControl)	OLE для управления процессами
OLE (Object Linking and Embedding)	Протокол, определяющий взаимоотношение объектов различных прикладных программ при их компоновке в единый объект/документ
SNMP (Simple Network Management Protocol)	Протокол управления сетями связи на основе архитектуры TCP/IP
ODBC (OpenDataBaseConnectivity)	Программный интерфейс доступа к базам данных (открытая связь с базами данных)
ANSI/ISA (American National Standards Institute/ Instrument Society of America)	Американский национальный институт стандартов/Американское общество приборостроителей
DIN (DeutschesInstitutfürNormung)	Немецкий институт по стандартизации
IP (InternationalProtection)	Степень защиты
LAD (Ladder Diagram)	Язык релейной (лестничной) логики
ППЗУ	Программируемое постоянное запоминающее устройство
АЦП	Аналого-цифровой преобразователь
ЦАП	Цифро-аналоговый преобразователь
МККТТ	Международный консультативный комитет по телефонии и телеграфии
МП	Модульный процессор
МНП	Магистральный нефтепровод
УУН	Узел учета нефти
РВС	Резервуар вертикальный стальной
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика

ВНИИМС	Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы
ПАЗ	Противоаварийная автоматическая защита
ПО	Программное обеспечение
УСО	Устройство сопряжения (связи) с объектом, устройство ввода/вывода
УКПН	Установка комплексной подготовки нефти

## Введение

Автоматизация – одно из направлений научно-технического прогресса, применения автономных технических средств, экономически-математических методов и систем управления, освобождающих человека от участия в процессах получения, преобразования, передачи и использования энергии, материалов или информации, значительно уменьшающей степень этого участия или трудозатраты несомых операций. Требуется дополнительное использование датчиков (датчики), входное оборудование, устройства приведения в действие (контроллеры), механизмы приведения в действие, устройства вывода, используя электронное оборудование и методы вычислений.

Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. Первоначально осуществлялась лишь частичная автоматизация отдельных операций.

В последнее время функции систем автоматизации непрерывно расширяются. Все чаще в их задачу входит автоматическая перенастройка оборудования при изменении условий работы с целью получения наиболее эффективных, оптимальных режимов работы установок. Увеличивается количество установок, отдельных линий, цехов и даже предприятий, работающих без участия обслуживающего персонала.

В настоящее время различают четыре основные особенности автоматизации, которые обуславливают задачи и цели ее осуществления.

1. Первой особенностью автоматизации является возможность повышения производительности труда. Наряду с этим все чаще ставится вопрос о повышении качества и надежности производимой продукции.
2. Вторая особенность автоматизации обусловлена возможностью управления установкой или производственным процессом в опасных, труднодоступных или вообще недоступных для человека сферах (забои

горных предприятий, химические реакторы, ядерные двигатели, атомные электростанции, космические приборы и аппараты и др.).

3. Третья особенность состоит в возможности замены человека машиной при решении задач, требующих трудоемких и длительных вычислений, а также сопоставления полученных результатов и оперативного логического реагирования.
4. К четвертой особенности относится повышение культурного и профессионального уровня обслуживающего персонала, в результате чего изменяется характер самого труда. Это имеет большое социальное значение и способствует стиранию граней между умственным и физическим трудом.

**Различают следующие основные этапы автоматизации:**

- Частичная автоматизация, когда автоматизируются отдельные, не связанные друг с другом, механизмы или установки.
- Комплексная автоматизация, при которой все операции технологического процесса согласованы друг с другом и выполняются автоматически по определенной заданной программе.
- Полная автоматизация, когда автоматизируются как основные, так и вспомогательные операции. При этом предусматривается автоматический выбор оптимальных режимов работы машин и оборудования. На данном этапе широко применяется вычислительная техника, используются принципы кибернетики и оптимального управления.

Целями данного проекта является систематизация и углубление теоретических и практических знаний в области проектирования автоматизированных систем объектов нефтегазовой отрасли, развитие навыков их практического применения, теоретических знаний при решении инженерных задач автоматизированного управления технологическим процессом в нефтегазовой отрасли.

## **1. Техническое задание**

### **1.1 Основные цели и задачи создания**

Установка комплексной подготовки нефти предназначена, для приема пластовой жидкости с кустовых площадок, отделения попутного газа от нефти, сброса пластовой воды и очистки в отстойниках, учета и транспортирования нефти в магистральный нефтепровод.

### **1.2 Назначение системы**

Назначением системы является модернизация АСУ ТП блока сепарации. АСУ ТП должна обеспечивать:

- ✓ автоматизированный контроль и управления в реальном масштабе времени технологическим процессом сепарации на УКПН.
- ✓ безопасность технологического процесса отделения нефти от газа.
- ✓ автоматического и дистанционного приведения технологического процесса в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций (пожар, выход из строя технологического оборудования и прочее);
- ✓ контроль за устройством образования воронки, распределительным устройством, и их нахождение в заданных нормативных пределах и перевод УКПН в безопасное состояние при возникновении каких-либо аварийных ситуаций;
- ✓ контроль технологических параметров насосов нефти и нефтепродуктов.

### **1.3 Цели создания системы**

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

- получение достоверной информации с технологических объектов;
- оптимизация режимов работы технологических объектов;
- увеличение точности и эффективность измерения параметров технологических процессов;



- введение автоматизированных и математических методов управления и управление технологическими процессами и объектами;
- уменьшение в трудозатратах управления технологическими процессами;
- повышение безопасности производства, улучшение экологической обстановки в районе производства.
- минимизация технологических издержек (экономия электроэнергии, продление ресурса электродвигателей).
- улучшение условий труда оперативного персонала.

#### **1.4 Требования к техническому обеспечению**

Оборудование, установленное на открытых областях в зависимости от зоны расположения объекта, должно быть устойчивым против влияния температур от  $-50^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$  и влажности не меньше чем 80% при температуре  $35^{\circ}\text{C}$ .

Комплекс программного и аппаратного обеспечения должен позволить возможность строительства, модернизации и развития системы, и также иметь запас на каналах ввода - вывода не меньше чем 20%.

Датчики, используемые в системе, должны ответить требованиям взрывобезопасности.

Степень защиты технических средств против пыли и влажности должна быть не меньше IP56.

Индикаторы надежности датчиков общего промышленного назначения, которые будут выбраны, управляясь индикаторами мирового класса и лучшими образцами внутренних продуктов, а именно:

- 1) время наработки на отказ не менее 40 тыс. час;
- 2) срок службы не менее 5 лет.

Контроль уровня в емкостях с нефтью должен производиться не менее чем одним независимым датчиком с сигнализацией верхнего предельного уровня не менее чем от одного измерителя.

### **1.5 Требования к метрологическому обеспечению**

Для измерения уровня нефти и раздела фаз нефть – вода в НГС использовать ультразвуковые датчики. Основная относительная погрешность измерения ультразвуковых датчиков должна составлять не более 1%.

Главная относительная погрешность датчиков давления, сигнализаторов должна составлять не более 0,2%.

### **1.6 Требования к программному обеспечению**

Программное обеспечение (ПО) включает в себя:

- (операционные системы);
- инструменты программного обеспечения;
- базовое прикладное;
- специальное прикладное.

Набор функций конфигурации обычно должен включать:

- создание и поддержание базы данных конфигурации на вход/выходных сигналах;
- конфигурация алгоритмов контроля, инструкций и защиты с использованием стандартных функциональных блоков;
- создание символических схем (мнемокадров) для визуализации условий технологических объектов;
- конфигурация сообщений о документах (официальные сообщения, протоколы).

Инструменты для специального прикладного программного обеспечения должны включать технологические и универсальные языки программирования и соответствующие средства развития (компиляторы, отладчики).

Технологические языки программирования должны соответствовать стандарту ИЕС 61131-3.

Основное прикладное программное обеспечение должно обеспечить исполнение стандартных функций соответствующего уровня (опрос, измерение, фильтрация, визуализация, система сигнализации, регистрация, и т.д.).

Специальное прикладное программное обеспечение должно предоставить работе нестандартные функций соответствующего уровня (специальные алгоритмы контроля, вычисления, и т.д.)

### **1.7 Требования к математическому обеспечению**

Программное обеспечение должно представлять набор математических методов, моделей и алгоритмов обработки информации, используемой во время создания автоматизированной системы и позволить понимать различные средства компонентов однородного математического аппарата.

### **1.8 Требования к информационному обеспечению**

Результатами проекта должны быть представлены:

- состав, структура и способы структуры данных;
- порядок обмена информацией между компонентами и составными частями;
- структура процесса сбора, обработки, информационной передачи;
- информация о визуальном представлении данных и результатах контроля.

Должна быть часть информационной поддержки в которую входят:

- объединенная система электронных документов, выраженных как ряд форм статистических сообщений;
- распределенная структурированная система хранения базы данных объектов;
- средства поддержания и управление базами данных.

## 2. Основная часть

### 2.1. Описание технологического процесса

Поступает из скважин продукция, не представляющая чистые продукты (нефть и газ) из. Из скважин совместно с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). Исходя из целесообразных соображений нефть подвергают ряду технологических процессов таких как обессоливания, обезвоживания, дегазации, удаления твердых частиц. На установке по подготовке нефти происходит подготовка нефти в соответствии с комплексом проводимых работ. Комплекс этого оборудования называется УКПН – установка по комплексной подготовке нефти. Обезвоженная, обессоленная и дегазированная нефть после завершения окончательного контроля поступает в резервуары товарной нефти и затем на главную насосную станцию магистрального нефтепровода.

Работа состоит в следующем. Нефть из резервуаров центрального сборного пункта перекачивается насосом 1, протекает через теплообменник 2 попадает в отстойник 3 который работает непрерывно. В отстойнике наибольшая часть воды оседает на дно и отводится для дальнейшей подготовки с целью закачки в пласт (III). Далее в поток вводится пресная вода (V), чтобы уменьшить концентрацию солей в оставшейся минерализованной воде. В электродегидраторе 4 производится окончательное отделение воды от нефти и обезвоженная нефть через теплообменник 5 поступает в стабилизационную колонну 6. За счет прокачки нефти из низа колонны через печь 10 насосом 11 ее температура доводится до 240 °С. При этом, легкие фракции нефти испаряются, поднимаются в верхнюю часть колонны и далее поступают в конденсатор-холодильник 7. Здесь пропан-бутановые и пентановые фракции в основном конденсируются, образуя так называемую широкую фракцию, а несконденсировавшиеся компоненты отводятся для использования в качестве топлива. Широкая

фракция откачивается насосом 9 на фракционирование, а частично используется для орошения в колонне 6. Стабильная нефть из низа колонны насосом 12 откачивается в товарные резервуары. На этом пути горячая стабильная нефть отдает часть своего тепла сырой нефти в теплообменниках 1, 5. Нетрудно видеть, что в УКПН производятся обезвоживание, обессоливание и стабилизация нефти. Причем для обезвоживания используются одновременно подогрев, отстаивание и электрическое воздействие, т.е. сочетание сразу нескольких методов.

## **2.2 Выбор архитектуры АС**

Понятие ее профиля - краеугольный камень развития архитектуры пользовательского интерфейса проекта. Профиль понят как ряд стандартов, сосредоточенных на исполнении определенной цели. Главные цели применения профилей:

- снижение трудоемкости проектов;
- увеличение показателей качества оборудования;
- возможность дополнительного внедрения по набору прикладных функций;
- возможность функциональной интеграции проблем информационных систем.

Профили содержат в себе следующие группы:

- прикладное программное обеспечение;
- среда автоматизированной системы;
- защита информации ;
- набор инструментальных средств.

В качестве профиля прикладного программного обеспечения будет использоваться открытая и готовая к использованию SCADA-система Trace Mode.

## **2.3. Разработка структурной схемы АС**

Объектом управления является блок сепарации. В нефтегазовом сепараторе осуществляется замер уровня нефти, замер раздела фаз,

измерение давления, а в трубопроводах – стоят задвижки, на открытие или закрытие. Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой. Трехуровневая структура АС приведена в приложении А.

#### **2.4 Функциональная схема автоматизации**

В соответствии с заданием, разработан вариант функциональной схемы автоматизации:

– по ГОСТ 21.408-2013. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах по ГОСТ 21.208-2013;

##### **Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013**

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.408-2013 и приведена в приложении Б. На схеме изображены два контура управления клапанами, а именно, при наполнении сепаратора жидкостью, происходит измерение давления, измерения уровня жидкостей (вода, нефть), управление состоит в следующем, как только в первом отсеке происходит заполнение, тут же срабатывают датчики измерения, и в случае максимального значения, посылают сигнал, на открытие клапана, для слива жидкости. В первом контуре управления происходит слив воды, а во втором контуре слив нефти.

#### **2.5 Разработка схемы информационных потоков**

Схема информационных потоков, которая приведена в приложении В, включает три уровня сбора и хранения информации:

- нижний уровень (уровень сбора и обработки),
- средний уровень (уровень текущего хранения),
- верхний уровень (уровень архивного и КИС хранения).

На нижнем уровне представляются данные физических устройств ввода/вывода. Они включают в себя данные аналоговых сигналов и дискретных сигналов, данные о вычислении и преобразовании.

Средний уровень представляет собой буферную базу данных, которая является как приемником, запрашивающим данные от внешних систем, так и их источником. Другими словами, она выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранным формам АРМ-приложений. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации. Сигналы между контроллерами и между контроллером верхнего уровня и АРМ оператора передаются по протоколу Ethernet.

Параметры, передаваемые в локальную вычислительную сеть в формате стандарта OPC, включают в себя:

- давление в сепараторе, МПа;
- сигнализатор уровня, мм;
- уровень раздела фаз (в первом отсеке), мм;
- уровень нефти (во втором отсеке), мм;
- управление задвижкой на сброс воды, %;
- управление задвижкой на сброс нефти, %;
- расходомер нефти, м<sup>3</sup>/ч;
- расходомер воды, м<sup>3</sup>/ч;
- расходомер газа, м<sup>3</sup>/ч.

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (ТЕГ), состоящий из символьной строки. Структура шифра имеет следующий вид:

AAA\_BBB\_CCCC\_DDDDD,

где

- AAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:
  - DAV – давление;
  - URV – уровень;
  - RAS – расход;
  - UPR – управляющий сигнал;

- BBB – код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:
  - C1 – сепаратор (C-1)
  - TRB – трубопровод;
- CCCC – уточнение, не более 4 символов:
  - GAS – газ
  - NEFT – нефть;
- DDDDD – примечание, не более 5 символов:
  - REG – регулирование;
  - AVARH – верхняя аварийная сигнализация;
  - AVARL – нижняя аварийная сигнализация;
  - PREDH – верхняя предупредительная сигнализация;
  - PREDL – нижняя предупредительная сигнализация.

Знак подчеркивания \_ в данном представлении служит для отделения одной части идентификатора от другой и не несет в себе какого-либо другого смысла. Перечень вход/выходных сигналов представлен в приложении Г.

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в таблице №3.

Таблица №3

Кодировка	Расшифровка кодировки
DAV_C1_OIL	Давление в сепараторе
UPR_C1_PREDH	Сигнализатор уровня верхний
URV_C1_N-V	Уровень раздела фаз «нефть-вода»
URV_C1_NEFT	Уровень нефти в сепараторе
UPR_TRB_VODA	Управление клапаном на сброс воды
UPR_TRB_NEFT	Управление клапаном на сброс нефти
RAS_TRB_NEFT	Расходомер нефти
RAS_TRB_VODA	Расходомер воды
RAS_TRB_GAS	Расходомер газа



## 2.6 Выбор средств реализации сепаратора

Задачей выбора программно-технических средств реализации проекта АС является анализ вариантов, выбор компонентов АС и анализ их совместимости.

Программно-технические средства АС включают в себя: измерительные и исполнительные устройства, контроллерное оборудование, а также системы предупреждения.

### 2.6.1 Выбор контроллерного оборудования

В основе системы автоматизированного управления будем использовать ПЛК «Гамма 11», изображенный на рисунке 3 (контроллер промышленный комбинированный – КПК)



Рисунок 3. Контроллер промышленный комбинированный – КПК

Особенностью данного ПЛК является возможность компоновки его функционального состава адекватно поставленной задаче. Оптимальность решения этой задачи обеспечивается модульной структурой каналов ввода/вывода ПЛК и использованием одного из трех типов модуля процессора: МП7, МП9 и МП10. «Гамма 11» может работать как автономно (в том числе с местной индикацией измеряемых параметров), так и в составе АСУТП совместно с верхним уровнем. Он обладает аппаратно-программными средствами визуализации информации и высокоуровневого программирования исполняемых функций (в графических образах). В состав обязательно входят один (или два, когда ПЛК наделен функциями

резервирования) модуль процессора (далее "МП"), как минимум, один блок питания изолированный (БПИЗ) и интерфейсные модули аналогового и цифрового ввода/вывода (далее "интерфейсные модули").

Кроме того, в состав прибора может входить один из трех видов терминала КПК ГАММА 11 (далее "терминал"), предназначенный для обеспечения местной индикации параметров настройки и состояний каналов ввода/вывода прибора, а также изменения параметров настройки. В состав поставки терминала входит среда разработки структуры экранов ScreenBuilder, в которой пользователь может по своему желанию группировать в виде таблиц или "окон" (в зависимости от типа терминала) текущее состояние каналов ввода/вывода прибора, архивировать и сопровождать регистрируемые события соответствующими сообщениями, а также структурировать процедуру ввода параметров настройки.

Модуль процессора является центральным узлом прибора. Он обеспечивает:

1. Двухсторонний информационный обмен с интерфейсными модулями, входящими в состав ПЛК, по последовательному интерфейсу CAN;
2. Формирование массива телеметрической информации, собранной интерфейсными модулями, входящими в состав ПЛК, и характеризующей текущее состояние контролируемого объекта;
3. Трансляцию и хранение в своей энергонезависимой памяти (ЭП) массива настроечных параметров от ЭВМ верхнего уровня к интерфейсным модулям, входящим в состав КПК;
4. Автоматическое определение типа и проведение диагностики интерфейсных модулей, входящих в состав ПЛК;
5. Сбор данных от интерфейсных модулей ввода и принятие решений на формирование, с помощью интерфейсных модулей вывода ПЛК управляющих воздействий по результатам анализа данных о состоянии контролируемого объекта в соответствии с

установленным алгоритмом.

Модуль процессора (МП) является центральным узлом ПЛК, работает под управлением ОС Windows CE и предназначен для:

- подключения по двум гальванически изолированным между собой и от общего провода CAN-интерфейсам территориально разнесенных групп интерфейсных модулей, при этом питание каждой группы обеспечивается БПИЗ, а МП имеет собственный источник питания;
- поддержки систем логического программирования SoftLogic
- реализации многоканальных регуляторов с большими объемами вычислений;
- ведения архивов с сохранением информации на внешнем носителе (HDD, CF);
- работы в качестве терминала (ввод и просмотр параметров настройки прибора и т.п.);
- поддержки режима резервирования.

Модульный процессор имеет разъемы для подключения VGA, USB, PS/2, Ethernet, RS-232.

Все входы и выходы интерфейсных модулей прибора гальванически изолированы от общего провода прибора и, как правило, между собой.

Ввод состояний контактов внешних устройств (дискретный ввод) реализуют модули ввода:

- MB2 (22 входа для низковольтных элементов автоматики),
- MB3 (до 8 пар контактов силовых цепей, находящихся под напряжением 220 В, 50 Гц). Входы обоих модулей имеют гальваническую изоляцию.

Дискретный вывод в приборе формируют модули ключей:

- МК2 (8 силовых тиристорных выходов с переключением при переходе напряжения через ноль),
- МК3 (16 выходных дискретных сигналов типа "сухой контакт" с защитными диодами).

Взрывобезопасное измерение температуры обеспечивает бканальный модуль интерфейса термометров МИТ2. Он обеспечивает измерение температуры в диапазоне от  $-50$  до  $+150$  градусов с погрешностью  $\pm 0,2$ .

Для ввода аналоговых сигналов используются модули токовых входов МТВ3 (4 канала взрывобезопасного исполнения с возможностью подключения датчика по двухпроводной схеме, погрешность измерения  $\pm 5$  мкА) и МТВ4 (16 каналов, погрешность измерения  $\pm 40$  мкА).

Для организации локальных сетей в рамках данного ПЛК служит модуль интерфейса МИ4, выполняющий функции "мастера" в локальной сети интерфейса RS-485 численностью не более 15 абонентов, объединенных логическим протоколом ModBus RTU.

Взрывобезопасный контроль за давлением, уровнями, уровнями раздела сред многофазных жидкостей в резервуарах и их температурный мониторинг в составе прибора выполняются с помощью модуля сопряжения с датчиками МСД2. Точность измерения может достигать: уровня –  $\pm 1$  мм, температуры –  $\pm 0,2$  градуса, давления –  $\pm 1,5$  %.

Средством аналогового вывода служит 4-канальный модуль токовых выходов МТС3.

Отличительными особенностями систем управления на базе ПЛК являются:

- область применения – взрывоопасные условия;
- отсутствие внешних барьеров искробезопасности;
- возможность комбинации обычных и взрывобезопасных цепей в рамках одного каркаса управляющего контроллера;
- "горячая" замена интерфейсных модулей без снятия напряжения питания с прибора;
- резервирование выполнения алгоритма вторым модулем процессора и передача выполнения задачи управления "на лету";

санкционированная возможность оперативно менять параметры алгоритма управления в ходе эксплуатации установки;

интегрирование прибора в среду сторонних АСУ ТП посредством традиционных сетевых интерфейсов (RS 485, Ethernet) и широко распространенной системы программирования ISaGRAF.

### **2.6.2 Выбор датчиков**

При работе сепаратора необходимо отслеживать:

- Давление в сепараторе;
- уровень верхний предельно допустимый;
- Уровень раздела фаз «нефть-вода» (в первом отсеке);
- Уровень нефти (во втором отсеке).

#### **2.6.2.1 Выбор датчика давления**

Для измерения давления в сепараторе будем использовать датчик Метран 100, изображенного на рисунке 4.



Рисунок 4. Датчик измерения давления, Метран 100.

Датчики Метран - 100 являются многопредельными и датчик выбираемый в соответствии с заказом из ряда значений. Настройка датчика на нестандартный верхний предел измерений выполняется по взаимосогласованному заказу.

Скорость обмена по цифровому каналу связи для датчиков с кодом МП4, МП5 устанавливается потребителем из следующего ряда: 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600, 115200 бод. По умолчанию в датчике установлена скорость обмена 9600 бод и адрес 01h. В таблице №4 представлены основные характеристики.

Таблица №4

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	Жидкость, газ, пар
Пределы измерений	От 0,025 кПа до 68МПа
Основная приведенная погрешность	0,010% - 0,015%
Выходной сигнал	4-20 мА
Взрывозащищенные исполнения	1ExdПСТ6Х
Диапазон температур окружающей среды	от -40 до 85°С; от -51 до 85°С.
Интервал между поверками	до 3 года
Степень защиты датчиков от воздействия пыли и воды	IP 65

### Индикация

Индикаторное устройство установлено в корпусе электронного преобразователя (датчики с кодами МП1, МП3, МП5). Индикаторное устройство для датчиков с кодом МП выполнено в виде отдельного устройства (выносной индикатор ВИ) и подключается к датчику с помощью разъема. В режиме измерения давления на дисплее встроенного или выносного индикатора, HART-коммуникатора отображается значение измеряемого давления в установленных при настройке единицах измерения или в % от диапазона изменения выходного сигнала. Для датчиков, укомплектованных индикаторными устройствами, погрешность индикации значений входной измеряемой величины не превышает  $\pm 1\%$  от верхнего предела или диапазона измерений (нормируется при температуре  $(23\pm 2)^\circ\text{C}$ ).

## **Работа с датчиком**

Работа с датчиком Метран-100 (коды МП, МП1) осуществляется с помощью кнопочных переключателей, расположенных под крышкой электронного блока. Работа с датчиком Метран-100 (коды МП2, МП3) осуществляется по цифровому каналу связи с помощью управляющих устройств, поддерживающих HART-протокол, и конфигурационных программ. Кнопочные переключатели отсутствуют. Работа с датчиком Метран-100 (коды МП4, МП5) осуществляется по цифровому каналу связи дистанционно с помощью модема RS485/RS232 и конфигурационной программы ICP-Master или Modbus Master. Кнопочные переключатели отсутствуют.

Цифровой сигнал от датчиков Метран-100 (коды МП2, МП3) может приниматься и обрабатываться любым HART-устройством, поддерживающим HART-протокол. Все команды HART-протокола можно разделить на 3 группы: "универсальные", "общие" и "специальные". Универсальные команды поддерживаются всеми HART-совместимыми устройствами. Общие команды применяются для широкого класса приборов. Для датчиков Метран-100 реализованы две специальные команды: команда калибровки сенсора и команда чтения уникальных параметров датчика. Доступ к специальным командам возможен только при наличии специального драйвера.

HART-коммуникатор взаимодействует с датчиками Метран-100 в полном объеме команд.

### 2.6.2.2 Выбор датчика – сигнализатора уровня



Рисунок 5. СУР6

Ультразвуковой сигнализатор уровня «СУР-6», представленный на рисунке 5, предназначен для сигнализации уровня (уровня раздела сред) различных жидкостей в двух точках технологических емкостей.

Датчики положения уровня, входящие в состав прибора, имеют взрывозащищенное исполнение, соответствуют требованиям ГОСТ Р 51330.0, ГОСТ Р 51330.10, имеют вид взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь», уровень взрывозащиты «Особовзрывобезопасный» для взрывоопасных смесей категории ПВ по ГОСТ Р 51330.11, температурной группы Т5 по ГОСТ Р 51330.0, маркировку взрывозащиты «0ExiaПВТ5 X» по ГОСТ Р 51330.0.

Контролируемые среды: нефть, нефтепродукты, растворители, сжиженные газы, кислоты, щелочи, другие агрессивные и неагрессивные среды, в том числе сильнопенящиеся, обладающие высокой плотностью и вязкостью. Стойкость к агрессивным средам определяется материалами, контактирующими с агрессивной средой – нержавеющая сталь 12Х18Н10Т, фторопласт - 4.

Состав сигнализатора уровня СУР-6:

- датчик положения уровня ДПУ (жесткий чувствительный элемент),
- вторичный преобразователь ПВС5.



Датчик ДПУ подключается к вторичному преобразователю ПВС5 с помощью двухпроводного экранированного кабеля.

Датчик комплектуется поплавками типа II или IV (уровень), III или V (уровень раздела).

Технические характеристики СУР-6 сигнализатора уровня ультразвукового представлены в таблице №5.

Таблица №5

Характеристики	ДПУ6А	ДПУ6МА	ПВС5
Длина чувствительного элемента	от 1,5 до 4 м	от 1,5 до 16 м	–
Температура контролируемой среды	от минус 45 до + 65 °С (по специальному заказу до + 120 °С)	от минус 45 до + 65 °С (по специальному заказу до + 100 °С)	–
Давление контролируемой среды	до 2,0 МПа	до 0,15 МПа	–
Плотность контролируемой среды	от 600 до 1500 кг/м <sup>3</sup>		–
Маркировка взрывозащиты	0ExiaIIBT5 X		[Exib]IIB
Степень защиты	IP68 по ГОСТ 14254		IP20 по ГОСТ 14254
Климатическое исполнение	ОМ1,5 по ГОСТ 15150		УХЛ4 по ГОСТ 15150
Температура внешней среды	от минус 45 до +75 °С		от + 5 до + 45 °С
Пределы изменения атмосферного давления	от 84 до 106,7 кПа		от 84 до 106,7 кПа
Тип атмосферы	III, IV (морская и приморско-промышленная)		II (промышленная)
Срок службы	8 лет		8 лет
Масса (не более)	2,8 кг	9,5 кг	0,45 кг
Габаритные размеры (не превышают)	145x215x (130+L*) мм	145x215x (130+L*) мм	100x77,5x 109,5 мм

Контроль положения уровня продукта основан на измерении времени распространения в стальной проволоке короткого импульса упругой деформации. По всей длине проволоки намотана катушка, в которой протекает импульс тока, создавая магнитное поле. В месте расположения поплавка с постоянным магнитом, скользящего вдоль проволоки, в ней под действием магнитострикционного эффекта возникает импульс продольной деформации, который распространяется по проволоке и фиксируется пьезоэлементом, закрепленным на ней.

### 2.6.2.3 Выбор датчиков – уровнемеры: ДУУ2М-01 и ДУУ2М-03.

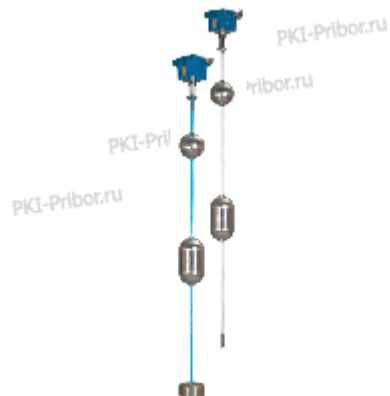


Рисунок 6. Датчик измерения уровня, ДУУ2М.

Датчики уровня ультразвуковые ДУУ2М, представленный на рисунке 6, (далее «датчики») предназначены для измерения уровня различных жидкостей, уровней раздела сред многофазных жидкостей (нефть – эмульсия – подтоварная вода и т.п.), Датчики имеют взрывозащищенное исполнение, соответствуют требованиям ГОСТ Р 51 330.0, ГОСТ Р 51 330.1 0, имеют вид взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь», уровень взрывозащиты «Взрывобезопасный» (для датчиков с номерами разработок без буквы «А») или «Особовзрывобезопасный» (для датчиков с номерами разработок с буквой «А») для взрывоопасных смесей категории ПВ по ГОСТ Р 51 330.11 температурных групп Т4 и л и Т5 , маркировку взрывозащиты «1ExibПВТ4/Т5 Х» или «0ExiaПВТ4/Т5 Х» ( в зависимости от номера разработки) по ГОСТ Р 51 330.0 и могут применяться во взрывоопасных зонах согласно требованиям главы 7.3 ПУЭ (Шестое издание) или других нормативно технических документов, регламентирующих применение оборудования во взрывоопасных зонах.

Датчики с номерами разработок с буквой «А» разрешается подключать только к вторичным приборам, имеющими вид взрывозащиты

«Искробезопасная электрическая цепь», уровень взрывозащиты «Особовзрывобезопасный» и маркировку взрывозащиты [Exia]IIВ.

Датчики внесены в Государственный реестр средств измерений и предназначены для построения систем автоматизации совместно с контроллерами ГАММА 11, как показано на рисунке 7.

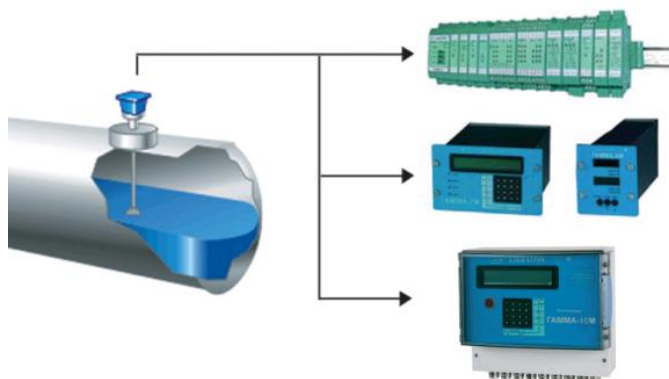


Рисунок 7. Вид взаимосвязи.

Датчики состоят из:

- первичного преобразователя (ПП) датчика;
  - чувствительного элемента (ЧЭ);
  - поплавка с постоянным магнитом, скользящего по ЧЭ.
- Технические данные представлены в таблице № 6.

Таблица №6

Наименование параметра	Датчик ДУУ2М
Длина чувствительного элемента	от 4 до 25 м (гибкий ЧЭ); от 1,5 до 4 м (жесткий ЧЭ)
Температура контролируемой среды	от минус 45 до +65 °С* (для ДУУ2М-01 ...-08, 10, -12, -14, -16, -01А ... -08А, -12А, -14А, -16А); от минус 45 до +120 °С* (для ДУУ2М-02Т, ДУУ2М-02Т); от минус 45 до +100 °С* (для ДУУ2М-10Т, ДУУ2М-10ТА)
Давление контролируемой среды	до 2,0 МПа (жесткий ЧЭ); до 0,15 МПа (гибкий ЧЭ)
Плотность контролируемой среды	от 600 до 1500 кг/м <sup>3</sup>
Маркировка взрывозащиты	1ExibIIBT5 X
Степень защиты	IP68 по ГОСТ 14254
Климатическое исполнение	ОМ1,5 по ГОСТ 15150
Температура внешней среды	от минус 45 до +75 °С*
Пределы изменения атмосферного давления	от 84 до 106,7 кПа
Тип атмосферы	III, IV (морская и приморско-промышленная)
Срок службы	8 лет
Масса (не более)	13,5 кг
Габаритные размеры (не превышают)	145x215x(130+L <sub>чэ</sub> ** ) мм

\* Другие температурные диапазоны по специальному заказу

\*\*«L<sub>чэ</sub>» - длина чувствительного элемента

Габаритные размеры выбираются согласно конструкторской документации, как показано на рисунке 8.

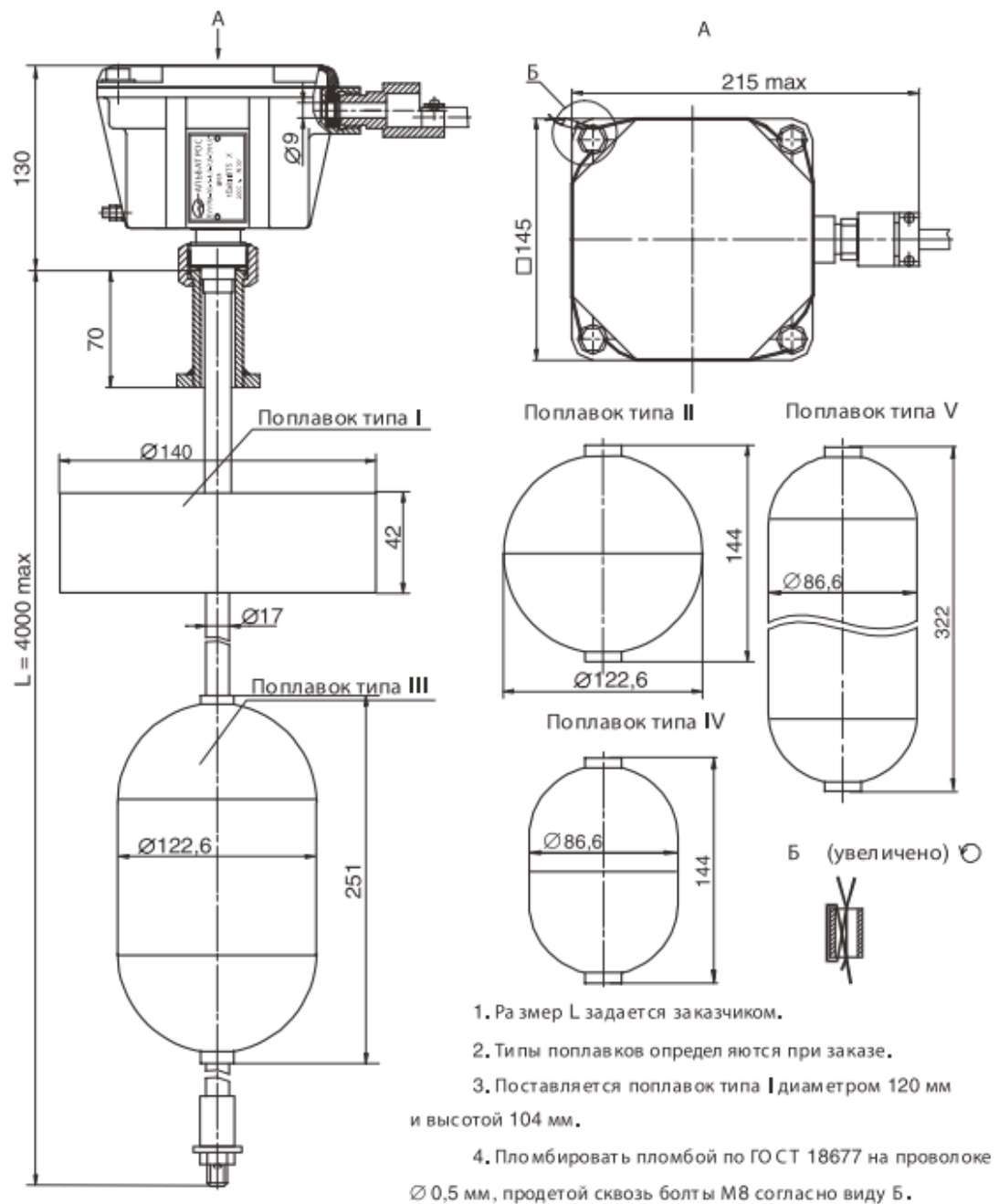


Рисунок 8. Габаритные размеры датчика.

#### 2.6.2.4 Выбор расходомеров

Турбинный счетчик газа «АГАТ 1М», представленный на рисунке 9, предназначен для измерения объема природного и попутного газа, а также воздуха в составе групповых измерительных установок.



Рисунок 9. АГАТ-1М

Функциональное назначение АГАТ-1М: замер объемов попутного нефтяного газа после сепарации на комплексах и превращение их в пропорциональный объему газа выходной сигнал.

Счетчик АГАТ-1М состоит из:

1. ТПР - Турбинного преобразователя расхода (далее - преобразователь расхода).
2. Магнитоиндукционного датчика (далее - датчик) НОРД-И2У-04 (для DN65, DN50, DN40) или НОРД-И2У-02 (для DN150, DN100).
3. Блока электронного НОРД-ЭЗМ(далее - блок НОРД-ЭЗМ) или блока обработки данных «VEGA-03»(далее - блок «VEGA-03»).

Преобразователь расхода преобразует объем, протекшего через него газа, в прямо пропорциональное число оборотов турбинки.

Угловую скорость вращения турбинки ТПР датчик преобразует в частоту электрического сигнала, а также усиливает его.

Блок «VEGA-03» или блок НОРД-ЭЗМ пересчитывает импульсы, поступившие от магнитоиндукционного датчика в объемные единицы, накапливает их и трансформирует в импульсно-кодовые сигналы и в показания отсчетного устройства с носителем вида «закрывающий контакт».

Преобразователь расхода вместе с датчиком предназначается для монтажа во взрывоопасных зонах наружных установок и помещений.

Блок НОРД-ЭЗМ и блок«VEGA-03» - изделия общего назначения, которые предназначаются для монтажа вне взрывоопасных зон.

## Технические характеристики АГАТ-1М

Характеристики	Значения
Параметры измеряемой среды (газ)	- температура, °С +5 ... +80; - рабочее давление, МПа 0,2 ... 6,3; - содержание сероводорода по объему, % до 3
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	- преобразователя расхода и датчика от -50 до +50; - блока НОРД-ЭЗМ и блока «VEGA-03» от +5 до +40
- относительная влажность воздуха, не более	- преобразователя расхода и датчика, при температуре +35 °С, % 95; - блока НОРД-ЭЗМ и блока «VEGA-03», при температуре + 30 °С, % 95
Предел относительной погрешности счетчика в диапазоне расхода (20-100)% от максимального при поверке на воздухе, %	не более ± 4
Предел относительной погрешности преобразователя расхода в диапазоне расхода (20-100)% от максимального при поверке на воздухе, %	не более ±3,9
Предел относительной погрешности блока «VEGA-03», НОРД-ЭЗМ при нижнем пределе измерения счетчиком объема газа, %	не более ± 0,01
Потеря давления в преобразователе расхода при максимальном рабочем расходе, МПа	не более 0,05
Потребляемая мощность счетчика, ВА	не более 30
Габаритные размеры, мм, не более:	
- блока НОРД-ЭЗМ	202x114x78
- блока «VEGA-03»	190x206x113
- датчика НОРД-И2У-02 или НОРД-И2У-04	101,5x70x96
Масса, кг, не более:	
- блока НОРД-ЭЗМ	0,8
- блока «VEGA-03»	1,5
- датчика НОРД-И2У-02 или НОРД-И2У-04	,9
Вырез окна в щите для установки блока «VEGA-03», мм	182x180
Вырез окна в щите для установки блока НОРД-ЭЗМ, мм	194x106
Длина линии связи между блоком «VEGA-03» или блоком НОРД-ЭЗМ и датчиком, м	не более 500

**Счетчик нефти турбинный МИГ-32-2,5**, изображенный на рисунке 10, предназначен для измерения объемного количества нефти, нефтепродуктов и других нейтральных к сталям 20Х13 и 12Х18Н10Т жидкостей.



Рисунок 10. МИГ-32-2,5

Счетчик состоит из следующих составных частей:

- турбинного преобразователя расхода ТПР (далее - преобразователь расхода),
- магнитоиндукционного датчика НОРД-И2У-02 или НОРД-И2У-04 (далее - датчик),
- блока обработки данных "VEGA-03" ГР 20498-00 (далее - блок "VEGA-03") или блок электронный НОРД-ЭЗМ ГР 37268-08 (далее - блок НОРД-ЭЗМ).

Преобразователь расхода преобразует прошедший через него объем рабочей жидкости в пропорциональное число оборотов турбинки (количество лопастей турбинки от 5 до 12 зависит от условного прохода преобразователя расхода). При этом в преобразователе расхода счетчика МИГ-32 турбинка имеет пять лопастей.

Датчики преобразуют частоту вращения турбинки в пропорциональное количество электрических импульсов. Датчики НОРД-И2У-02 имеют резьбу посадочного места 3/4". Датчики НОРД-И2У-04,



имеют гладкое посадочное место и закручиваются в корпус преобразователя расхода через переходную муфту с резьбой 3/4".

Блоки преобразуют электрические импульсы, поступающие с датчика, в именованные единицы объема рабочей жидкости, производит индикацию наличия расхода и выдает их на внешние устройства. Блок "VEGA-03" производит автоматическую коррекцию коэффициентов преобразования преобразователя расхода при изменении расхода и вязкости нефти.

### 2.6.2.5 Нормирование погрешности канала измерения

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

В качестве канала измерения выберем канал измерения расхода. Требование к погрешности канала измерения не более 1 %. Разрядность АЦП составляет 12 разрядов.

Расчет допустимой погрешности измерения расходомера производится по формуле

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

где  $\delta = 1\%$  – требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

$\delta_2$  – погрешность передачи по каналу измерений;

$\delta_3$  – погрешность, вносимая АЦП;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6$  – дополнительные погрешности, вносимые соответственно окружающей температурой, температурой измеряемой среды, электропроводностью измеряемой среды.

Погрешность, вносимая десятиразрядным АЦП, рассчитывается следующим образом:

$$\delta_3 = \frac{1 \cdot 100}{2^{12}} = 0,02 \text{ \%}.$$

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями:

$$\delta_2 = \frac{1 \cdot 15}{100} = 0,15 \text{ \%}.$$

При расчете учитываются также дополнительные погрешности, вызванные влиянием:

- температуры окружающего воздуха;
- температуры измеряемой среды;
- электропроводностью измеряемой среды.

Дополнительная погрешность, вызванная температурой окружающего воздуха, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_4 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вызванная температурой измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_5 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вызванная электропроводностью измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_6 = \frac{1 \cdot 8}{100} = 0,08 \text{ \%}.$$

Следовательно, допускаемая основная погрешность расходомера должна не превышать

$$\delta_1 \leq \sqrt{1 - (0,0225 + 0,0004 + 0,0729 + 0,0729 + 0,0064)} = 0,9.$$

Вывод, получили погрешность меньше допустимой, следовательно, можем использовать данный расходомер.

## 2.6.3 Выбор исполнительных механизмов

### 2.6.3.1 Выбор регулирующего клапана

Исполнительным устройством называется устройство в системе управления, непосредственно реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа.

Регулирующее воздействие от исполнительного устройства, должно изменять процесс в требуемом направлении, для достижения поставленной задачи – стабилизации регулируемой величины.

Нам необходимо управлять двумя клапанами, а именно, они должны иметь два положения, открыть/закрыть. Суть их состоит в том что, при достижении необходимого уровня жидкости в сепараторе, датчик посылает сигнал на регулируемый клапан, он открывается и происходит слив, определенного количества жидкости. Потом происходит уменьшение количества жидкости, датчик опять посылает сигнал, и клапан закрывается, и сепаратор вновь наполняется до определенного уровня.

В качестве исполнительного механизма для регулирования потока нефти будем использовать клапан с электроприводом, а в качестве регулирующего клапана будет использоваться клапан, регулирующий седельный проходной VS2, представленный на рисунке 11:



Рисунок 11. Клапан седельный проходной VS2.

Технические характеристики данного клапана приведены в таблице №7.

Таблица №7

Техническая характеристика	Значение
Условный проход Ду, мм	15
Динамический диапазон регулирования	50:1
Характеристика регулирования	линейная
Коэффициент начала кавитации Z	$\leq 0,5$
Протечка через закрытый клапан, % не более Kvs	0,05
Условное давление P <sub>y</sub> , МПа	16
Макс. перепад давления для закрытия клапана ΔP <sub>макс.</sub> , МПа	10
Температура регулируемой среды T, °C	-40...до 130
Присоединение	Фланцевое
Корпус клапана и крышка	Серый чугун
Седло, золотник и шток	Нержавеющая сталь
Уплотнение сальника	EPDM

При монтаже клапана необходимо убедиться, чтобы направление движения регулируемой среды совпадало с направлением стрелки на его корпусе. Необходимо предусмотреть достаточное пространство вокруг клапана с электроприводом для их демонтажа и обслуживания.

Габаритные размеры приведены на рисунке 12:

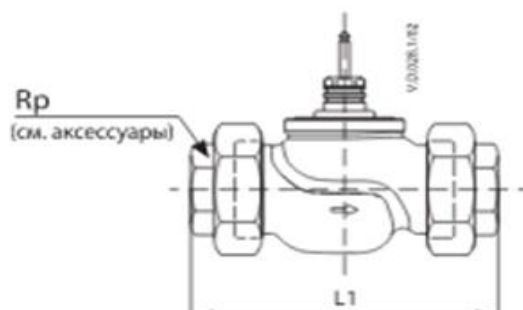


Рисунок 12. Габаритные размеры клапана.

Для управление клапана выбран редукторный электропривод АМЕ 10 (рисунок 13)



Рисунок 13. АМЕ 10

#### **2.6.4 Разработка схемы внешних проводок**

Схема внешней проводки приведена в приложении Д. Первичные и внешние приборы включают в себя датчик давления Метран100, расположенный на сепараторе С-1, сигнализатор уровня СУР6, расположенный на сепараторе и находящийся после датчика давления, (то есть расположен последовательно за датчиком давления), датчик измерения уровня раздела фаз ДУУ2М-03, находится в первом отсеке сепаратора С-1, далее идет датчик измерения уровня нефти ДУУ2М-01, расположенный во втором отсеке, так же имеются три расходомера, на нефть, воду и газ соответственно и располагаются в трубах отвода этих жидкостей. Датчик измерения уровня имеет встроенный преобразователь излученного и принятого сигнала. Таким образом, на выходе уровнемера имеется унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. В расходомерах сигнал с диафрагмы преобразуется в унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. Датчик давления имеет встроенный преобразователь сигнала, таким образом, на выходе имеем токовый сигнал 4..20 мА.

В качестве кабеля выбран КВВГ. Это – кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом и предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до

100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от -50°C до +50°C. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм.

### **2.6.5 Выбор алгоритмов управления АС**

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

- алгоритмы пуска (запуска)/ остановка технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК и SCADA-форме),

- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование давления, и т. п.) (реализуются на ПЛК),

- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) (реализуются на ПЛК),

- алгоритмы автоматической защиты (ПАЗ) (реализуются на ПЛК),

- алгоритмы централизованного управления АС (реализуются на ПЛК и SCADA-форме) и др.

В данном курсовом проекте разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм сбора данных измерений.

#### **2.6.5.1 Алгоритм сбора данных измерений**

В качестве канала измерения выберем канал измерения уровня нефти в сепараторе. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня нефти в сепараторе представлен в приложении Е.

## 2.6.6 Надежность системы

### Основные показатели надежности

Основными качественными показателями надежности являются:

- вероятность безотказной работы,
- интенсивность отказов,
- средняя наработка до отказа.

**Вероятность безотказной работы  $P(t)$**  представляет собой вероятность того, что в пределах указанного периода времени  $t$ , отказ не возникнет. Этот показатель определяется отношением числа элементов объекта, безотказно проработавших до момента времени  $t$  к общему числу элементов объекта, работоспособных в начальный момент.

**Интенсивность отказов  $\lambda(t)$**  - это число отказов  $n(t)$  элементов объекта в единицу времени, отнесенное к среднему числу элементов  $Nt$  объекта, работоспособных к моменту времени  $\Delta t$ :

$$\lambda(t) = n(t) / Nt * \Delta t, \text{ где } \Delta t - \text{ заданный отрезок времени.}$$

Надежность, как системы, характеризуется потоком отказов  $L$ , численно равное сумме интенсивности отказов отдельных устройств:

$$L = \sum \lambda(t)_i$$

По формуле рассчитывается поток отказов и отдельных устройств объекта, состоящих из различных узлов и элементов, характеризующихся своей интенсивностью отказов. Формула справедлива для расчета потока отказов системы из  $n$  элементов в случае, когда отказ любого из них приводит к отказу всей системы в целом.

Связь вероятности безотказной работы  $P(t)$  и потока отказов  $L$  определяется как:

$$P(t) = \exp(-\Delta t), \text{ очевидно что } 0 < P(t) < 1 \text{ и } p(0) = 1, \text{ а } p(\infty) = 0$$

**Средняя наработка до отказа  $T_0$**  - это математическое ожидание наработки объекта до первого отказа:

$$T_0 = 1/L = 1/\sum \lambda(t)_i, \text{ или } L = 1/T_0$$

Время безотказной работы равно обратной величине интенсивности отказов.

Проведем расчет надежности сепаратора. Имеем в сепараторе 7 объектов. Рассчитаем вероятность безотказной работы:

**Метран 100**- срок службы не менее 3 лет (1095 дней).

**СУР6** - срок службы не менее 8 лет (2920 дней).

**ДУУМ2-03** - срок службы не менее 14 лет (5110 дней).

**ДУУМ2-01** - срок службы не менее 14 лет (5110 дней).

**АГАТ-1М** - срок службы не менее 8 лет (2920 дней)(2 шт).

**МИГ-32-2,5** - срок службы не менее 6 лет (2190 дней).

Предположим что, из строя выйдет только 1 датчик, следовательно

$P(t)=(7-1)/7=0.85$ , это значит что, датчик из данной выборки не откажет за время  $t$  с вероятностью 0,85.

Далее рассчитаем интенсивность отказов.

$$\lambda(t) = n(t) / Nt \cdot \Delta t$$

Метран100 - срок службы 26280 часов,  $\lambda(t) = 3,8 \cdot 10^{-5}$ .

СУР6 - срок службы 70080 часов,  $\lambda(t) = 1,4 \cdot 10^{-5}$ .

ДУУМ2-03 - срок службы 122640 часов,  $\lambda(t) = 8,1 \cdot 10^{-6}$ .

ДУУМ2-01 - срок службы 122640 часов,  $\lambda(t) = 8,1 \cdot 10^{-6}$ .

АГАТ-1М - срок службы 70080 часов,  $\lambda(t) = 1,4 \cdot 10^{-5}$ .

МИГ-32-2,5 - срок службы 52560 часов,  $\lambda(t) = 1,9 \cdot 10^{-5}$ .

По каждому из датчиков можно сделать вывод, что за 1 час может отказать  $\lambda(t)$  из миллиона.

Поток отказов:  $L = \sum \lambda(t)_i = 2,2 \cdot 10^{-5}$ .

Средняя наработка до отказа:  $T_0 = 1/L = 1/\sum \lambda(t)_i$ , или  $L = 1/T_0$

$T_0 = 43800$ , часов, 1825 день, 5 лет.

## 2.6.7 Экранные формы АС



Управление в АС реализовано с использованием SCADA-системы TRACE MODE компании Адастра (Москва). Эта SCADA-система предназначена для использования на действующих технологических установках в реальном времени и требует использования компьютерной техники в промышленном исполнении, отвечающей жестким требованиям в смысле надежности, стоимости и безопасности. SCADA-система обеспечивает возможность работы с оборудованием различных производителей с использованием OPC-технологии. Другими словами, выбранная SCADA-система не ограничивает выбор аппаратуры нижнего уровня, т. к. предоставляет большой набор драйверов или серверов ввода/вывода. Это позволяет подключить к ней внешние, независимо работающие компоненты, в том числе разработанные отдельно программные и аппаратные модули сторонних производителей.

#### **2.6.7.1 Разработка дерева экранных форм**

Пользователь (диспетчер по обслуживанию, старший диспетчер, руководитель) имеет возможность осуществлять навигацию экранных форм с использованием кнопок прямого вызова. При старте проекта появляется экран авторизации пользователя, в котором предлагается ввести логин и пароль. После ввода логина и пароля, если же они оказываются верными, появляется мнемосхема основных объектов. Кроме того, с мнемосхемы основных объектов пользователь имеет прямой доступ к карте нормативных параметров. Открытие мнемосхем объектов происходит нажатием на прямоугольную область мнемосхемы основных объектов в соответствии с названием объекта, за которым необходимо вести контроль. Мнемосхемы некоторых объектов включают в себя дополнительные мнемосхемы, которые позволяют вести более тщательный контроль состояний объектов и управлением этими объектами. Открытие дополнительных мнемосхем осуществляется нажатием на прямоугольной области с соответствующим названием функции или на фигуре устройства мнемосхемы объекта.

### 2.6.7.2 Разработка экранных форм АС

Интерфейс оператора содержит рабочее окно изображено на рисунке 14, состоящее из следующих областей:

- главное меню;
- область видеокadra;
- окно оперативных сообщений;

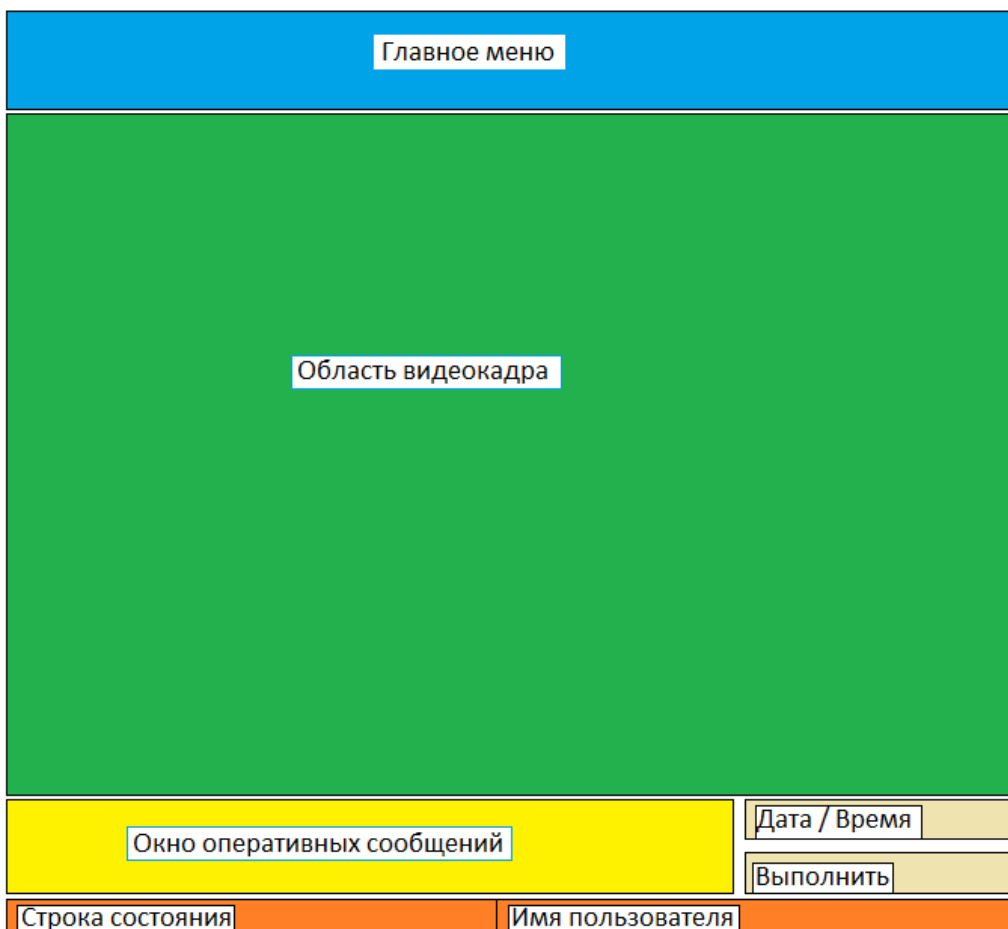


Рисунок 14. Рабочее окно.

### 2.6.7.3 Главное меню

Вид главного меню представлен на рисунке 15:

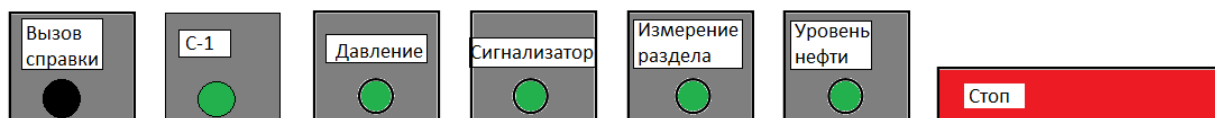


Рисунок 15. Главное меню.

В главном меню расположены индикаторы и кнопки, выполняющие различные функции:

- первая кнопка – вызов меню «Справки»;
- вторая кнопка – вызов мнемосхемы «Сепаратора С-1»
- третья кнопка – вызов мнемосхемы «Датчика давления С-1»;
- четвертая кнопка – вызов мнемосхемы «Сигнализатора уровня»;
- пятая кнопка – вызов мнемосхемы «Измерение уровня между средами раздела жидкостей»;
- шестая кнопка – вызов мнемосхемы «Измерение уровня нефти»;
- седьмая кнопка – остановка процесса в целом.

Используемые кнопки-индикаторы имеют цветовую кодировку. Цветовая кодировка индикаторов представлена в таблице 7.

Таблица №7

Индикатор	Цвет	Значение
	Зеленый	Агрегат/объект включен
	Красный	Авария агрегата/объекта

#### 2.6.7.4 Область видеокadra

Видеокadры предназначены для контроля состояния технологического оборудования и управления этим оборудованием. В состав видеокadров входят:

- мнемосхемы, отображающие основную технологическую информацию;
- всплывающие окна управления и установки режимов объектов и параметров;
- табличные формы, предназначенные для отображения различной технологической информации, не входящей в состав мнемосхем, а также для реализации карт ручного ввода информации.

#### 2.6.7.5 Мнемознаки

На рисунке 16 представлен мнемознак аналогового параметра:

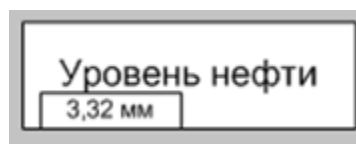


Рисунок 16. Мнемознак

В нижней части отображается значение аналогового параметра.

Приняты следующие цвета основной для отображения аналогового параметра:

- серый цвет – параметр достоверен и в норме;
- желтый цвет – параметр достоверен и достиг допустимого (максимального или минимального) значения;
- красный цвет – параметр достоверен и достиг предельного (максимального или минимального) значения;
- темно-серый цвет – параметр недостоверен;
- коричневый цвет – параметр маскирован.

Красный цвет основной части сопровождается миганием до тех пор, пока оператор не выполнит операцию квитирования, т.е. не подтвердит факт установки аварийного состояния аналогового параметра.

В части верхней отображается единица измерения аналогового параметра.

Мнемознак клапан имеет следующие цветовые обозначения:

- зеленый цвет – задвижка открыта;
- желтый цвет – задвижка закрыта;
- периодическая смена зеленого и желтого цветов – задвижка открывается/закрывается;
- серый цвет – неопределенное состояние.

Мнемознак лампочка имеет следующие цветовые обозначения:

- красный цвет – предельный уровень;
- желтый цвет – допустимый уровень;
- серый цвет – параметр в норме.



## **Заключение**

В результате выполненной работы была разработана система автоматизированного управления нефтегазовым сепаратором. В ходе курсового проекта был изучен технологический процесс работы сепаратора. Были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Система автоматизации, диспетчерского контроля и управления были спроектированы на базе полевых устройств различных фирм, КПК ГАММА и программного SCADA-пакета Trace Mode. В данном курсовом проекте была разработана схема внешних проводок, позволяющая понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА и АРМ оператора и, в случае возникновения неисправностей, легко их устранить. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных были разработаны алгоритмы технологического оборудования и управления сбором данных.

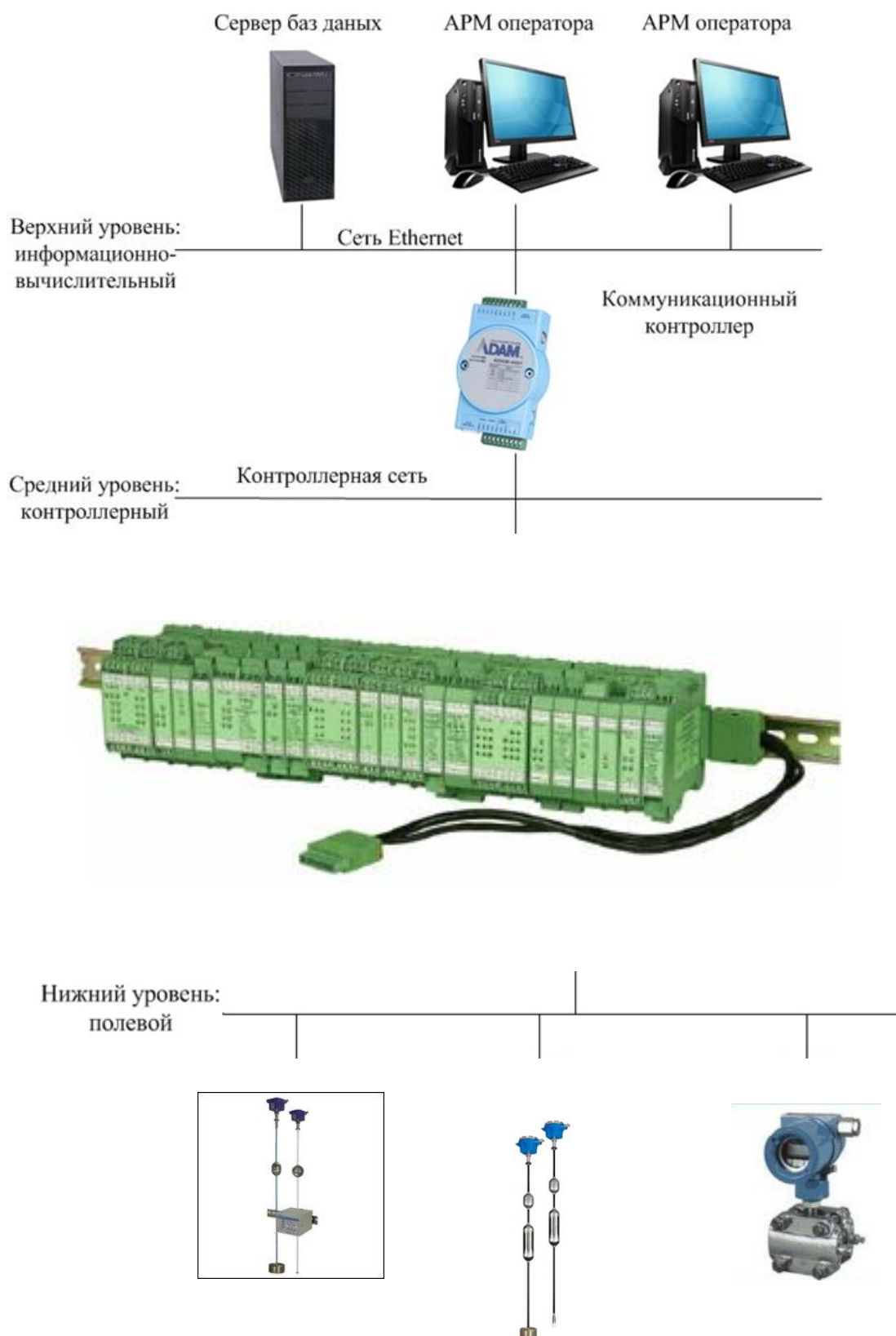
В заключительной части данного проекта были разработаны дерево экранных форм, мнемосхемы сепаратора.

Таким образом, спроектированная САУ не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями. Кроме того, SCADA-пакет, который используется на всех уровнях автоматизации, позволяет заказчику сократить затраты на обучение персонала и эксплуатацию систем.

### Список используемых источников

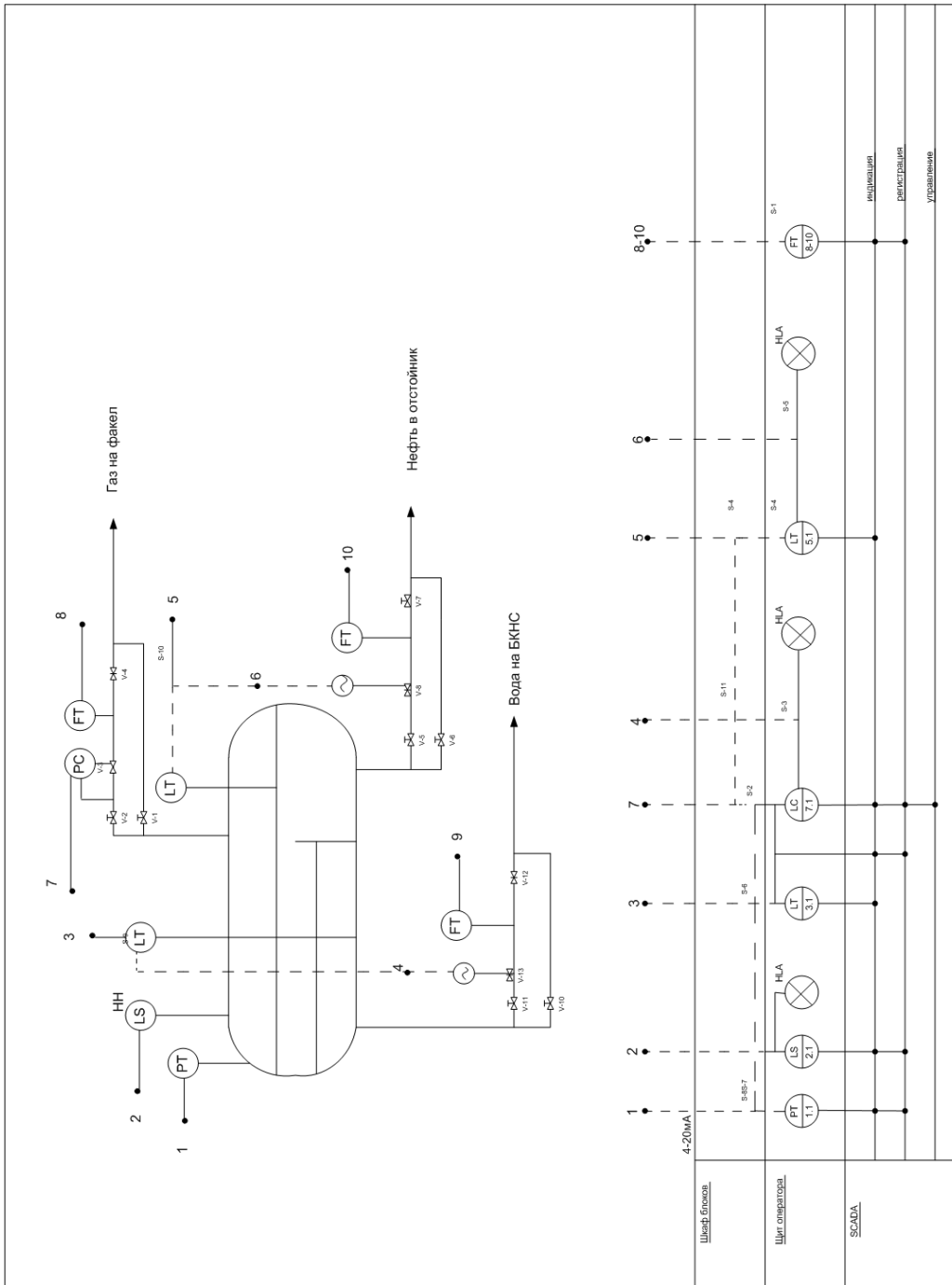
1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Клюев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Клюев А. А.; под ред. А.С. Клюева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
4. ГОСТ 21.408-2013 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.– 44с.
5. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». – 197 с.

## Приложение А

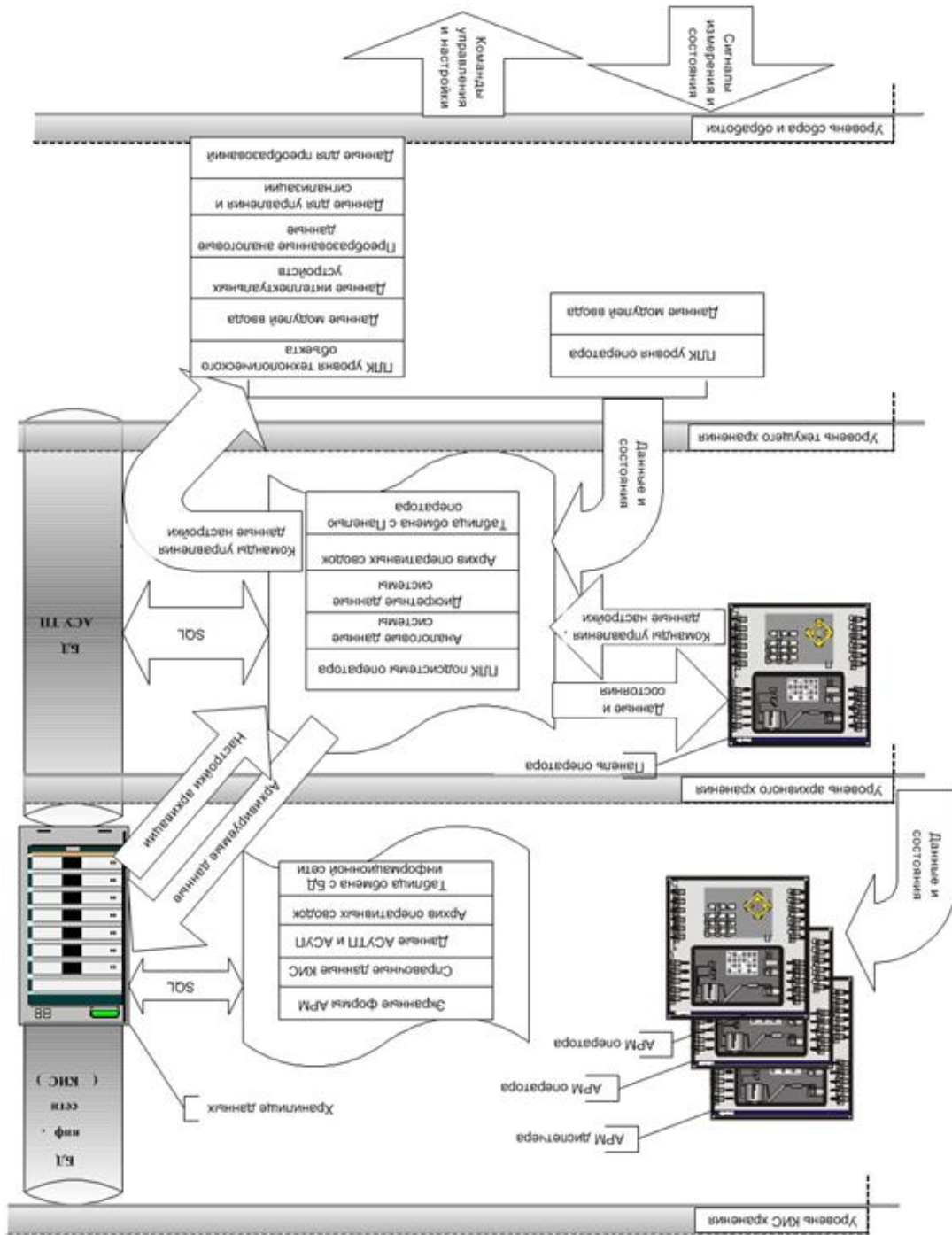




# Приложение Б



# Приложение В

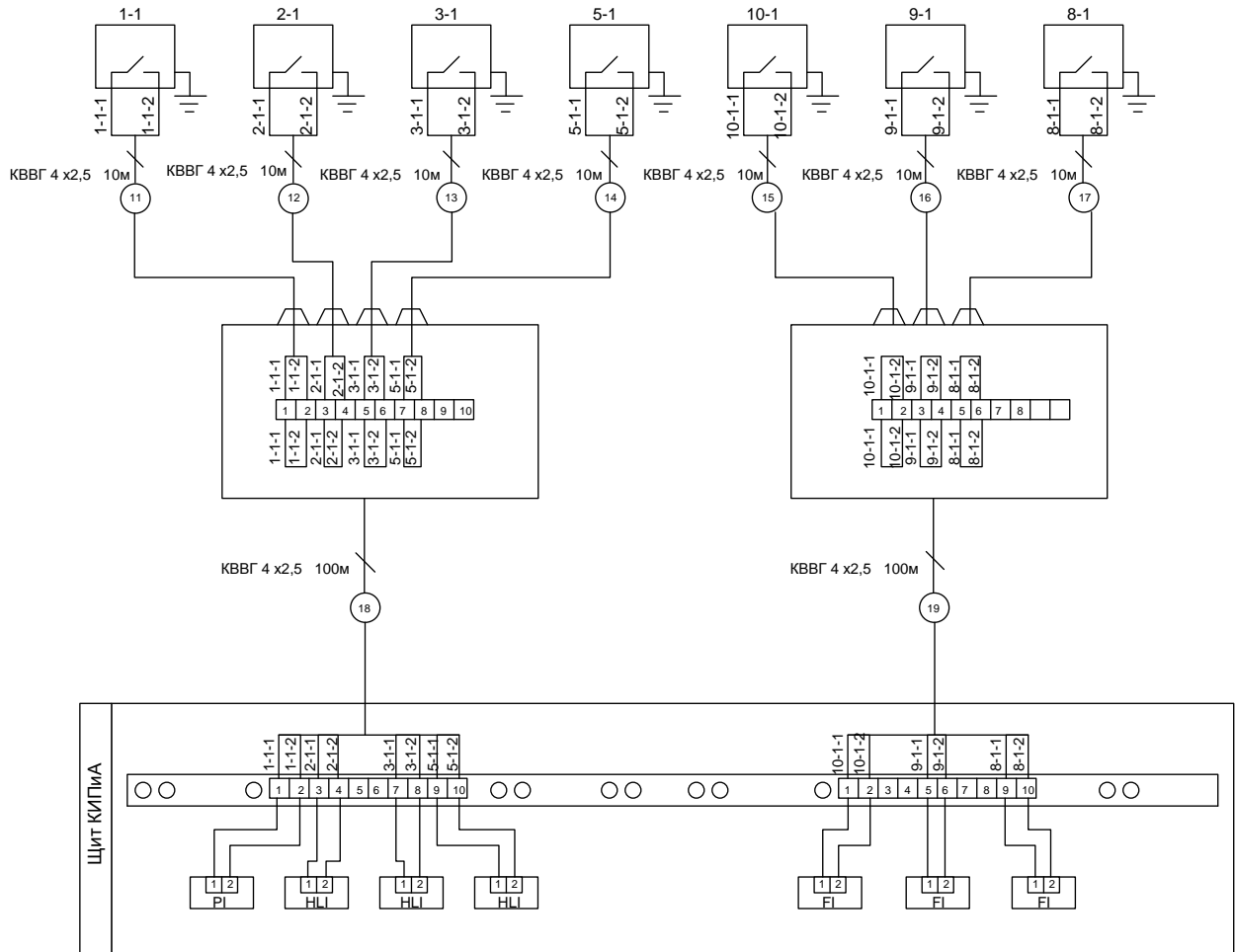


## Приложение Г

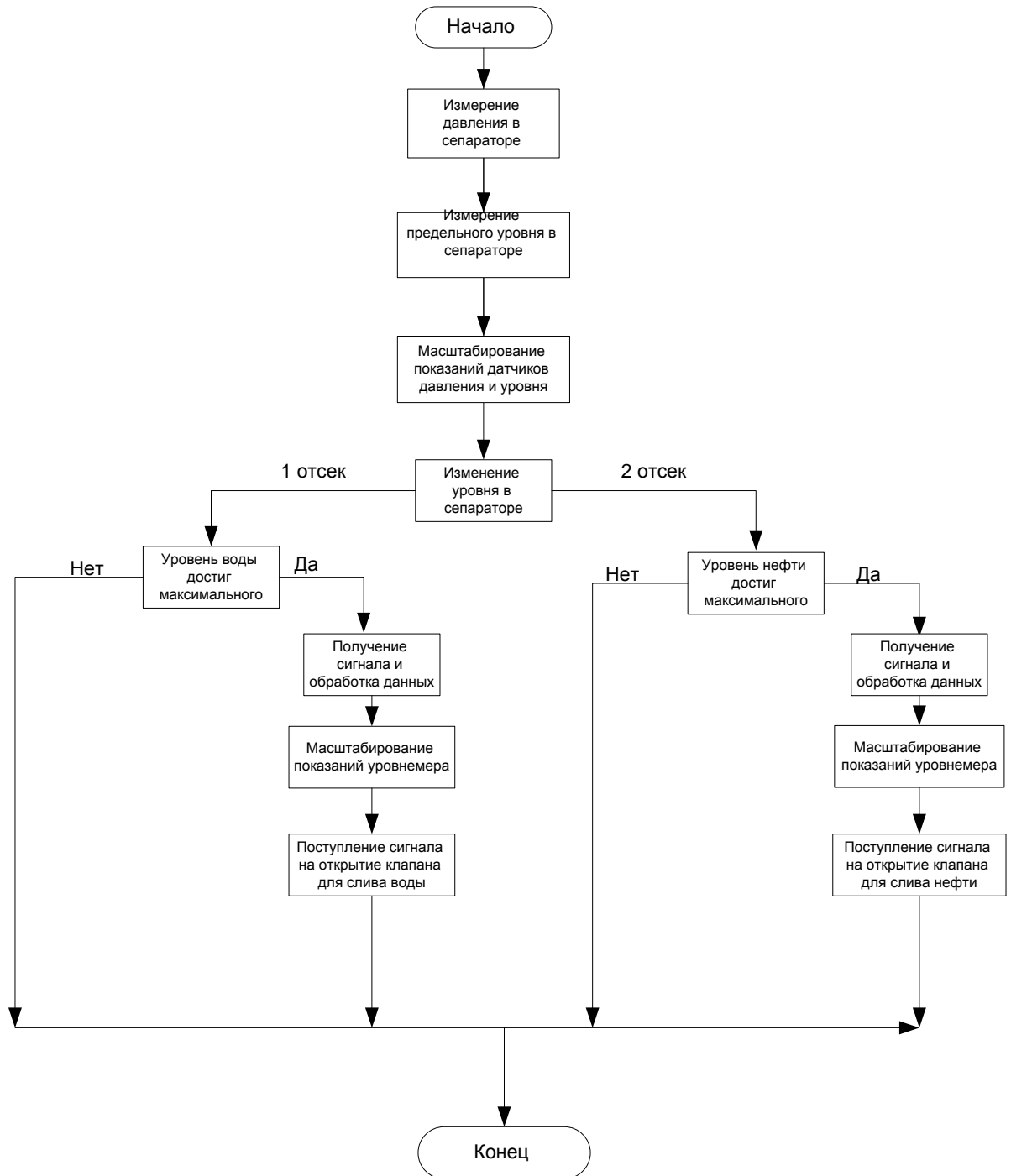
Наименование сигнала	Идентификатор	Диапазон измерений	Единица измерения	Тип сигнала
Давление в сепараторе	DAV_C1_OIL	0,025....68	МПа	4-20 мА
Сигнализатор уровня верхний	UPR_C1_PRED H	0,24	М	4-20 мА
Уровень раздела фаз	URV_C1_N-V	1,5.....4	М	4-20 мА
Уровень нефти в сепараторе	URV_C1_NEFT	4.....25	М	4-20 мА
Управление клапаном на сброс воды	UPR_TRB_VOD A	0.....100	%	4-20 мА
Управление клапаном на сброс нефти	UPR_TRB_NEF T	0.....100	%	4-20 мА
Расходомер нефти	RAS_TRB_NEF T	0.....480	м <sup>3</sup> /ч	4-20 мА
Расходомер воды	RAS_TRB_VOD A	0.....480	м <sup>3</sup> /ч	4-20 мА
Расходомер газа	RAS_TRB_GAS	0.....480	м <sup>3</sup> /ч	4-20 мА

## Приложение Д

Наименование параметра	Давление газа	Аварийный уровень	Уровень		Расходомеры		
			Нефть	Вода	Нефть	Вода	Газ
Место отбора импульса	Сепаратор	Сепаратор	Сепаратор		Трубы отвода		
Тип датчика	Метран 100	СУР6	ДУУ2М-03	ДУУ2М-01	АГАТ-1М	МИГ-32-2,5	
Положение	1-1	2-1	3-1	5-1	10-1	9-1	8-1



## Приложение Е



## Приложение Ж

