

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



Институт электронного обучения

Специальность 220301 Автоматизация технологических процессов и производств
 (в нефтегазовой отрасли)

Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка системы автоматизированного управления блока сепарации установки комплексной подготовки нефти

УДК 681.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т11	Виноградец Дмитрий Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ИКСУ	Леонов Сергей Владимирович	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	Доктор т. н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2016 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Демонстрировать базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств. Уметь сочетать теорию, практику и методы для решения инженерных задач, и понимать область их применения
P2	Иметь осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в области теории, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
P3	Применять полученные знания для определения, формулирования и решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных систем автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно-технических знаний, и достижений мирового уровня, современных инструментальных и программных средств.
P4	Уметь выбирать и применять соответствующие аналитические методы и методы проектирования систем автоматизации технологических процессов и обосновывать экономическую целесообразность решений.
P5	Уметь находить необходимую литературу, базы данных и другие источники информации для автоматизации технологических процессов и производств.
P6	Уметь планировать и проводить эксперимент, интерпретировать данные и их использовать для ведения инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств.
P7	Уметь выбирать и использовать подходящее программно-техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.
<i>Универсальные компетенции</i>	
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий.
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за риски работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области автоматизации технологических процессов и производств, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам
P10	Иметь широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду.
P11	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.

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



Институт электронного обучения
 Специальность 220301 Автоматизация технологических процессов и производств
 (в нефтегазовой отрасли)
 Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломные работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т11	Виноградец Дмитрий Николаевич

Тема работы:

Разработка системы автоматизированного управления блока сепарации установки комплексной подготовки нефти

Утверждена приказом директора (дата, номер)

???

Срок сдачи студентом выполненной работы:

XX.06.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования является блок сепарации установки комплексной подготовки нефти. Режим работы непрерывный. В блоке сепарации происходит дегазация, а также частичное отделение пластовой воды.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1 Описание технологического процесса 2 Разработка структурной схемы АС 3 Функциональная схема автоматизации 4 Разработка схемы информационных потоков АС 5 Выбор средств реализации АС 6 Разработка схемы соединения внешних проводок 7 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС 8 Разработка экранных форм АС
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio 2 Перечень входных/выходных сигналов 3 Схема соединения внешних проводок, выполненная в Visio 4 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408–2013 5 Алгоритм сбора данных измерений. Блок схема алгоритма 6 Дерево экранных форм 7 Схема информационных потоков 8 Трехуровневая структура АС
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Петухов Олег Николаевич
Социальная ответственность	Назаренко Ольга Брониславовна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ИКСУ	Леонов Сергей Владимирович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т11	Виноградцев Дмитрий Николаевич		



**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт электронного обучения

Специальность 220301 Автоматизация технологических процессов и производств
(в нефтегазовой отрасли)

Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

Уровень образования – дипломированный специалист

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

Форма представления работы:

дипломная работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	XX.06.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.05.2016 г.	Основная часть	60
25.05.2016 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
30.05.2016 г.	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Леонов С.В.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
ИКСУ	Лиепиньш А. В.	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

ВКР содержит 103 страниц машинописного текста, 22 таблицы, 20 рисунков, список использованных источников из 21 наименования, 12 приложений.

Объектом исследования является блок подготовки газа (сепаратор факельной системы) установки комплексной подготовки газа.

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

В данном проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров Siemens, 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.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

автоматизированная система (АС): это комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса. Термин автоматизированная, в отличие от термина автоматическая подчеркивает сохранение за человеком–оператором некоторых функций, либо наиболее общего, целеполагающего характера, либо не поддающихся автоматизации;

интерфейс (RS–232C, RS–422, RS–485, CAN): это совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой;

видеокадр: это область экрана, которая служит для отображения мнемосхем, трендов, табличных форм, окон управления, журналов и т.п.;

мнемосхема: это представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ;

мнемознак (мнемосимвол): это представление объекта управления или технологического параметра (или их совокупности) на экране АРМ.

интерфейс оператора: это совокупность аппаратно–программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой;

профиль АС: Понятие «профиль» определяется как подмножество и/или комбинации базовых стандартов информационных технологий и общепринятых в международной практике фирменных решений (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 (Open System Environment/Reference Model), предложена в ГОСТ Р ИСО МЭК ТО 10000–3–99

протокол (CAN, OSI, ProfiBus, Modbus, HART, Profibus DP, Modbus RTU, Modbus +, CAN, DeviceNet): это набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами;

кавитация: образование в жидкости полостей (кавитационных пузырьков, или каверн), заполненных газом, паром или их смесью;

архитектура АС: Архитектура автоматизированной системы – это набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых komponуется АС;

SCADA(англ. SupervisoryControlAndDataAcquisition – 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: 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;

объект управления: 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): 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 серьёзного обслуживания, а также для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды. ПЛК являются устройствами реального времени;

диспетчерский пункт (ДП): центр системы диспетчерского управления, где сосредоточивается 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;

тег: метка как ключевое слово, в более узком применении идентификатор для категоризации, описания, поиска данных и задания внутренней структуры;

корпоративная информационная система (КИС): Корпоративная информационная система – это масштабируемая система, целью которой является комплексная автоматизация всех видов хозяйственной деятельности больших и средних предприятий, включая корпорации, состоящие из группы компаний, которые требуют единого управления;

автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП): комплекс программных и технических средств, предназначенный для автоматизации управления технологическим оборудованием на предприятиях. Под АСУ ТП, как правило, понимается комплексное решение, которое обеспечивает автоматизацию основных технологических операций на производстве в целом или каком–то его участке, выпускающем относительно законченный продукт;

пропорционально–интегрально–дифференциальный (ПИД) регулятор: устройство, используемое в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра. ПИД–регулятор измеряет отклонение стабилизируемой величины от заданного значения (уставки) и выдаёт управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально этому отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения и третье пропорционально производной отклонения;

modbus: это коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент–сервер».

В представленной работе используются следующие обозначения и сокращения:

OSI(OpenSystemsInterconnection): эталонная модель взаимодействия открытых информационных систем;

PLC (Programmable Logic Controllers): программируемые логические контроллеры (ПЛК);

HMI (Human Machine Interface): человеко–машинный интерфейс;

OSE/RM (Open System Environment Reference Model): базовая модель среды открытых систем;

API (ApplicationProgramInterface): интерфейс прикладных программ;

EEI (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 (Deutsches Institut für Normung): немецкий институт по стандартизации;

IP (International Protection): степень защиты;

LAD (Ladder Diagram): язык релейной (лестничной) логики;

ППЗУ: программируемое постоянное запоминающее устройство;

КМР: клапан малогабаритный регулирующий;

АЦП: аналого-цифровой преобразователь;

ЦАП: цифро-аналоговый преобразователь;

МККТТ: международный консультативный комитет по телефонии и телеграфии;

КРД: камера регулирования давления;

КИПиА: контрольно-измерительные приборы и автоматика;

ВНИИМС: всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы;

САР: система автоматического регулирования;

ПАЗ: противоаварийная автоматическая защита;

ПО: программное обеспечение;

УСО: устройство сопряжения (связи) с объектом, устройство ввода/вывода;

Содержание

Введение	15
1. Техническое задание	17
1.1. Основные задачи и цели создания АСУ ТП	17
1.2. Назначение системы	17
1.3. Требования к техническому обеспечению	18
1.4. Требования к метрологическому обеспечению	19
1.5. Требования к программному обеспечению	19
1.6. Требования к математическому обеспечению	20
1.7. Требования к информационному обеспечению	21
1.8. Требования к объему автоматизации	22
2. Разработка системы автоматизированного управления блока сепарации	24
2.1. Описание технологического процесса	24
2.2. Разработка структурной схемы АС	25
2.3. Функциональная схема автоматизации	27
2.4. Разработка схемы информационных потоков БПП.	29
2.5. Выбор средств реализации блока сепарации	32
2.5.1. Выбор контроллерного оборудования	33
2.5.2. Выбор датчиков	37
2.5.2.1. Выбор датчиков давления	37
2.5.2.2. Выбор датчика уровня	41
2.5.2.3. Выбор датчика температуры	44
2.5.2.4. Выбор влагомера	47
2.5.2.5. Выбор датчика загазованности	48
2.5.2.6 Нормирование погрешности канала измерения	49
2.5.3. Выбор исполнительных механизмов	51
2.6. Разработка схемы внешних проводок	53
2.7 Выбор алгоритмов управления АС блока сепарации	54
2.7.1. Алгоритм сбора данных измерений	55

2.7.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром	55
2.8. Экранные формы АС блока сепарации	57
2.8.1. Разработка дерева экранных форм	58
2.8.2 Разработка экранных форм	58
3. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности	62
3.1. Потенциальные потребители результатов исследования	62
3.2. Анализ конкурентных технических решений	63
3.3. Технология QuaD	64
3.4. SWOT – анализ	66
4. Планирование научно-исследовательских работ	68
4.1. Структура работ в рамках научного исследования	68
4.2. Разработка графика проведения научного исследования	69
4.3. Бюджет научно-технического исследования	71
4.3.1. Расчет материальных затрат	71
4.3.2. Расчет затрат на специальное оборудование	72
4.3.3. Основная заработная плата исполнителей темы	72
4.3.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы	72
4.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	73
4.3.6. Накладные расходы	73
4.3.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	73
5. Социальная ответственность	78
5.1. Производственная безопасность	79
5.1.1. Анализ вредных и опасных факторов	79
5.1.2. Анализ вредных факторов	79
5.1.2.1. Отклонения показателей микроклимата	79
5.1.2.2. Недостаточная освещённость рабочей зоны	81
5.1.2.3. Повышенный уровень электромагнитных излучений	82
5.1.3. Анализ опасных факторов	83
	13

5.1.3.1. Электробезопасность	83
5.2. Экологическая безопасность	84
5.3. Организационные мероприятия обеспечения безопасности	84
5.3.1. Эргономические требования к рабочему месту	84
5.3.2. Окраска и коэффициенты отражения	86
5.3.3. Технологические перерывы	86
5.4. Особенности законодательного регулирования проектных решений	87
5.5. Пожарная безопасность	88
Заключение	90
Список используемых источников	91
Приложение А. Функциональная схема	93
Приложение Б. Перечень вход выходных сигналов	94
Приложение В. Трехуровневая структура АС	95
Приложение Г. Схема автоматизации	96
Приложение Д. Схема информационных потоков	97
Приложение Е. Опросный лист на датчик давления	98
Приложение Ж. Опросный лист на датчик уровня	99
Приложение И. Опросный лист на датчик температуры	100
Приложение К. Опросный лист на датчик температуры	101
Приложение Л. Схема внешних проводок	102
Приложение М. Алгоритм сбора данных измерений	103
Приложение Н. Дерево экранных форм	104

Введение

Автоматизация технологических процессов является одним из решающих факторов повышения производительности и улучшения условий труда. Все существующие и строящиеся промышленные объекты в той или иной степени оснащаются средствами автоматизации. Создание эффективной автоматизированной системы управления технологического процесса является очень сложной задачей. Основными способами увеличения эффективности предприятий являются оптимизация и модернизация производства, снижение производственных потерь и технологического расхода энергоносителей, увеличение достоверности и скорости получения информации, необходимой для принятия управленческих решений.

В настоящее время типовая схема установки комплексной подготовки нефти имеет достаточную степень автоматизации и обеспечивают максимальный уровень контроля технологических параметров, за исключением блока сепарации. В данной работе предлагается замена существующих решений на новые приборы, с использованием других видов первичных преобразователей, которые имеют унифицированные сигналы и протокол HART, использование оборудования под современные операционные системы.

Целями данной работы 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.

В данной работе осуществляется описание модернизации системы контроля и автоматического регулирования параметров технологического процесса блока сепарации.

Основные функции автоматизированной системы:

- измерение и отображение необходимых технологических параметров;

- сигнализация аварийных значений измеряемых параметров;

Возможные пути повышения эффективности производства, следующие:

- получение достоверной информации с технологических объектов для решения задач оперативного контроля;

- повышение уровня автоматизации, точности и оперативности измерения параметров;

- уменьшение отрицательного влияния человеческого фактора на работу системы контроля, и как следствие, возможности возникновения аварийных ситуаций.

1. Техническое задание

1.1. Основные задачи и цели создания АСУ ТП

Основные цели создания АСУ ТП:

- обеспечение надежной и безаварийной работы блока сепарации;
- стабилизация эксплуатационных показателей технологического оборудования и режимных параметров технологического процесса;
- увеличение выхода и повышение качества конечной продукции;
- предотвращение аварийных ситуаций;
- автоматическая и автоматизированная диагностика оборудования;
- повышение оперативности действий технологического персонала на основе повышения уровня информированности и достоверности данных;
- улучшение условий труда технологического персонала;
- повышение уровня организации управления технологическим процессом.

1.2. Назначение системы

АСУ ТП блока сепарации установки комплексной подготовки нефти должна обеспечивать:

- автоматизированный контроль и управления в реальном масштабе времени технологическим процессом приема нефти, очистки от капельной жидкости, отпуска газа;
- безопасность технологического процесса приема нефти, очистки от капельной жидкости, отпуска газ;
- автоматического и дистанционного проведения технологического процесса в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций (пожар, выход из строя технологического оборудования и прочее);

– контроля уровня продукта, его нахождения в заданных нормативных пределах и перевод блока сепарации в безопасное состояние при выходе уровня за границы диапазона;

1.3. Требования к техническому обеспечению

Все технические средства автоматизации должны удовлетворять требованиям функциональной достаточности, т.е. способности реализовать с заданными показателями качества функции, соответствующие их назначению и определенные в техническом задании на систему.

Все средства автоматики и вычислительной техники, применяемые в АСУ ТП, должны удовлетворять требованию устойчивости функционирования, то есть они должны быть способны работать в режиме непрерывного круглосуточного функционирования.

Технические средства должны удовлетворять требованию информационной совместимости, то есть согласованности физических и информационных характеристик выходных сигналов.

Все технические средства автоматизации технологических процессов должны соответствовать действующим требованиям промышленной безопасности, установленным Федеральным законом от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Все электрические и электронные средства систем автоматизации, размещаемые во взрывоопасных зонах технологических объектов, должны применяться только во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ГОСТ 30852.0 [1] и ГОСТ 30852.13 [2].

Все оборудование АСУТП должно обеспечивать степень защиты по ГОСТ 14254 [3] не ниже IP65 для компонентов, устанавливаемых вне помещений, не ниже IP42 – внутри помещений.

Также должна быть предусмотрена возможность расширения АСУ ТП путем подключения дополнительных контроллеров, модулей ввода-вывода, нормирующих преобразователей, барьеров искрозащиты и других аппаратных компонентов в объеме до 20% (30% по дискретным каналам ввода-вывода) от используемых. Во всех шкафах и панелях, шасси контроллеров необходимо предусматривать не менее 15% свободно места для размещения дополнительного оборудования.

1.4. Требования к метрологическому обеспечению

Нормированными метрологическими характеристиками являются основная погрешность и дополнительная погрешность.

Основная погрешность измерительных каналов в системе телемеханики (датчик + преобразователь в кодированный сигнал) не должна превышать значений, приведенных в таблице 1:

Таблица 1 - предельные значения показателей точности технических средств автоматики

Группы технических средств автоматики	Основная приведенная погрешность измерения
Датчики давления	приведенная погрешность $\pm 0,5 \%$
Датчики температуры	абсолютная погрешность $\pm 1,0 ^\circ\text{C}$
Влагомеры	абсолютная погрешность $\pm 2,5 \%$
Датчики уровня	абсолютная погрешность $\pm 5,0 \text{ мм}$

Дополнительная погрешность не должна превышать половины основной погрешности при изменении температуры окружающей среды во всем диапазоне рабочих температур и отклонении напряжения питания в допустимых пределах.

1.5. Требования к программному обеспечению

Программные средства АСУ ТП должны отвечать следующим требованиям:

- функциональная полнота;
- надежность (включая восстанавливаемость);
- модифицируемость;
- масштабируемость;
- модульность построения;
- удобство применения.

Программные средства АСУТП должны быть достаточными для реализации совместно с техническими средствами необходимого набора функций системы, начиная от сбора и отображения технологической информации до контроля и автоматизированного управления производством в реальном масштабе времени.

Программные средства АСУ ТП должны обеспечивать возможность создания автоматизированных систем, открытых для модернизации и развития.

Должны быть предусмотрены меры для обеспечения информационной безопасности с использованием следующих средств:

- средства обнаружения атак и вторжений;
- средства идентификации и аутентификации (как работников, так и устройств);
- средства мониторинга состояния вычислительных средств и событий информационной безопасности;
- средства контроля целостности исполнительных модулей программных продуктов и данных;
- средства контроля использования внешних носителей информации.

1.6. Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение системы должно представлять собой совокупность математических методов, моделей алгоритмов для решения задач реализации функций управления в АСУ ТП. Математическое обеспечение АСУ ТП должно разрабатываться исходя из требований, предъявляемых к системам

управления технологическим объектом, работающим в режиме реального времени:

- работа с большим количеством параметров АСУ ТП;
- высокая производительность обслуживания потоков сигналов;
- малое время реакции АСУ ТП;
- высокая надежность функционирования АСУ ТП;
- недопустимость потери, искажения и необоснованного дублирования циркулирующей информации.

1.7. Требования к информационному обеспечению

Информационное обеспечение представляет собой совокупность входных, выходных сигналов и данных, которая должна быть достаточной для выполнения всех автоматизированных функций комплекса. Помимо этого, информационное обеспечение должно содержать основные решения по организации человеко-машинного интерфейса и архивации информации.

Информационное обеспечение должно включать:

- описание процедуры сбора и передачи информации, включая временные нормы;
- требования к организации ЧМИ, включая способы отображения информации на экране, диалоговые процедуры выдачи управляющих команд и пакет проектов мнемосхем;
- систему классификации и кодирования информации;
- систему организации базы данных реального времени и архивных данных (протокол событий и историческая база данных);
- формы выходных документов (отчетные листы, ведомости);
- информационные массивы, включая входную аналоговую и дискретную информацию, результаты расчета и наиболее важные промежуточные результаты, справочную информацию.

Информационное обеспечение представляет собой совокупность входных, выходных сигналов и данных, которая должна быть достаточной для выполнения всех автоматизированных функций комплекса. Помимо этого, информационное обеспечение должно содержать основные решения по организации человеко-машинного интерфейса и архивации информации.

Информационное обеспечение должно включать:

- описание процедуры сбора и передачи информации, включая временные нормы;
- требования к организации ЧМИ, включая способы отображения информации на экране, диалоговые процедуры выдачи управляющих команд и пакет проектов мнемосхем;
- систему классификации и кодирования информации;
- систему организации базы данных реального времени и архивных данных (протокол событий и историческая база данных);
- формы выходных документов (отчетные листы, ведомости);
- информационные массивы, включая входную аналоговую и дискретную информацию, результаты расчета и наиболее важные промежуточные результаты, справочную информацию.

1.8. Требования к объему автоматизации

Таблица 2 представляет объем автоматизации блока сепарации.

Таблица 2 – объем автоматизации блока сепарации

№	Наименование технологических параметров и состояний	Функции АСУ ТП
1	Давление в сепараторе	Дистанционное измерение, сигнализация, регулирование (автоматическое), интеллектуальный датчик
2	Уровень раздела фаз нефть-газ	Дистанционное измерение, сигнализация, регулирование (автоматическое), интеллектуальный датчик
3	Уровень раздела фаз нефть-вода	Дистанционное измерение, сигнализация, регулирование (автоматическое),

		интеллектуальный датчик
4	Аварийный уровень раздела фаз нефть-газ	Сигнализация
5	Аварийный уровень раздела фаз нефть-вода	Сигнализация
6	Температура жидкости в сепараторе	Дистанционное измерение, сигнализация
7	Обводненность нефти	Дистанционное измерение, сигнализация
8	Положение клапанов	Сигнализация, управление, интеллектуальный датчик

2. Разработка системы автоматизированного управления блока сепарации

2.1. Описание технологического процесса

Функциональная схема блока сепарации приведена в приложении А.

Блок сепарации состоит из двух горизонтальных сепараторов, включающих I и II ступени сепарации. Отделившаяся в первом отсеке НГС нефть перетекает во второй отсек, в то время как вода из первого отсека направляется на блочную кустовую насосную станцию (БКНС). Положение уровня раздела сред регулируется откачкой воды, а уровень нефти во втором отсеке регулирует откачку нефти из этого отсека.

Оснащение НГС набором равных по количеству контролируемых параметров датчиков является традиционным решением задачи управления процессом сепарации. Установка таких датчиков требует наличие не менее четырех люков для уровнемеров, сигнализатор предельного уровня и фланцевое соединение для датчика давления.

Контроллер формирует сигналы управления запорной арматурой исходя из измерений уровней. Исходя из этого, реализовано два контура регулирования в первом отсеке сепаратора по уровню воды а во втором отсеке - по уровню нефти. Помимо этого введен третий контур третий контур регулирования давления выходного газа на факел. Для осуществления процесса регулирования использован принцип локальных автоматов, в соответствии с которым требуемый закон регулирования выполняется специализированными модулями регуляторов из состава контроллера, при этом общий контроль за состоянием НГС приходится на модуль процессора этого контроллера. В результате распределения функции регулирования и контроля на разные уровни архитектуры комплекса повышается надежность и упрощается локальная визуализация текущего состояния НГС. Каждый регулятор имеет два режима работы: автоматический и дистанционный. Выбор того или иного режима работы осуществляется при помощи соответствующих переключателей

"Управление ДИСТ/АВТ". Настройка регуляторов (выбор закона регулирования, рабочего диапазона и др.) производится для каждого индивидуально через имеющееся управление массивов настроечных параметров в контроллере. Процесс настройки возможно производить как с местного пульта, так и с АРМ оператора.

Таблица состава (перечня) вход/выходных сигналов (измерительных, сигнальных, командных и управляющих) приведена в приложении Б.

2.2. Разработка структурной схемы АС

Автоматизированная система управления блоком сепарации строится по принципу иерархического распределенного управления, т.е. в виде многоуровневой, территориально и функционально распределенной системы, состоящей из подсистем, согласованно управляющих всей совокупностью производственных процессов.

АС обеспечивает взаимодействие различных уровней автоматизации:

- нижний, полевой уровень: датчики, приборы и средства контроля, преобразователи, приводы запорной и регулирующей арматуры, исполнительные устройства агрегатов и установок, а также другие КИП и А, включая средства автоматики, встроенные в технологическое оборудование;
- Средний, контроллерный уровень: ПЛК, контуры авторегулирования и стабилизации, панели оператора;
- Верхний, информационно вычислительный уровень: уровень мониторинга, протоколирования процесса, настройки и управления технологическими процессами агрегатов и установок, диагностика и обслуживание КИП и А.

Трехуровневая структура АС приведена в приложении В.

Различия между уровнями определяются составом выполняемых прикладных функций и, как следствие, техническими и/или программными

средствами, применяемыми для реализации соответствующих функциональных задач.

Нулевой уровень в архитектуре АСУ ТП реализует функции получения и первичного преобразования информации о протекании технологических процессов и об оперативном состоянии оборудования. В аппаратном плане этот уровень представлен такими устройствами, как датчики давления, уровнемер, сигнализатор уровня, датчик температуры и влагомер, приводы арматуры, исполнительные механизмы и другие КИП и А (включая средства автоматики, встроенные в технологическое оборудование).

Первый уровень архитектуры АСУ ТП реализует функции регулирования, противоаварийной защиты и блокировок, в аппаратном плане этот уровень представлен ПЛК.

Второй уровень в архитектуре АСУ ТП реализует функции оперативного (диспетчерского) контроля и управления технологическими объектами. Основу таких АСУ ТП составляют развитые комплексы программно-технических средств вычислительной техники, предназначенные для накопления, хранения, обработки (обобщения) и представления значительных массивов информации. На компьютерах диспетчера и операторов установлены операционная система Windows 7 и программное обеспечение Trace Mode 6.

Структура АСУ ТП отвечает требованиям информационной интеграции, в ней реализованы стандартные информационные интерфейсы для обеспечения необходимого взаимодействия между ее компонентами (внутренняя совместимость) и интерфейсы обмена данными с внешними для АСУ ТП системами (внешняя совместимость).

Так же структура АСУ ТП предусматривает масштабируемость. Это означает, что по мере строительства и ввода в эксплуатацию объектов, расширению и развитию АСУ ТП должна обладать свойствами, позволяющими осуществлять наращивание и интеграцию ее функциональных, информационных, организационных и инфраструктурных ресурсов.

2.3. Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматизации является техническим документом, который определяет функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления, регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. Функциональная схема отображает системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления и сигнализации.

Все элементы систем управления и оборудование отображаются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной связи. Функциональная схема автоматического контроля и управления содержит упрощенное изображение технологической схемы автоматизируемого процесса.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

- получение первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- управление технологическим процессом и стабилизация его технологических параметров посредством непосредственного воздействия на него;
- контроль и регистрация технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

В приложении Г выполнена функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» [4] и ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов» [5].

На схеме выделены каналы измерения (1, 3, 6, 7, 8) и каналы управления (1-2, 3-4-5, 8-9-10). Контур 1-2 реализует автоматическое поддержание давления в сепараторе, путем сброса газа на факел. Контур 3-4 и 3-5 реализует автоматическую стабилизацию уровня нефти в сепараторе и уровня раздела фаз нефть-вода.

Согласно данной схемы, сигнал 4-20мА с датчика давления (позиция РТ001 по схеме автоматизации) поступает на контроллер в шкаф управления, где сравнивается с заданным уровнем давления. В случае расхождения сигналов, контроллер вырабатывает управляющий сигнал на электропривод задвижки №2. Так же сигнал поступает на второй уровень автоматизации, где на АРМ оператора выводится текущее значение давления в сепараторе. Так же в случае превышения максимального предельного значения осуществляется световая сигнализация и в случае превышения максимального аварийного значения осуществляется световая и звуковая сигнализация на АРМ оператора.

С уровнемера (позиция LT001) сигнал поступает в шкаф управления по протоколу Modbus и несет в себе информацию об уровне нефти и уровне раздела фаз. Регулирование уровня нефти осуществляется с помощью задвижки №3, а регулирование уровня раздела фаз нефть-вода с помощью задвижки №4.

По каналу измерения 6 происходит измерение температуры продукта в резервуаре, и передача этих данных на SCADA, где в случае падения температуры до минимального аварийного уровня происходит сигнализация на АРМ оператора.

Информация об обводнённости нефти передается по каналу 7. Предусматривается сигнализация в случае превышения максимально допустимой обводненности нефти после сепарации.

Канал 8 обеспечивает контроль загазованности на площадке блока сепарации, местную световую сигнализацию в случае превышения предельно допустимой концентрации (ПДК) уровня 10% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР), и светозвуковую сигнализацию в случае превышения порога в 20% от НКПР.

2.4. Разработка схемы информационных потоков БПГ.

Схема информационных потоков, приведенная в приложении Д, 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) [6].

Нижний уровень отображает данные физических устройств ввода/вывода, которые включают в себя данные аналоговых и дискретных сигналов и данные о вычислении и преобразовании.

Средний уровень представляет собой буферную базу данных, которая выступает в качестве как приемника, запрашивающего данные от внешних систем, так и их источника. Таким образом, она выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранным формам АРМ-приложений. На этом уровне ПЛК формирует пакетные потоки информации из полученных данных. 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;
- уровень раздела фаз нефть-газ, мм;
- уровень раздела фаз нефть-вода, мм;
- температура газожидкостной смеси в сепараторе, °С;
- обводненность нефти, %;
- уровень загазованности на площадке блока сепарации, %;
- состояние положения задвижек, %.

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

AAA_BBB_CCC,

где

- AAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:
 - DAV – давление;
 - TMP – температура;
 - URV – уровень;
 - OBV – обводненность;
 - POL – положение задвижки;
 - ZGZ – загазованность.
- BBB – код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:
 - TR1 – участок трубопровода после сепаратора первой ступени;
 - TR2 – участок трубопровода после сепаратора второй ступени;
 - BLK – площадка блока сепарации;
 - SP1 –сепаратор первой ступени;
 - SP2 –сепаратор второй ступени;
- CCC – уточнение, не более 3 символов:
 - GAZ – газ;
 - NFT – нефть;
 - VOD – вода;
 - EZ1 – задвижка с электроприводом №1;
 - EZ2 – задвижка с электроприводом №2;
 - EZ3 – задвижка с электроприводом №3;
 - EZ4 – задвижка с электроприводом №4;
 - EZ5 – задвижка с электроприводом №5;
 - EZ6 – задвижка с электроприводом №6;
 - EZ7 – задвижка с электроприводом №7;

- EZ8 – задвижка с электроприводом №8;

Знак подчеркивания _ в данном представлении служит для отделения одной части идентификатора от другой.

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в таблице 3.

Таблица 3 – кодировка сигналов

Кодировка	Расшифровка кодировки
DAV_SP1_GAZ	Давление в сепараторе С-1
URV_SP1_NFT	Уровень раздела фаз нефть-газ в сепараторе С-1
URV_SP1_VOD	Уровень раздела фаз нефть-вода
TMP_SP1_NFT	Температура газожидкостной смеси в сепараторе С-1
OBV_TR1_NFT	Обводненность нефти после сепаратора С-1
POL_TR1_EZ1	Положение задвижки №1
POL_TR1_EZ2	Положение задвижки №2
POL_TR1_EZ3	Положение задвижки №3
POL_TR1_EZ4	Положение задвижки №4
ZGZ_BLK_GAZ	Загазованность на площадке блока сепарации
SVT_BLK_ZGZ	Световая сигнализация порога 10% НКПР
SZV_BLK_ZGZ	Светозвуковая сигнализация порога 20% НКПР
DAV_SP2_GAZ	Давление в сепараторе С-2
URV_SP2_NFT	Уровень раздела фаз нефть-газ в сепараторе С-2
URV_SP2_VOD	Уровень раздела фаз нефть-вода
TMP_SP2_NFT	Температура газожидкостной смеси в сепараторе С-2
OBV_TR2_NFT	Обводненность нефти после сепаратора С-2
POL_TR2_EZ5	Положение задвижки №5
POL_TR2_EZ6	Положение задвижки №6
POL_TR2_EZ7	Положение задвижки №7
POL_TR2_EZ8	Положение задвижки №8

В качестве верхнего уровня выступает база данных КИС и база данных АСУ ТП. Пользовательский интерфейс, представленный набором экранных форм АРМ, позволяет структурировать информацию для специалистов посредством отображения различных информационных и управляющих

элементов. АРМ диспетчера позволяет автоматически генерировать различные виды отчетов в формате XML. Генерация отчетов выполняется по следующим расписаниям:

- каждый четный / нечетный час (двухчасовой отчет);
- каждые сутки (двухчасовой отчет в 24.00 каждых суток);
- каждый месяц;
- по требованию оператора (оперативный отчет).

Отчеты формируются по заданным шаблонам:

- сводка по текущему состоянию оборудования;
- сводка текущих измерений.

Историческая подсистема АС сохраняет информацию изменений технологических параметров для сигналов с заранее определенной детальностью. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

2.5. Выбор средств реализации блока сепарации

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

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

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе. Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления. Контроллерное оборудование осуществляет выполнение задач вычисления и логических операций.

Приборы и датчики, которые располагаются непосредственно на объекте, выбраны с учетом обеспечения взрывобезопасности при эксплуатации, т.е. применено оборудование взрывозащищенное со степенью защиты «взрывонепроницаемая оболочка», либо «искробезопасная электрическая цепь», которая обеспечивается таким же видом взрывозащиты входных блоков контроллера.

2.5.1. Выбор контроллерного оборудования

Основным техническим средством первого уровня АСУ ТП является ПЛК, который способен реализовывать прием и первичную обработку информационных сигналов от устройств нулевого уровня, алгоритмы регулирования, логического управления и защиты, выдачу управляющих сигналов на исполнительные механизмы и поддерживает стандартные протоколы обмена информацией как между технологическими контроллерами, так и со вторым уровнем АСУ ТП.

ПЛК должен обеспечивать ввод/вывод следующих типов сигналов:

Входные сигналы:

- унифицированный аналоговый сигнал 4-20 мА, 0-10 В, ± 10 В;
- сигналы от термометров сопротивления;
- дискретные сигналы типа «сухой контакт» или «открытый коллектор»;
- дискретные сигналы в диапазоне от 24 до 220 В (с дискретностью по ГОСТ 26.013 [7]);
- цифровые сигналы;
- числоимпульсные сигналы.

Выходные сигналы:

- унифицированный аналоговый сигнал 4-20 мА;
- дискретные сигналы постоянного тока в диапазоне от 24 до 220 В (с дискретностью по ГОСТ 26.013) током до 3,5 А;

- дискретные сигналы переменного тока в диапазоне от 24 до 220 В (с дискретностью по ГОСТ 26.013) током до 5,0 А;
- цифровые сигналы.

В основе системы автоматизированного управления блока сепарации будем использовать ПЛК Siemens SIMATIC S7-400 (рисунок 1).



Рисунок 1 – Siemens SIMATIC S7-400

SIMATIC S7-400 - это модульный программируемый контроллер, предназначенный для построения систем автоматизации средней и высокой степени сложности. Модульная конструкция позволяет использовать в своем составе модули центральных процессоров, модули блоков питания, коммуникационные, функциональные, интерфейсные и сигнальные модули. На рисунке 2 приведена блок-схема связи ПЛК с объектом:

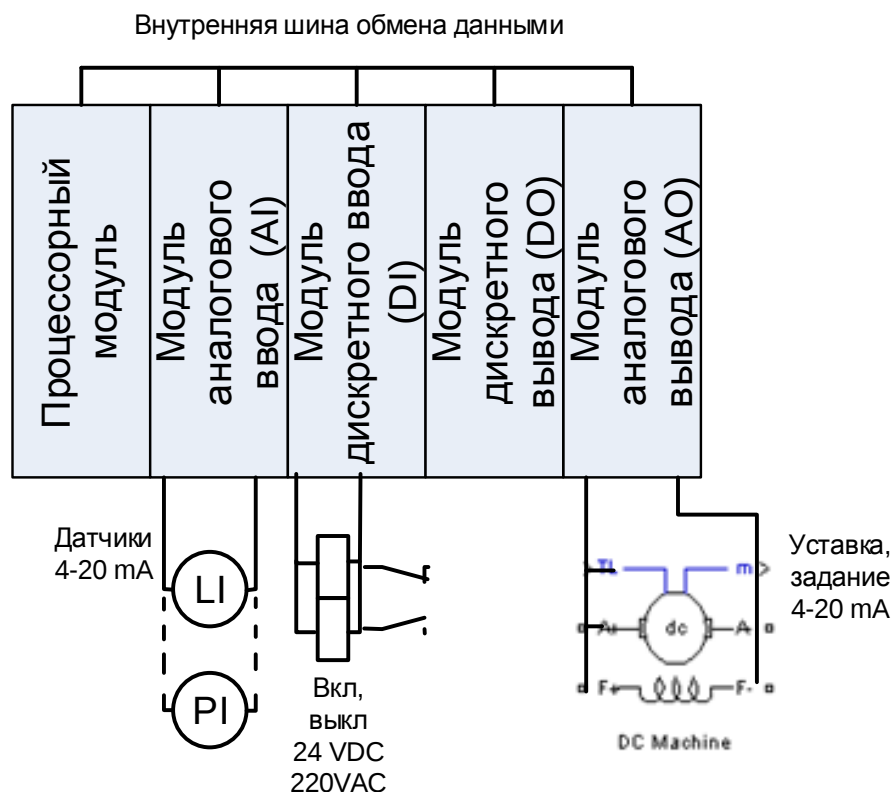


Рисунок 2 – Блок-схема УСО ПЛК

Функциональные модули S7-400 – это интеллектуальные модули ввода/вывода, оснащенные встроенным микропроцессором и ориентированные на решение типовых задач автоматизации: скоростного счета, позиционирования, ПИД-регулирования, скоростной обработки логических сигналов и т.д. Применение функциональных модулей позволяет разгрузить центральный процессор контроллера от выполнения ресурсоемких задач. Более того, целый ряд функциональных модулей может выполнять возложенные на них функции даже в случае остановки центрального процессора программируемого контроллера.

Набор коммуникационных процессоров S7-400 позволяет производить подключение контроллера к сетям Industrial Ethernet, PROFINET, PROFIBUS, AS-Interface, поддерживать обмен данными через Internet, поддерживать связь через последовательные интерфейсы RS-232, RS-422/RS-485 или TTY (20 mA).

Сигнальные модули предназначены для ввода и вывода дискретных и аналоговых сигналов контроллера. Они включают в свой состав:

- модули ввода дискретных сигналов SM 421;
- модули вывода дискретных сигналов SM 422;
- модули ввода аналоговых сигналов SM 431;
- модули вывода аналоговых сигналов SM 432.

Модули ввода дискретных сигналов предназначены для преобразования входных дискретных сигналов контроллера в его внутренние логические сигналы. Модули выпускаются в пластиковых корпусах. На их лицевых панелях установлены:

- зеленые светодиоды индикации состояния входных цепей;
- красный светодиод для индикации отказов и ошибок;
- разъем для установки фронтального соединителя, закрытый защитной дверцей;
- защитная дверца, на которую наносится маркировка входных цепей.

Модули вывода дискретных сигналов предназначены для преобразования внутренних логических сигналов контроллера в его выходные дискретные сигналы. Модули выпускаются в пластиковых корпусах. На лицевых панелях модулей установлены:

- зеленые светодиоды, индицирующие состояние выходных цепей;
- красный светодиод для индикации внутренних и внешних отказов и ошибок, индикации перегорания предохранителя, отсутствия напряжения питания нагрузки;
- разъем для установки фронтального соединителя, закрытый защитной дверцей;
- паз на защитной дверце для установки этикетки с маркировкой внешних цепей модуля.

Модули ввода аналоговых сигналов предназначены для аналого-цифрового преобразования входных аналоговых сигналов контроллера и

формирования цифровых величин, используемых центральным процессором в процессе выполнения программы. К входам модулей могут подключаться датчики с унифицированными выходными сигналами напряжения или силы тока, термопары, термометры сопротивления.

Модули вывода аналоговых сигналов предназначены для цифро-аналогового преобразования внутренних цифровых величин контроллера и формирования его выходных аналоговых сигналов.

2.5.2. Выбор датчиков

Технические средства полевой автоматики, обладают показателями точности функционирования не хуже, чем значения, приведенные в таблице 1 раздела «1.4. Требования к метрологическому обеспечению».

Технические средства полевой автоматики, устанавливаемые вне помещения, имеют пыле- и влагозащищенные корпуса. По степени конструктивной защищенности от внешних механических воздействий такие устройства имеют исполнение не ниже, чем IP 65 по ГОСТ 14254. Все электрические и электронные средства полевых систем автоматизации, размещаемые во взрывоопасных зонах, применяются только во взрывозащищенном исполнении.

2.5.2.1. Выбор датчиков давления

Для выбора датчика давления составлен опросный лист, представленный в приложении Е.

В соответствии с приведенным опросным листом можно выбрать датчик давления серии Метран-150 (рисунок 3).



Рисунок 3 – Датчик давления Метран-150

Датчики давления Метран-150 (в дальнейшем датчики) предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и позволяют осуществлять процесс непрерывного преобразования измеряемых величин в унифицированный токовый выходной сигнал дистанционной передачи и цифровой сигнал на базе HART-протокола. Таковыми величинами является абсолютное и избыточное давление, разность давлений, гидростатическое давление нейтральных и агрессивных сред.

Вид взрывозащиты "искробезопасная электрическая цепь" с уровнем взрывозащиты "особовзрывобезопасный", маркировка по взрывозащите 0ExiaIICT5X. Обеспечение взрывозащищенности датчиков с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» достигается за счет:

- ограничения максимального входного тока ($I_i \leq 120 \text{ mA}$) и максимального входного напряжения ($U_i \leq 24 \text{ B}$) в электрических цепях, работающих в комплекте с ними вторичных приборов до искробезопасных значений;
- выполнения конструкции всего датчика в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.10 [8].

Ограничение тока и напряжения в электрических цепях датчика до искробезопасных значений достигается за счет обязательного функционирования датчика в комплекте с блоками (барьерами), имеющими вид взрывозащиты 36 «искробезопасная электрическая цепь» с уровнем взрывозащиты искробезопасной электрической цепи «ia» для взрывоопасных смесей подгруппы ПС по ГОСТ 30852.11 [9], напряжение и ток искробезопасных электрических цепей которых не превышают, соответственно, значения 24В и 120мА.

Определение верхнего диапазона измерения осуществляется по ГОСТ 22520 [10] в зависимости от рабочего давления. Т.к. рабочее давление в сепараторе составляет 1,5 МПа, то диапазон измерения примем от 0 до 2,5 МПа.

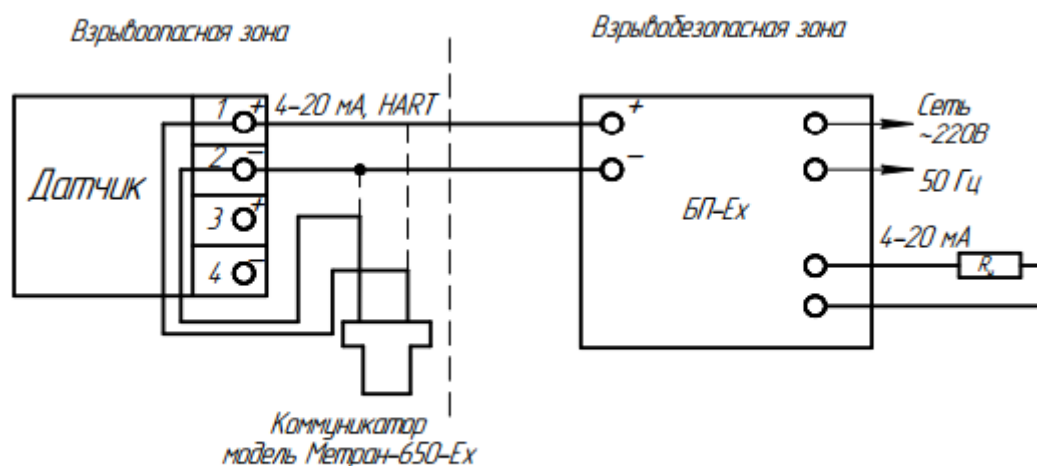
Степень защиты датчиков от воздействия пыли и воды соответствует группе IP 66 по ГОСТ 14254.

Датчики устойчивы к воздействию температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне от минус 55°С до плюс 80°С – для опции LT.

Средняя наработка на отказ датчика с учетом технического обслуживания составляет 150000 ч.

Датчик состоит из сенсора и электронного преобразователя. Сенсор состоит из измерительного блока и платы аналого-цифрового преобразователя (АЦП). Давление подается в камеру измерительного блока, преобразуется в деформацию чувствительного элемента и изменение электрического сигнала. Электронный преобразователь преобразует электрический сигнал в соответствующий выходной сигнал.

На рисунке 4 представлена схема внешних электрических подключений датчика взрывозащищенного исполнения с выходным сигналом 4-20 мА (двухпроводная линия связи).



БП-Ex – искробезопасный блок питания (например, БПД-40-2к-Ex)
 R_n определяется параметрами БП-Ex

Рисунок 4 – Схема внешних электрических подключений

На рисунке 5 показаны установочные и присоединительные размеры датчика:

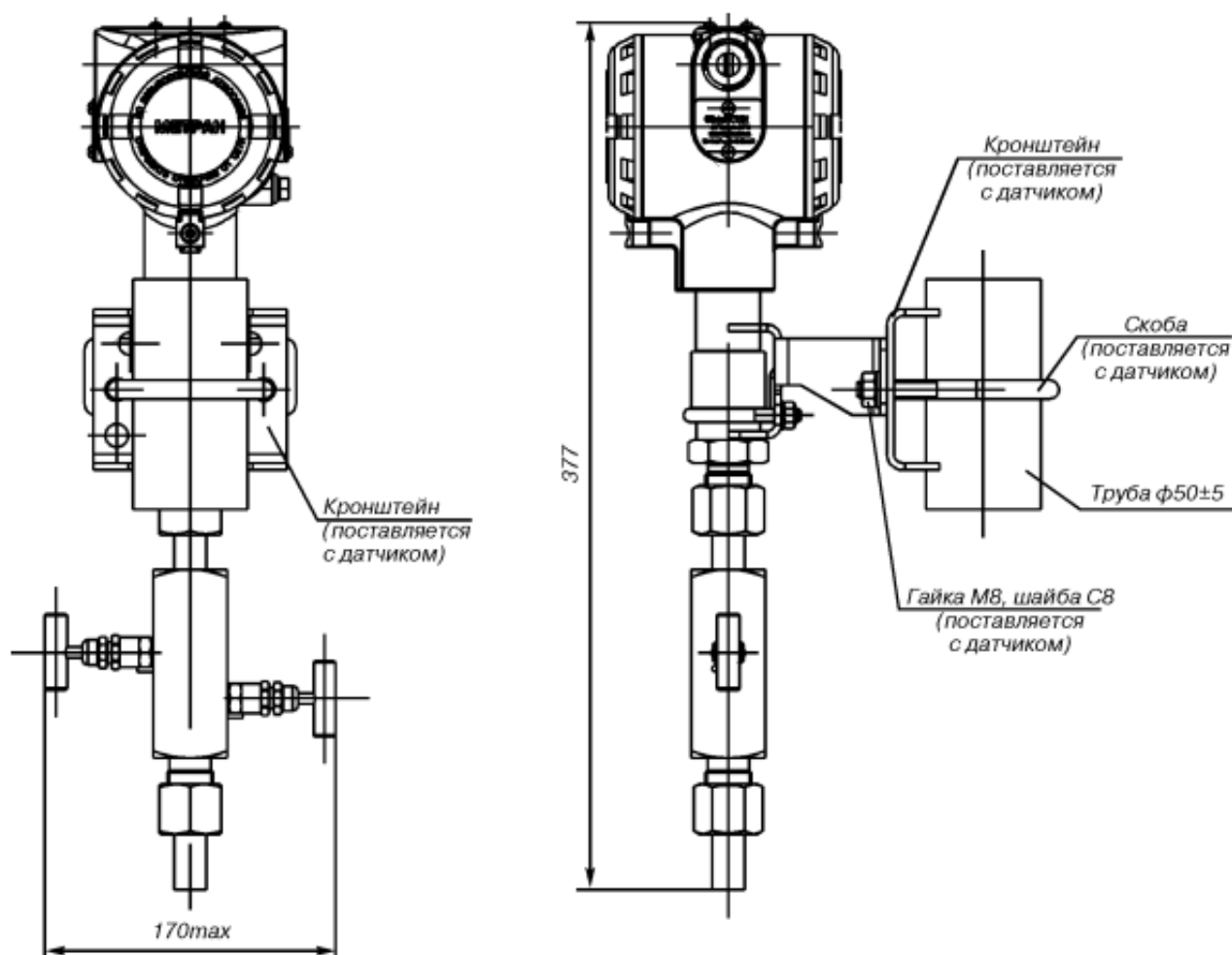


Рисунок 5 – Установочные и присоединительные размеры

Выбор закладной конструкции для датчиков давления осуществляется по сборнику закладных конструкций СЗК 14-2-99. Закладная конструкция подбирается по следующим параметрам: наименование среды, условное давление, температура, место установки. Согласно опросного листа подходит закладная конструкция 016-70-ст.20-МП в составе с бобышкой БП21-М20х1,5 Ст.20, монтажная резьба М20х1,5. Обозначение установочного чертежа ЗК14-2-1-01.

2.5.2.2. Выбор датчика уровня

Для выбора уровнемера составлен опросный лист, представленный в приложении Ж.

По предъявляемым требованиям опросного листа подходит датчик уровня Rosemount 5300 (рисунок 6).



Рисунок 6 – Уровнемер Rosemount 5300

Уровнемер Rosemount 5300 — это интеллектуальный, двухпроводной уровнемер, обеспечивающий непрерывное измерение уровня, принцип работы которого основан на рефлектометрии с временным разрешением. Маломощные наносекундные импульсы распространяются вдоль погруженного зонда. Когда импульс достигает поверхности, часть энергии импульса отражается обратно к

уровнемеру, при этом разница во времени между моментом возникновения и моментом отражения импульса преобразовывается в расстояние, из которого рассчитывается уровень жидкости или уровень границы раздела двух сред.

Отражательная способность продукта является ключевым параметром, позволяющим производить измерения. Интенсивность отражения зависит от диэлектрической проницаемости вещества. Среда с высокой диэлектрической проницаемостью обеспечивает более интенсивное отражение (амплитуду сигнала) и расширенный диапазон измерений.

Принцип измерения показан на рисунке 7:

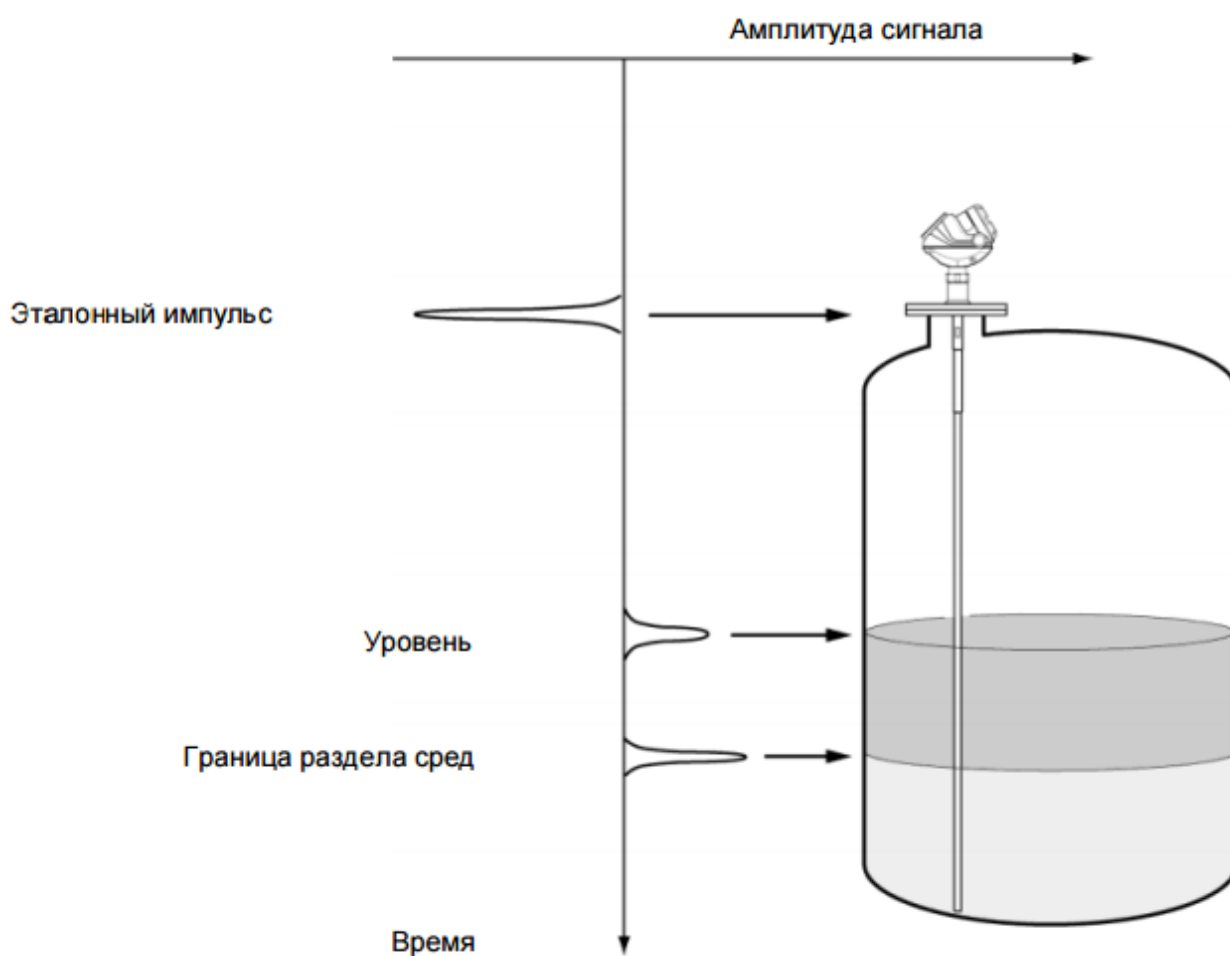


Рисунок 7 – Принцип измерения уровня

Большое преимущество данного датчика в том, что он может осуществлять одновременное измерение уровня и уровня границы раздела двух сред. Таким образом, можно избежать применения дополнительного оборудования на сепараторе.

В зависимости от условий технологического процесса используется один из пяти типов зондов: коаксиальный, двойной, жесткий, одинарный жесткий, двойной гибкий и одинарный гибкий. Выбор зонда обуславливается свойствами среды (плотность, вязкость, агрессивность) и диапазоном измерений.

Для сепаратора оптимальным решением будет использование коаксиального зонда, который применяется для измерения уровня и уровня границы раздела двух жидкостей. Коаксиальный зонд обеспечивает самое высокое отношение сигнал/шум. Рекомендуется для измерения уровня жидкостей с низкой диэлектрической проницаемостью, а также для измерений в условиях турбулентности, в присутствии пены или потоков жидкости, или пара вблизи зонда (оболочка коаксиального зонда работает как успокоительный колодец).

Корпус прибора имеет степень защиты от внешних воздействий IP67 по ГОСТ 14254. Модель имеет взрывобезопасное исполнение с видом взрывозащиты искробезопасная цепь.

На рисунке 8 показана схема внешних электрических подключений с искробезопасным выходом:

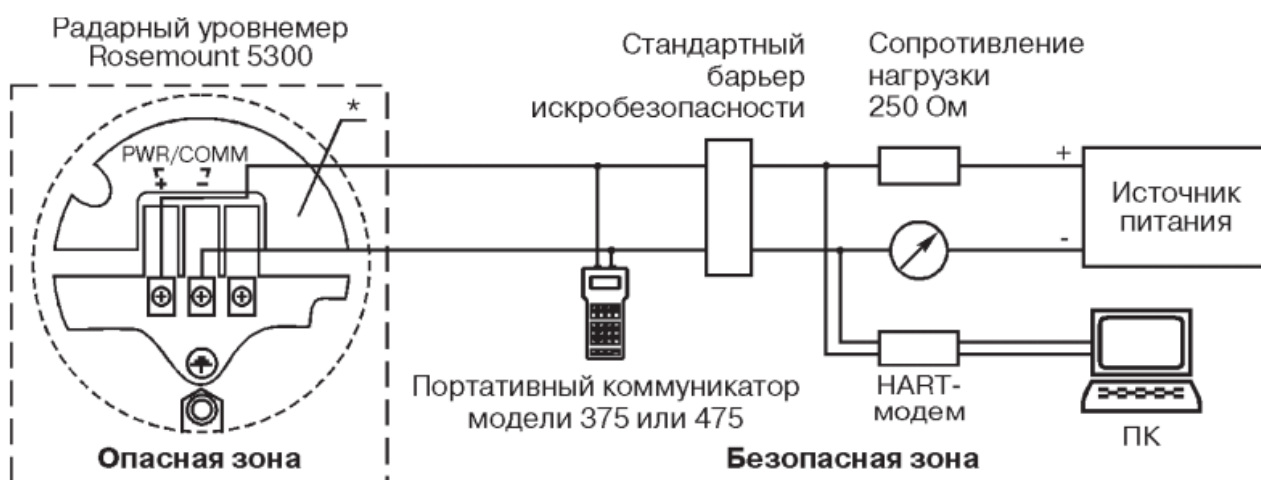


Рисунок 8 – Схема электрических подключений

На рисунке 9 показаны габаритные и установочные размеры:

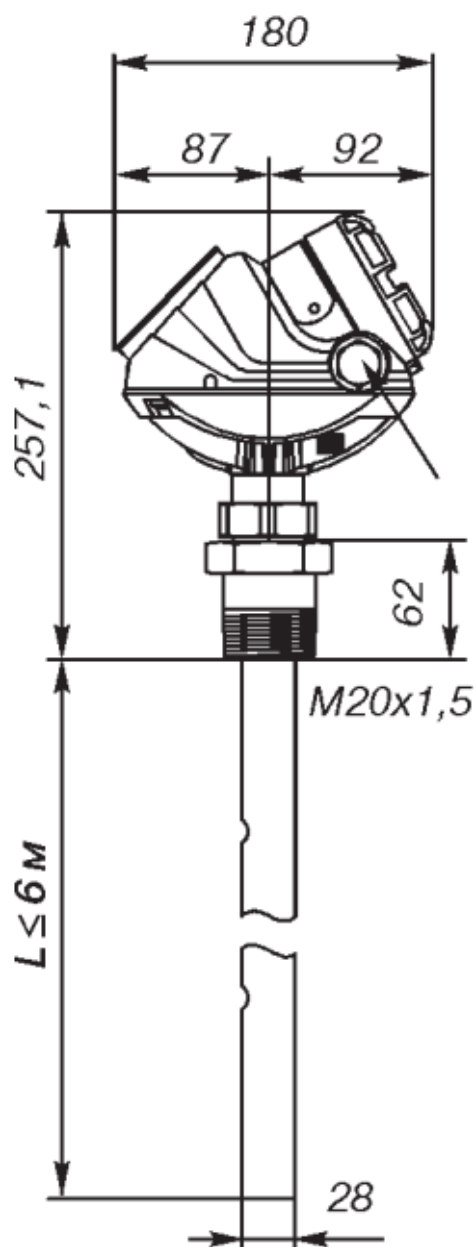


Рисунок 9 – Габаритные и установочные размеры

Выбор закладной конструкции для уровнемера осуществляется по сборнику закладных конструкций СЗК 4-4-90. Закладная конструкция подбирается по следующим параметрам: наименование среды, условное давление, температура, место установки. Согласно опросного листа подходит закладная конструкция ЗК4-223-89 в составе с бобышкой БМ20х1,5 Ст.20, монтажная резьба М20х1,5.

2.5.2.3. Выбор датчика температуры

Для выбора датчика температуры составлен опросный лист, представленный в приложении И.

По предъявляемым требованиям опросного листа подходит датчик температуры Метран - 280 (рисунок 10).



Рисунок 10 – Датчик температуры Метран-280

Преобразователи температуры (ПТ) Метран-280 предназначены для точных измерений температуры. Использование ПТ допускается в нейтральных, а также агрессивных средах, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионностойким.

Связь ПТ Метран-280 с АСУ ТП осуществляется:

- по аналоговому каналу: передачей информации об измеряемой температуре в виде постоянного тока 4-20 мА;
- по цифровому каналу: в соответствии с HART-протоколом.

Для передачи сигнала на расстояние используются 2-х-проводные токовые линии.

Конструктивно ПТ Метран-280 состоит из первичного преобразователя и преобразователя измерительного (ПИ), встроенного в корпус соединительной головки.

Датчики температуры могут применяться во взрывоопасных зонах, в которых возможно образование взрывоопасных смесей газов, паров, горючих жидкостей с воздухом категории ПС группы Т6 или Т5 по ГОСТ 30852.11.

Маркировка взрывозащиты: особовзрывобезопасный уровень с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь ia» - 0ExiaIICT6 X или 0ExiaIICT5 X.

Степень защиты от воздействия пыли и воды - IP65 по ГОСТ 14254.

Схема внешних соединений показана на рисунке 11:

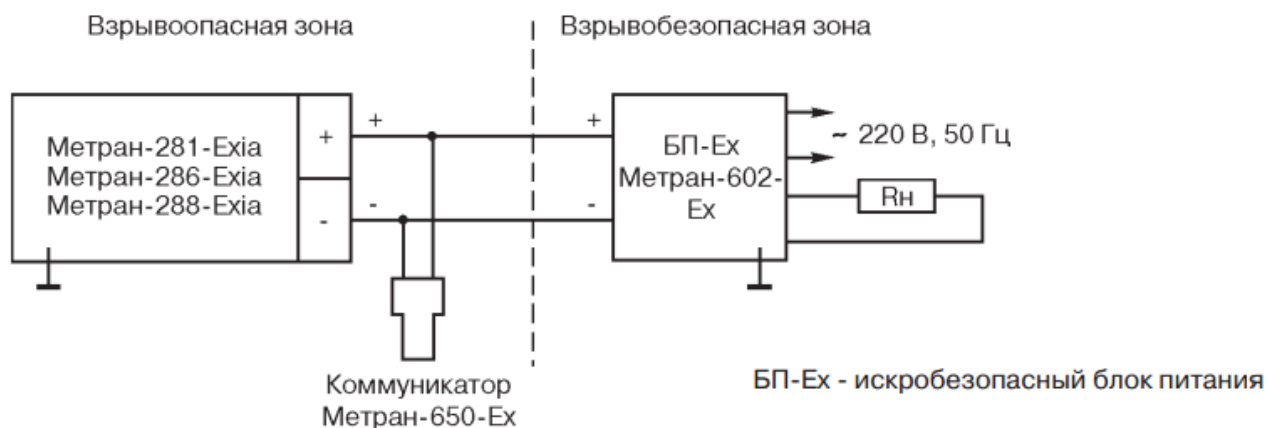


Рисунок 11 – Схема внешних электрических подключений

Габаритные и присоединительные размеры показаны на рисунке 12:

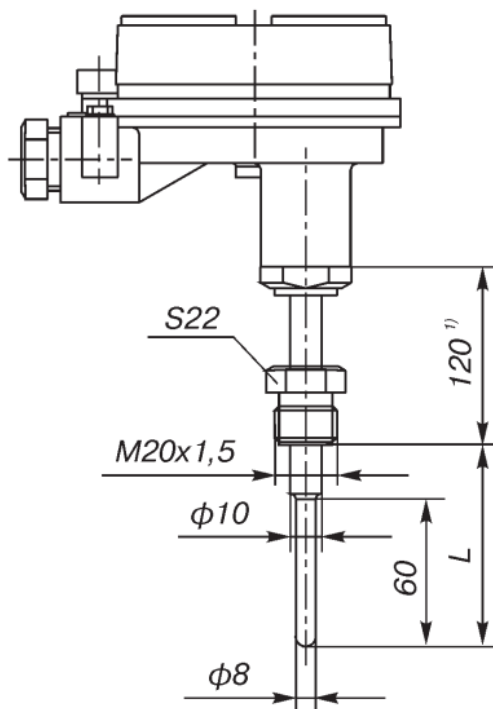


Рисунок 12 – Габаритные и присоединительные размеры

Выбор закладной конструкции для датчика температуры осуществляется по сборнику закладных конструкций ЗК4-1-95. Закладная конструкция подбирается по следующим параметрам: наименование среды, условное

давление, температура, место установки. Согласно опросного листа подходит закладная конструкция ЗК4-1-14-95 монтажная резьба М20х1,5.

2.5.2.4. Выбор влагомера

Для выбора влагомера составлен опросный лист, представленный в приложении К.

По предъявляемым требованиям опросного листа подходит влагомер поточный МВН -1 (рисунок 13).



Рисунок 13 – Влагомер поточный МВН -1

Влагомеры МВН-1 предназначены для непрерывного измерения объемной доли содержания воды в эмульсиях нефтепродуктов, нефти и смесей нефтей в потоке после предварительной сепарации газа, сбора свободной (неэмульгированной) воды и очистки от механических примесей.

Влагомер СВН-1 состоит из первичного измерительного преобразователя (датчика) и блока обработки.

Измерение влагосодержания нефти влагомером основано на поглощении водой СВЧ-энергии. При изменении влагосодержания нефти от нуля до верхнего предела происходит ослабление СВЧ-сигнала по мощности. При этом напряжение на выходе рабочего детектора уменьшается.

Датчик влагомера соответствует требованиям ГОСТ 30852.0 и ГОСТ Р 30852.10, имеет маркировку взрывозащиты «1ExibIIAT3 X» и предназначен для установки во взрывоопасных зонах.

Блок обработки и датчик размещаются в обогреваемых блок-боксах.

Первичный преобразователь влагомера МВН-1 устанавливается на линии качества с условным проходом Ду50. Направление потока снизу-вверх. Для обеспечения потока, на основном трубопроводе необходима секущая задвижка и задвижки для техобслуживания. Секущей задвижкой обеспечивается максимально возможная скорость через линию качества, что гарантирует однородность эмульсии и вытеснение накопившегося свободного газа.

Для подключения датчика используется четырехпроводная схема подключения.

2.5.2.5. Выбор датчика загазованности

Для контроля уровня загазованности используется газоанализатор ГСМ-05 (рисунок 14) предназначенный для непрерывного контроля дозврывоопасных концентраций горючих газов, паров легковоспламеняющихся жидкостей и их смесей категории ПА, ПВ, ПС групп Т1, Т2, Т3, Т4 согласно ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975), ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) во взрывоопасных зонах помещений, наружных установках и открытых пространствах термохимическим способом в диапазоне температур от минус 60 до плюс 50 С.

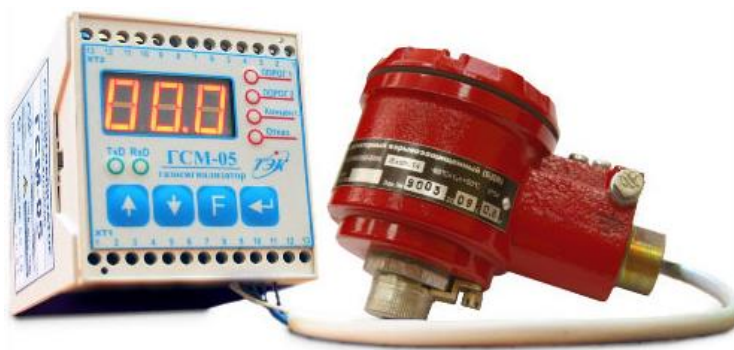


Рисунок 14 – Газоанализатор ГСМ-05

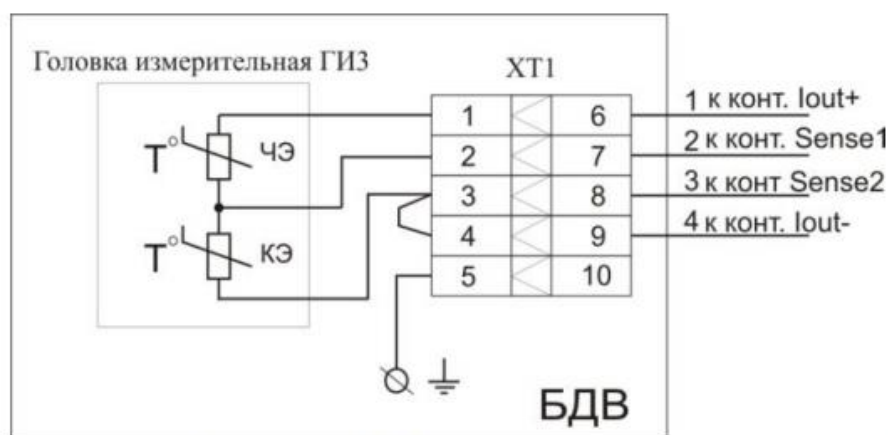
Газосигнализатор является стационарным прибором, состоящим из блока сигнализатора и блока детекторного.

Блок сигнализатора выполнен в не взрывозащищенном исполнении и устанавливается за пределами взрывоопасной зоны.

Блок детекторный применяется во взрывоопасных зонах в соответствии с маркировкой взрывозащиты 1ExdIICT4.

- ПО ГСМ-05 обеспечивает выполнение следующих функций:
- отображение текущей концентрации на индикационной панели;
- формирование дискретных сигналов "Порог 1" и "Порог 2";
- формирование дискретного сигнала "Отказ";
- обмен информацией по интерфейсам "RS-232" и "RS-485";
- отображение состояния блока на единичных индикаторах;
- задание параметров посредством встроенных индикатора и клавиатуры.

На рисунке 15 показаны схема электрическая принципиальная блока детекторного:



ЧЭ – чувствительный элемент, КЭ – компенсирующий элемент, ХТ1 – клеммная колодка

Рисунок 15 – Схема электрическая принципиальная

2.5.2.6 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 температуры. 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;

δ_2 – погрешность передачи по каналу измерений;

δ_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 [4]:

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

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

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

В итоге видно, что основная погрешность выбранного датчика температуры не превышает допустимой расчетной погрешности. Следовательно, прибор пригоден для использования.

2.5.3. Выбор исполнительных механизмов

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.

Для быстрого и плавного изменения величины давления в настоящее время наибольшее распространение получил метод дросселирования потока.

Дросселирующим устройством может служить задвижка (кран, вентиль) или специальная шайба. Применяются также дроссельные втулки.

В качестве электропривода будет использоваться многооборотный электропривод AUMA (рисунок 16), предназначены для управления промышленной арматурой, например, вентилями, задвижками, заслонками или кранами.



Рисунок 16 – Электропривод AUMA

AUMA электроприводы представляют собой модульную, состоящую из отдельных функциональных блоков, конструкцию. Приводы приводятся в действие от электродвигателя и управляются от узла управления AUMATIC, который входит в комплект поставки. Ограничение по ходу в оба направления осуществляется через конечные путевые выключатели. В конечных положениях возможно также отключение от выключателей крутящего момента. Вид отключения указывает изготовитель арматуры.

Основные технические характеристики приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики

Техническая характеристика	Значение
Тип сигнала управления	Задающая величина положения 4-20 мА
Аналоговые выходы	Фактическое значение положения 4-20 мА
Класс защиты	IP 67
Тип двигателя	Трехфазный или однофазный переменного тока
Защита электродвигателя	3 термовыключателя
Температурный диапазон, °C	От -25 ... до +60
Макс. сила тяги	90

Данный электропривод имеет аналоговый выход, с помощью которого на АРМ оператора сигнализируется текущее положение клапана, состояние «Открыто», «Закрыто» и промежуточные состояния.

2.6. Разработка схемы внешних проводов

Схема внешних проводов приведена в приложении Л. Позиции приборов на схеме совпадают с позициями на схеме автоматизации. Датчик давления, уровня и датчик температуры имеют выходной сигнал 4-20мА и подключаются по двухпроводной схеме подключения. Влагомер и газоанализатор подключается по четырехпроводной схеме подключения. Сигналы управления на световую и светозвуковую сигнализацию имеют двухпроводное соединение.

Прокладку кабелей автоматизации следует выполнять согласно СНиП 3.05.07, РМ14-177-05 и ПУЭ, преимущественно, с использованием кабельных и совмещенных конструкций. Конструкции для прокладки кабелей должны выполняться из негорючих материалов. Стойки, полки, короба и лотки должны быть металлическими.

Длина кабельных линий должна выбираться с учетом запаса до 7 % от расчетной длины для обеспечения провисов, температурной компенсации, укладки в виде незамкнутой петли у кабельных разделок.

Кабельные линии систем автоматизации должны выполняться кабелями с медными жилами. Для аналоговых и дискретных цепей измерения, сигнализации и управления должны применяться кабели с жилами минимальным сечением не менее 1.00 мм², с учетом длины линии.

При прокладке кабелей систем автоматизации следует соблюдать требования ПУЭ и дополнительные правила разделения цепей:

- цепи сигналов управления и сигнализации напряжением 220 В переменного тока и 24 В постоянного тока должны предусматриваться в разных кабелях;

- аналоговые сигналы должны передаваться с помощью экранированных кабелей отдельно от цепей сигналов управления и сигнализации;
- сигналы последовательной передачи данных (интерфейсные соединения) передаются по кабелям типа «витая пара» коаксиальным или оптоволоконным;
- сигналы управления и контроля для взаиморезервируемых механизмов, устройств должны передаваться в разных кабелях и прокладываться по разным кабельным конструкциям (трассам).

Приборы соединены контрольным кабелем с медными жилами марки КВВГЭнг-ХЛ экранированный, в холодостойком исполнении эксплуатируются при температуре окружающей среды от -60°C до $+50^{\circ}\text{C}$, в оболочке из поливинилхлорида пониженной горючести.

2.7 Выбор алгоритмов управления АС блока сепарации

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

- алгоритмы пуска (запуска)/ останова 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,
- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

Для представления алгоритма пуска/останова и сбора данных будем использовать правила ГОСТ 19.002 [11].

2.7.1. Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения температуры в сепараторе. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения температуры в сепараторе представлен в приложении М.

2.7.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм ПИД регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям. ПИД-регулятор используется в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра.

ПИД-регулятор измеряет отклонение стабилизируемой величины от заданного значения (уставки) и выдаёт управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально этому отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения и третье пропорционально производной отклонения.

Процесс регулирования давления осуществляется следующим образом. На вход блока управления поступают заданное (уставка) $y^*(t)$ и текущее $y(t)$ значения регулируемой величины. Блок управления вычисляет рассогласование

$e(t) = y^*(t) - y(t)$, на основе которого формирует управляющий сигнал $u(t)$, подаваемый на вход исполнительного устройства.

Задание по давлению сравнивается с текущим значением давления, полученным при помощи датчика давления. По рассогласованию регулятор уровня формирует задание по положению регулирующего органа. Заданное положение сравнивается с текущим, полученным от датчика положения регулирующего органа. На основе рассогласования по положению блок управления формирует управляющий сигнал на исполнительный механизм

На рисунке 17 предоставлена структурная схема регулирования в среде Matlab.

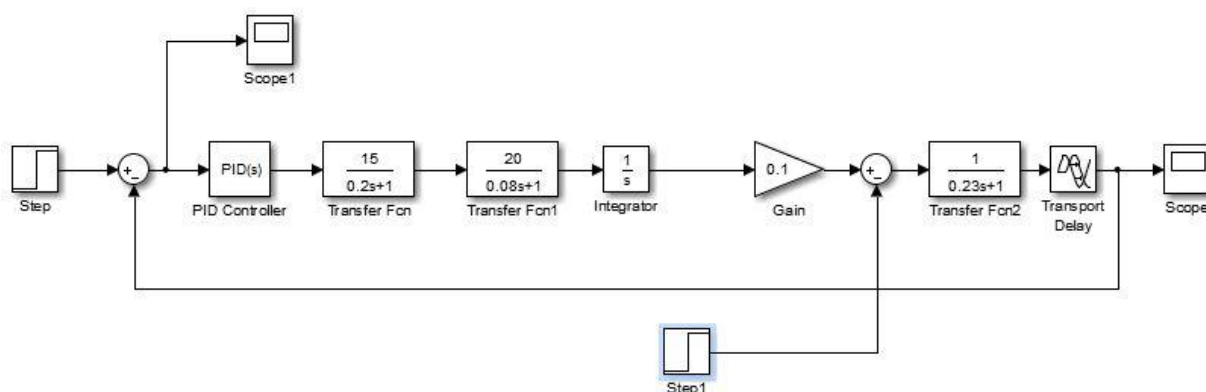


Рисунок 17 – Структурная схема

Выбор параметров ПИД регулятора осуществлялся путем использования автоматической настройки ПИД регулятора в среде Matlab для получения приемлемой характеристики переходного процесса. Приближенные значения составляют: $K_p = 0.0057$; $K_d = 0.0055$; $K_I = 0.000087$. На рисунке 18 показан график переходного процесса.

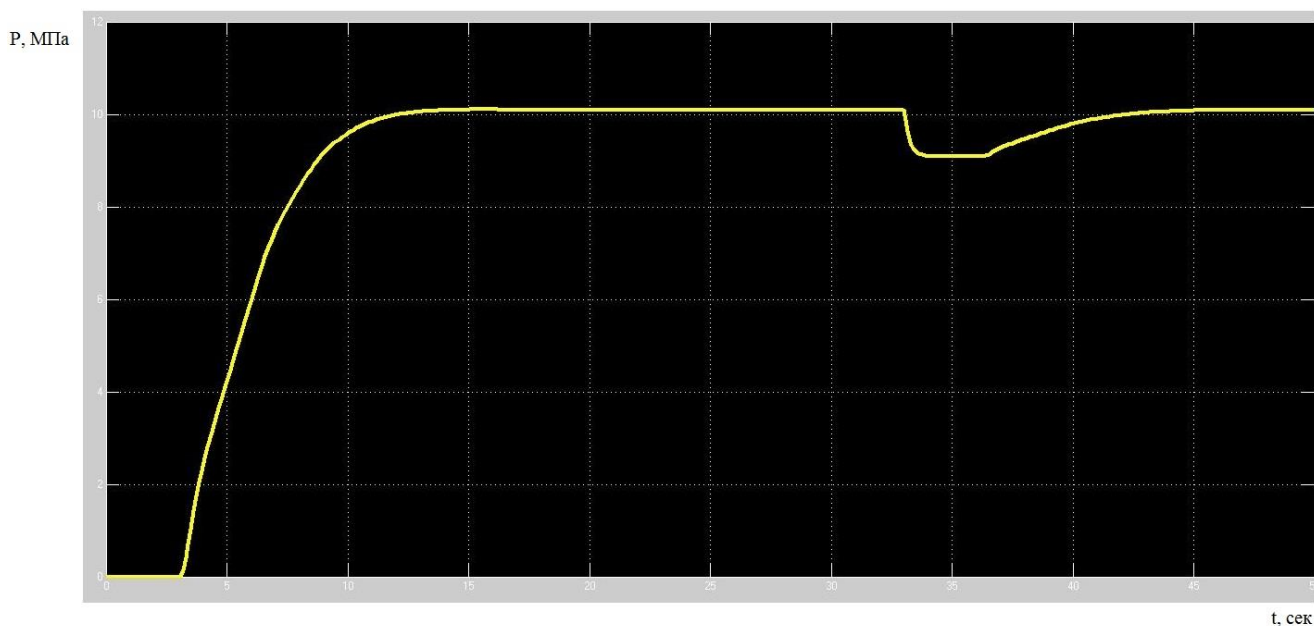


Рисунок 18 – График переходного процесса

В результате моделирования процесса получаем время переходного процесса 12 сек. Также наблюдаем поддержание заданного значения расхода при возникновении возмущения, в виде включения контрольной линии для режима поверки метрологических характеристик.

2.8. Экранные формы АС блока сепарации

Управление в АС блока сепарации реализовано с использованием SCADA-системы Trace Mode. Она предназначена для использования на действующих технологических установках в реальном времени и требует использования компьютерной техники в промышленном исполнении, отвечающей жестким требованиям в надежности, стоимости и безопасности, также 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 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.

2.8.1. Разработка дерева экранных форм

Дерево экранных форм приведено в альбоме схем приложения Н.

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 БС: Сепаратор I ступени, сепаратор II ступени и каналы регулирования давления, уровня. Кроме того, с мнемосхемы основных объектов пользователь имеет прямой доступ к карте нормативных параметров сепаратора.

2.8.2 Разработка экранных форм

АРМ оператора поддерживает работу различных групп пользователей с разными правами доступа к тем или иным элементам автоматизированного рабочего места. Для входа в приложение под соответствующим вам именем и паролем необходимо нажать кнопку в левом верхнем углу приложения.

Видеокадры предназначены для контроля состояния технологического оборудования и управления этим оборудованием. В состав видеокадров 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 (уставок и др.).

В области видеокadra АРМ оператора доступны следующие мнемосхемы:

- сепаратор 1-ой ступени (рисунок 19);
- сепаратор 2-ой ступени;

На мнемосхеме «Сепаратор 1-ой ступени» отображается работа следующих объектов и параметров:

- измеряемые и сигнализируемые параметры;
- замеряемые параметры трубопроводов;
- состояние и режим работы задвижек.

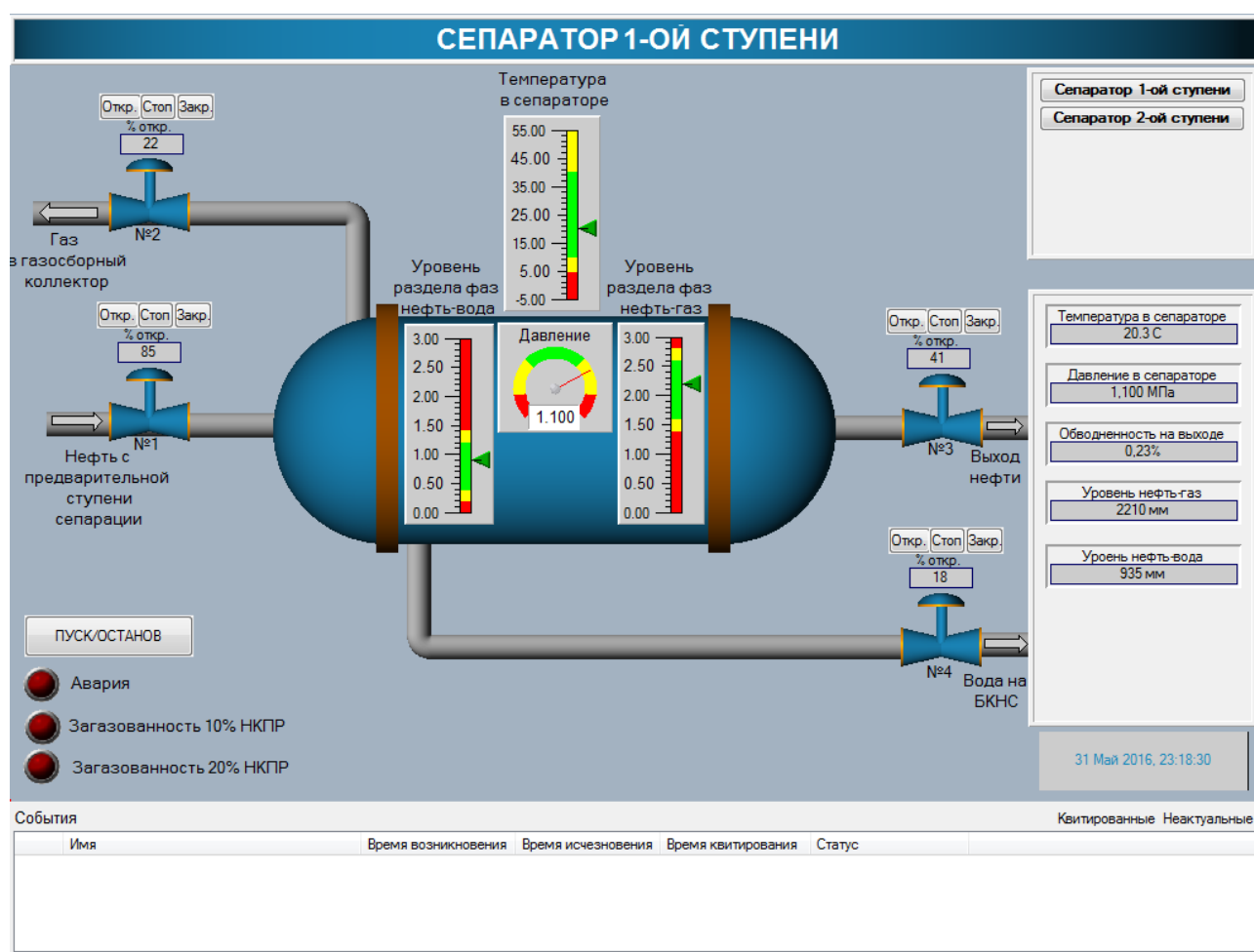


Рисунок 19 – Мнемосхема «Сепаратор 1-ой ступени»

В мнемосхеме приняты следующие цвета 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;

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.

Мнемознак задвижка 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.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-8Т11	Виноградцев Дмитрий Николаевич

Институт	Электронного обучения	Кафедра	ИКСУ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определение назначения объекта и определение целевого рынка
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Разработка НИР на этапы, составление графика работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка технико-экономической эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-8Т11	Виноградцев Дмитрий Николаевич		

3. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности

3.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации в нефтегазовой отрасли, в частности нефтеперерабатывающие заводы, предприятия, имеющие резервуарные парки для хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов, товарно-сырьевые нефтебазы. Научное исследование рассчитано на крупные предприятия, имеющие резервуарные парки I и II категории. Для данных предприятий разрабатывается автоматизированная система контроля и управления приемом и хранением нефтепродуктов, а также автоматическая система регулирования определенными параметрами технологического процесса.

В таблице 5 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика, направление деятельности. Буквами обозначены компании: «А» - ООО «Нефтестройпроект», «Б» - ОАО «ТомскНИПИнефть», «В» - ЗАО «ЭлеСи»

Таблица 5 – карта сегментирования рынка

		Направление деятельности			
		Проектирование строительства	Выполнение проектов строительства	Разработка АСУ ТП	Внедрение SCADA систем
Размер компании	Мелкая	А, Б, В	А, Б	Б, В	Б, В
	Средняя	А, Б, В	А, Б	Б	Б, В
	Крупная	Б, В	А	Б	Б

Согласно карте сегментирования, можно выбрать следующие сегменты рынка: разработка АСУ ТП и внедрение SCADA-систем для средних и крупных компаний.

3.2. Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты (таблица №6). Для оценки эффективности научной разработки сравниваются проектируемая система АСУ ТП резервуарным парком, существующая система управления резервуарным парком, и проект АСУ ТП сторонней компаний.

Таблица 6 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП СКН	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компаний	Проект АСУ ТП СКН	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компаний
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности	0,05	5	1	4	0,25	0,05	0,2
Удобство в эксплуатации	0,06	3	2	4	0,18	0,12	0,24
Помехоустойчивость	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1
Энергоэкономичность	0,09	3	4	2	0,27	0,36	0,18
Надежность	0,11	5	2	5	0,55	0,22	0,55
Уровень шума	0,03	2	2	2	0,06	0,06	0,06
Безопасность	0,11	5	3	5	0,55	0,33	0,55
Потребность в ресурсах памяти	0,03	2	5	3	0,06	0,15	0,09
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,03	2	2	1	0,06	0,06	0,03
Простота эксплуатации	0,04	5	3	4	0,2	0,12	0,16
Качество интеллектуального интерфейса	0,05	4	0	4	0,2	0	0,2
Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,02	5	0	5	0,1	0	0,1
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,03	5	1	4	0,15	0,03	0,12

Продолжение таблицы 6

Уровень проникновения на рынок	0,03	1	5	3	0,03	0,15	0,09
Цена	0,06	3	5	1	0,18	0,3	0,06
Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	3	5	0,28	0,21	0,35
Послепродажное обслуживание	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
Финансирование научной разработки	0,03	2	1	1	0,06	0,03	0,03
Срок выхода на рынок	0,04	3	4	5	0,12	0,16	0,2
Наличие сертификации разработки	0,02	1	3	5	0,02	0,06	0,1
Итого:	1	67	53	68	3,67	2,76	3,56

Согласно оценочной карте можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки: цена разработки ниже, повышение надежности и безопасности, простота эксплуатации.

3.3. Технология QuaD

Технология QuaD представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность а рынке и позволяющие принимать решение целесообразности

В основе технологии QuaD лежит нахождение средневзвешенной величины следующих групп показателей: показатели оценки коммерческого потенциала разработки и показатели оценки качества разработки.

Для упрощения процедуры проведения QuaD проведем в табличной форме (таблица №7).

В соответствии с технологией QuaD каждый показатель оценивается экспертным путем по сто балльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Таблица 7 – Оценочная карта QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
Повышение производительности	0,05	90	100	0,9	4,5
Удобство в эксплуатации	0,06	85	100	0,85	5,1
Помехоустойчивость	0,05	80	100	0,8	4
Энергоэкономичность	0,09	30	100	0,3	2,7
Надежность	0,11	95	100	0,95	10,45
Уровень шума	0,03	40	100	0,4	1,2
Безопасность	0,11	95	100	0,95	10,45
Потребность в ресурсах памяти	0,03	50	100	0,5	1,5
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,03	30	100	0,3	0,9
Простота эксплуатации	0,04	75	100	0,75	3
Качество интеллектуального интерфейса	0,05	80	100	0,8	4
Ремонтопригодность	0,02	85	100	0,85	1,7
Экономические критерии оценки эффективности					
Конкурентоспособность продукта	0,03	60	100	0,6	1,8
Уровень проникновения на рынок	0,03	20	100	0,2	0,6
Цена	0,06	85	100	0,85	5,1
Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	80	100	0,8	5,6
Послепродажное обслуживание	0,05	75	100	0,75	3,75
Финансирование научной разработки	0,03	50	100	0,5	1,5
Срок выхода на рынок	0,04	40	100	0,3	1,6
Наличие сертификации разработки	0,02	5	100	0,05	0,1
Итого:	1				69,55

Средневзвешенное значение позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Средневзвешенное значение получилось равным 69,55, что говорит о том, что перспективность разработки выше среднего.

1.4. SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта.

Слабые стороны – это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей.

Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию в настоящем или будущем, возникающую в условиях окружающей среды проекта.

Угроза представляет собой любую нежелательную ситуацию, тенденцию или изменение в условиях окружающей среды проекта.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Итоговая матрица SWOT-анализа представлена в таблице 8.

Таблица 8 – SWOT-анализ

		Сильные стороны					Слабые стороны				
		С1. Экономичность и энергоэффективность проекта	С2. Экологичность технологии	С3. Более низкая стоимость	С4. Наличие бюджетного финансирования	С5. Квалифицированный персонал	Сл1. Отсутствие прототипа проекта	Сл2. Отсутствие у потребителей квалифицированных кадров	Сл3. Мало инжиниринговых компаний, способной построить производство под ключ	Сл4. Отсутствие необходимого оборудования	Сл5. Большой срок поставок используемого оборудования
Возможности	В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
	В2. Использование существующего программного обеспечения	+	0	-	0	+	-	-	-	-	-
	В3. Появление дополнительного спроса на новый продукт	+	+	0	0	-	-	-	-	-	-
	В4. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследований	0	-	+	0	-	-	-	-	-	-
	В5. Повышение стоимости конкурентных разработок	+	0	+	0	-	-	-	-	-	-
Угрозы	У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства	-	-	-	-	-	+	+	0	0	+
	У2. Развитая конкуренция технологий производства	-	-	-	-	-	-	-	+	+	0
	У3. Ограничения на экспорт технологии	-	-	-	-	-	-	-	+	-	0
	У4. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+
	У5. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	-	-	-	-	-	+	-	-	0	+

4. Планирование научно-исследовательских работ

4.1. Структура работ в рамках научного исследования

В рамках научного исследования составим перечень этапов и работ, который представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер
Теоретическое и экспериментальное исследование	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, инженер
Разработка технической документации и проектирование	10	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ	Инженер
	11	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер
	12	Составление схемы информационных потоков	Инженер
	13	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	14	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер
	15	Разработка структурной схемы и алгоритмов автоматического регулирования	Инженер
	16	Проектирование SCADA-системы	Инженер
Оформление отчета	17	Составление пояснительной записки	Инженер

4.2. Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ необходимо перевести из рабочих дней в календарные дни. Для этого необходимо рассчитать коэффициент календарности по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 119} = 1,48$$

В таблице 10 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 10 – Временные показатели проведения работ

	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	t min	t max	t ож			
Составление и утверждение технического задания	1	2	1,4	1	1,4	2
Подбор и изучение материалов по теме	2	5	3,2	1	3,2	5
Изучение существующих объектов проектирования	2	5	3,2	1	3,2	5
Календарное планирование работ	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Проведение теоретических расчетов и обоснований	1	3	1,8	1	1,8	3
Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	2	4	2,8	1	2,8	4
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Оценка эффективности полученных результатов	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Определение целесообразности проведения ОКР	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	1	2	1,4	1	1,4	2
Составление перечня вход/выходных сигналов	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Составление схемы информационных потоков	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка схемы внешних проводок	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка алгоритмов сбора данных	1	3	1,8	1	1,8	3

Продолжение таблицы 10

Разработка структурной схемы и алгоритмов автоматического регулирования	2	4	2,8	1	2,8	4
Проектирование SCADA-системы	2	5	3,2	1	3,2	5
Составление пояснительной записки	1	3	1,8	1	1,8	3

На основе таблицы 10 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта. В таблице 11 приведен календарный план-график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 11 – План-график

№ работ	Вид работ	Исполнители	Продолжительность выполнения работ									
			Февраль	Март			Апрель			Май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта										
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер										
3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер										
4	Календарное планирование работ	Руководитель										
		Инженер										
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер										
6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер										
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер										
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель										
		Инженер										
9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель										
		Инженер										
10	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер										

4.3.2. Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования ПЛК фирмы Siemens. В таблице 13 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ:

Таблица 13 – Расчет бюджета затрат на приобретения ПО

Наименование	Количество единиц	Цена единицы оборудования	Общая стоимость
Simatic Step 7	1	31800	31800
итого:			31800

4.3.3. Основная заработная плата исполнителей темы

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Основная заработная плата

Исполнители	Тарифная заработная плата	Премия коэффициент	Коэффициент доплат	Районный коэффициент	Месячный должностной оклад работника	Среднедневная заработная плата	Продолжительность работ	Заработная плата основная
Руководитель	23264,86	0,3	0,2	1,3	45366,5	2278,50	4	9113,98
Инженер	14874,45	0,3	0,4	1,3	32872,53	1643,62	42	69032,04
Итого:								78146,02

4.3.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{допР}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 9113,98 = 1367,09$$

$$Z_{\text{допИ}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 69032,04 = 10354,81$$

4.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 15:

Таблица 15 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Руководитель проекта	9113,98	1367,09
Инженер	69032,04	10354,81
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	27,1	27,1
Итого:	21177,57	3176,63

4.3.6. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (651216 + 31800 + 78146,02 + 11721,9 + 24354,2) \cdot 0,016$$

$$= 12755,81$$

Где 0,016 - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

4.3.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 16:

Таблица 16 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	651216
2. Затраты на специальное оборудование	31800
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	78146,02
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	11721,9
5. Отчисления во внебюджетные фонды	24354,2
6. Накладные расходы	12755,81
7. Бюджет затрат НТИ	821714,95

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т11	Виноградов Дмитрий Николаевич

Институт	Электронного обучения	Кафедра	ИКСУ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеусловия, вредные вещества, освещение, шум, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Рабочим местом является операторное помещение. В операторной рабочей зоной является место за персональным компьютером. Технологический процесс представляет собой автоматическое управление и контроль основных параметров блока сепарации установки комплексной подготовки нефти. Вредными факторами производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: - повышенный уровень электромагнитных излучений; - повышенный уровень статического электричества; - повышенная ионизация воздуха; - статические физические перегрузки; - перенапряжение зрительных анализаторов; - недостаточная освещённость рабочей зоны, отсутствие или недостаток естественного света; - повышенная или пониженная влажность воздуха. Опасными проявлениями факторов производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: электрический ток. Чрезвычайной ситуацией, которая может возникнуть на рабочем месте, является возникновение пожара.
1. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	1. СанПиН 2.2.4.548 – 96; 2. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278; 3. СП 52.13330.2011; 4. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03; 5. СанПиН 2.2.4.1191-03; 6. Федеральный закон. Технический

		регламент о требованиях пожарной безопасности. №123-ФЗ, 2013.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:		
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2. Повышенная или пониженная влажность воздуха; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Повышенный уровень электромагнитных излучений.	
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Электрический ток (Тоководущие провода) Пожар (на УКПН производится сепарация нефти, которая является легковоспламеняющейся жидкостью, отделение газа от нефти.)	
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Воздействие на литосферу, гидросферу не происходит. Воздействие на атмосферу происходит в результате выбросов углеводородов, связанных с технологическим процессом	
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Возможные ЧС на объекте: разлив нефти, утечка газа, пожар, взрыв. Наиболее типичной ЧС является пожар(возгорание).	
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Рабочее место при выполнении работ в положении сидя должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78.	
Перечень графического материала:		
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для		

специалистов и магистров)	
---------------------------	--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т11	Виноградец Дмитрий Николаевич		

5. Социальная ответственность

В последнее время все большую значимость приобретают требования к социальной стороне деятельности организаций. Возникло и прочно утвердилось понятие о социальной ответственности организаций, которая в общем случае включает производство продукции и оказание услуг надлежащего качества, соблюдение прав персонала на труд, выполнение требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности и охране окружающей среды. Охрана труда должна обеспечивать безопасные условия труда и предпринимать соответствующие меры путем сокращения, в возможных пределах, факторов опасности, характерных для деятельности организации, и предотвращения несчастных случаев и ущерба здоровью, которые могут быть следствием выполняемой работы или произойти в процессе ее выполнения.

В данной работе рассматривается разработка автоматизированной системы управления технологическим процессом блока сепарации установки комплексной подготовки нефти. Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры. Задачей оператора АСУ ТП является контроль над параметрами технологического процесса, управление и принятие решений в случае возникновения нештатных ситуаций. При работе с компьютером человек подвергается воздействию ряда опасных и вредных производственных факторов: повышенный уровень электромагнитных излучений, повышенный уровень статического электричества, повышенная ионизация воздуха, статические физические перегрузки, перенапряжение зрительных анализаторов. Так же работа с компьютером характеризуется значительным умственным напряжением.

5.1. Производственная безопасность

5.1.1. Анализ вредных и опасных факторов

Опасные и вредные факторы выбраны в соответствии с [12]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Опасные и вредные фактора при работе оператора АСУ ТП

Источник фактора, наименование видов работы	Факторы (по ГОСТ 12.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Рабочим местом является помещение операторной. В операторной рабочей зоной является место за персональным компьютером. Технологический процесс представляет собой автоматическое управление и контроль основных параметров УКПН.	1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2. Повышенная или пониженная влажность воздуха; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Повышенный уровень электромагнитных излучений.	1. Электро-безопасность 2. Пожаро-взрывобезопасность	Микроклимат – СанПиН 2.2.4.548 – 96 [2] Освещение – СП 52.13330.2011 Электромагнитное излучение - СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 [4] Электробезопасность – ГОСТ 12.1.038-82 [5] Пожарная безопасность – ГОСТ 12.1.004-91 [6]

5.1.2. Анализ вредных факторов

5.1.2.1. Отклонения показателей микроклимата

Оптимальные микроклиматические условия обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение 8-часовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

По степени физической тяжести работа оператора АСУ относится к категории лёгких работ. В соответствии с временем года и категорией тяжести работ определены оптимальные величины показателей микроклимата согласно требованиям [2] и приведены в таблице 18, а допустимые величины

показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений приведены в таблице 19.

Таблица 18 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Категория 1а	23-25	40-60	0,1
Теплый	Категория 1а	20-22	40-60	0,1

Таблица 19 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ	Температура воздуха		Относительная влажность воздуха	Скорость движения воздуха	
		Ниже оптимальных не более	Выше оптимальных не более		Ниже оптимальных не более	Выше оптимальных не более
Холодный	Категория 1а	20,0-21,9	24,1-25,0	15-75	0,1	0,1
Теплый	Категория 1а	21,0-22,9	25,1-28,0	15-75	0,1	0,2

В зимнее время в помещении предусмотрена система отопления. Она обеспечивает достаточное, постоянное и равномерное нагревание воздуха. В соответствии с характеристикой помещения определен расход свежего воздуха согласно [13] и приведен в Таблице 20.

Таблица 20 – Расход свежего воздуха

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м ³ /на
Объем до 20 м ³ на человека	Не менее 30
20...40 м ³ на человека	Не менее 20
Более 40 м ³ на человека	Естественная вентиляция

5.1.2.2. Недостаточная освещённость рабочей зоны

Качественное освещение производственных помещений обеспечивает возможность нормальной производственной деятельности. От освещения в значительной степени зависят: сохранность зрения работника, состояние его центральной нервной системы, безопасность на производстве, производительность труда.

Рабочая зона или рабочее место оператора АСУ освещается таким образом, чтобы можно было отчетливо видеть процесс работы, не напрягая зрения, а также исключается прямое попадание лучей источника света в глаза. Кроме того, уровень необходимого освещения определяется степенью точности зрительных работ. Наименьший размер объекта различения составляет 0.5 - 1 мм. В помещении присутствует естественное освещение. По нормам освещенности [14] работа за ПК относится к зрительным работам высокой точности для любого типа помещений. Нормирование освещённости для работы за ПК приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Нормирование освещённости для работы за ПК

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Относительная продолжительность зрительной работы при направлении зрения на рабочую поверхность, %	Искусственное освещение				Естественное освещение	
					Освещённость на рабочей поверхности от систем общего освещения, лк	Цилиндрическая освещённость, лк	Объединённый показатель UGR, не более	Коэффициент пульсации освещённости Кп, %, не более	КЕО ен, %, при	
									верхнем или комбинированном	боковом
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	Б	1	Не менее 70	300	100*	21 18**	15	3,0	1,0
			2	Менее 70	200	75*	24 18**	20 15***	2,5	0,7

5.1.2.3. Повышенный уровень электромагнитных излучений

Монитор персонального компьютера - это основной источник электромагнитных полей в широком диапазоне частот. Он также является источником электростатического поля.

По [15] временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах пользователей представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах

Наименование параметров		ВДУ
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

Для обеспечения меньшего электромагнитного излучения использован жидкокристаллический монитор, излучение которого соответствует требованиям [15]. Необходимо чтобы компьютер был заземлен, а также необходимо по возможности сокращать время работы за компьютером.

5.1.3. Анализ опасных факторов

5.1.3.1. Электробезопасность

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

При работе с компьютером существует опасность электропоражения:

- при прикосновении к нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением (в случае нарушения изоляции токоведущих частей ПЭВМ);
- имеется опасность короткого замыкания в высоковольтных блоках: блоке питания и блоке дисплейной развертки.

В зависимости от условий в помещении опасность поражения человека электрическим током увеличивается или уменьшается. По [18] помещение, в котором находится рабочее место, относится к категории помещений без повышенной опасности. Его можно охарактеризовать, как сухое, непыльное, с токонепроводящими полами и нормальной температурой воздуха. Температурный режим, влажность воздуха, химическая среда не способствуют разрушению изоляции электрооборудования.

Безопасность при работе с электроустановками обеспечивается применением различных технических и организационных мер. Основные технические средства защиты от поражения электрическим током:

- изоляция токопроводящих частей и ее непрерывный контроль;
- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение.

5.2. Экологическая безопасность

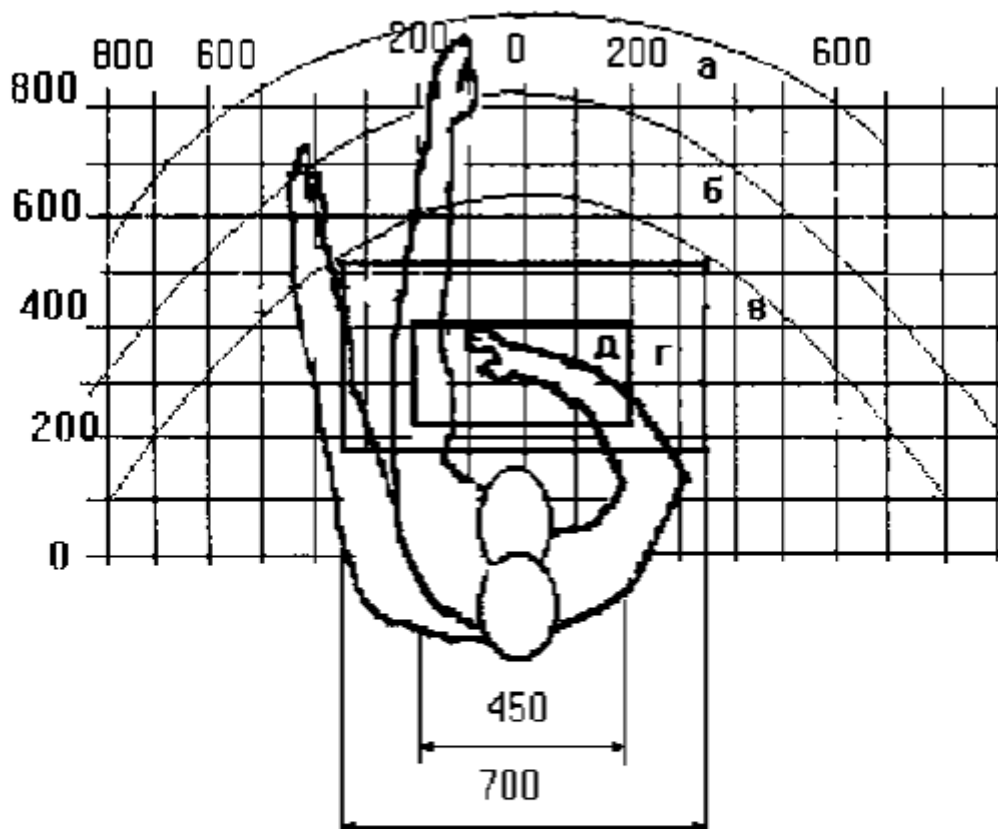
В процессе эксплуатации блока сепарации УКПН возникают источники негативного химического воздействия на окружающую среду, а именно поступление в атмосферный воздух или образование в нем вредных (загрязняющих) веществ в концентрациях, превышающих установленные государством гигиенические и экологические нормативы качества атмосферного воздуха. Для снижения вредного воздействия на окружающую среду используется «Методика по нормированию и определению выбросов вредных веществ в атмосферу», по которой проводится инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, разработка норм предельно допустимых выбросов (ПДВ) вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, планирование работ по снижению выбросов, проведение контроля за выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

5.3. Организационные мероприятия обеспечения безопасности

5.3.1. Эргономические требования к рабочему месту

К элементам рабочего места следует отнести стол и кресло или стул. Основное положение при работе – положение сидя, т.к. снижает риск возникновения утомления работника. Рабочее место при выполнении работ в положении сидя должно соответствовать требованиям [19]. Рекомендуемые параметры сидения: высота должна быть в пределах 420-550мм, поверхность – мягкая, угол наклона спинки – регулируемый.

Существуют требования по отношению к рабочей позе работника. Основные аспекты: голов не должна быть наклонена более чем на 20°, плечи – расслаблены, локти находятся в положении под углом 80°-100°, предплечья и кисти рук должны в горизонтальном положении. На рисунке 20 показаны эргономические требования.



а – зона максимальной досягаемости

б – зона досягаемости пальцев при вытянутой руке

в – зона легкой досягаемости ладони

г – оптимальное пространство для грубой ручной работы

д – оптимальное пространство для тонкой ручной работы

Рисунок 20 - эргономические требования

Оптимальное размещение предметов труда и документации в зонах досягаемости согласно [15]:

- дисплей размещается в зоне а(в центре);
- системный блок размещается в предусмотренной нише стола;
- клавиатура – в зоне г/д;
- «мышь» – в зоне справа;
- сканер в зоне а/б (слева);
- принтер находится в зоне а (справа);

– документация, необходимая при работе – в зоне легкой досягаемости ладони – в, а в выдвижных ящиках стола – литература, неиспользуемая постоянно.

5.3.2. Окраска и коэффициенты отражения

В зависимости от ориентации окон рекомендуется следующая окраска стен и пола:

– окна ориентированы на юг – стены зеленовато-голубого или светло-голубого цвета, пол – зеленый;

– окна ориентированы на север – стены светло-оранжевого или оранжево-желтого цвета, пол – красновато-оранжевый;

– окна ориентированы на восток – стены желто-зеленого цвета, пол зеленый или красновато-оранжевый;

– окна ориентированы на запад – стены желто-зеленого или голубовато-зеленого цвета, пол зеленый или красновато-оранжевый.

В помещениях, где находится компьютер, необходимо обеспечить следующие величины коэффициента отражения для потолка 60-70%, для стен 40-50%, для пола около 30%.

5.3.3. Технологические перерывы

По [15] для предупреждения преждевременной утомляемости пользователей ПЭВМ рекомендуется организовывать рабочую смену путем чередования работ с использованием ПЭВМ и без него. При невозможности периодического переключения на другие виды трудовой деятельности, не связанные с ПЭВМ, рекомендуется организация перерывов на 10 - 15 мин. через каждые 45 - 60 мин. работы. Продолжительность непрерывной работы с ПЭВМ без регламентированного перерыва не должна превышать 1 ч. При работе с ПЭВМ в ночную смену (с 22 до 6 ч), независимо от категории и вида трудовой деятельности, продолжительность регламентированных перерывов

следует увеличивать на 30%. Работающим на ПЭВМ с высоким уровнем напряженности во время регламентированных перерывов и в конце рабочего дня рекомендуется психологическая разгрузка в специально оборудованных помещениях (комната психологической разгрузки).

5.4. Особенности законодательного регулирования проектных решений

Государственный надзор и контроль в организациях независимо от организационно-правовых форм и форм собственности осуществляют специально уполномоченные на то государственные органы и инспекции в соответствии с федеральными законами.

Согласно [20] в условиях непрерывного производства нет возможности использовать режим рабочего времени по пяти- или шестидневной рабочей неделе. По этой причине применяются графики сменности, обеспечивающие непрерывное обслуживание производственного процесса, работу персонала сменами постоянной продолжительности, регулярные выходные дни для каждой бригады, постоянный состав бригад и переход из одной смены в другую после дня отдыха по графику. На объекте применяется четырех бригадный график сменности. При этом ежесуточно работают три бригады, каждая в своей смене, а одна бригада отдыхает. При составлении графиков сменности учитывается положение ст. 110 ТК [20] о предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 42 часов.

Государственный надзор и контроль в организациях независимо от организационно-правовых форм и форм собственности осуществляют специально уполномоченные на то государственные органы и инспекции в соответствии с федеральными законами.

К таким органам относятся:

- Федеральная инспекция труда;
- Государственная экспертиза условий труда Федеральная служба по труду и занятости населения (Минтруда России Федеральная служба по

экологическому, технологическому и атомному надзору (Госгортехнадзор, Госэнергонадзор, Госатомнадзор России)).

- Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека (Госсанэпиднадзор России) и др.

Так же в стране функционирует Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС), положение о которой утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации, в соответствии с которым, система объединяет органы управления, силы и средства.

5.5. Пожарная безопасность

Пожарная безопасность может быть обеспечена мерами пожарной профилактики и активной пожарной защиты. Пожарная профилактика включает комплекс мероприятий, направленных на предупреждение пожара или уменьшение его последствий. Активная пожарная защита – меры, обеспечивающие успешную борьбу с пожарами или взрывоопасной ситуацией.

Возникновение пожара в помещении, где установлена вычислительная и оргтехника, приводит к большим материальным потерям и возникновению чрезвычайной ситуации. Чрезвычайные ситуации приводят к полной потере информации и большим трудностям восстановления всей информации в полном объеме.

Согласно нормам технологического проектирования [21], в зависимости от характеристики используемых в производстве веществ и их количества, по пожарной и взрывной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В, Г, Д.

Данное помещение относится к категории В, производства, связанные с обработкой или применением твердых сгораемых веществ и материалов.

Для исключения возникновения пожара необходимо:

- вовремя выявлять и устранять неисправности;

- не использовать открытые обогревательные приборы, приборы кустарного производства в помещении лаборатории;

- определить порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначить ответственного за их проведения.

В случае возникновения пожара необходимо отключить электропитание, вызвать по телефону пожарную команду, произвести эвакуацию и приступить к ликвидации пожара огнетушителями. При наличии небольшого очага пламени можно воспользоваться подручными средствами с целью прекращения доступа воздуха к объекту возгорания.

Для тушения пожаров в помещении необходимо установить углекислотный огнетушитель типа ОУ-5.

Заключение

В результате выполненной работы была разработана система автоматизированного управления блока сепарации установки комплексной подготовки газа, а именно сепаратор I ступени. Был изучен технологический процесс подготовки нефти. Были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации блока сепарации нефти УКПН, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Системы автоматизации блока сепарации УКПН, диспетчерского контроля и управления были спроектированы на базе полевых устройств фирмы Rosemount, промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7-400N и программного SCADA-пакета Trace Mode. В данной работе 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 управления сбором данных. Для разработанных алгоритмов было разработано программное обеспечение для ПЛК с помощью программной среды Siemens Step7. Для поддержания давления в сепараторе разработан алгоритм автоматического регулирования давления (разработан ПИД-регулятор). В заключительной части курсового проекта были разработаны дерево экранных форм, мнемосхемы сепаратора I ступени.

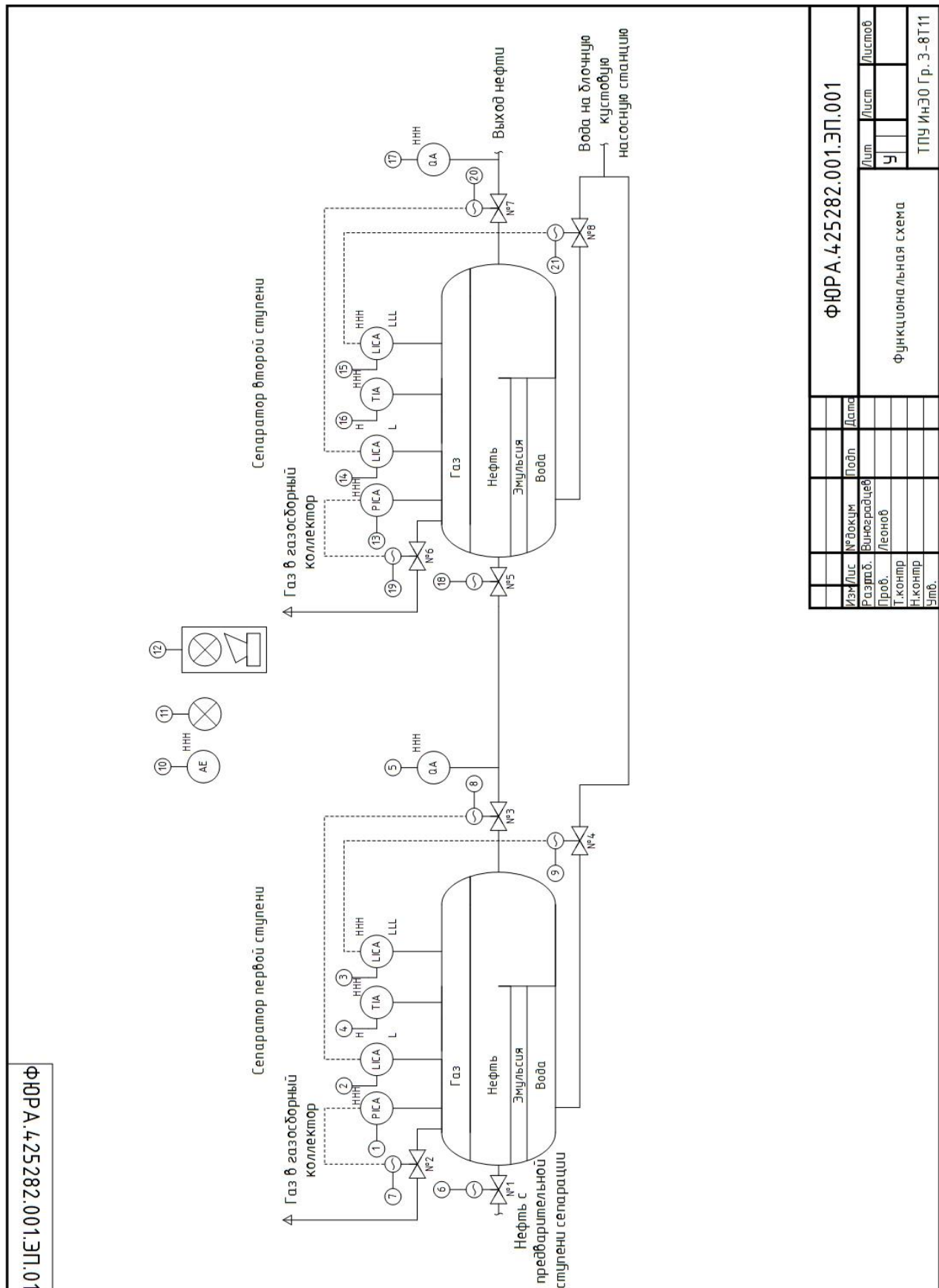
Таким образом, спроектированная САУ блока сепарации подготовки нефти не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями.

Список используемых источников

1. ГОСТ 30852.0-2002 (МЭК 60079-0:1998) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования. М.: Стандартинформ, 2014.
2. ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок). М.: Стандартинформ, 2014.
3. ГОСТ 14254-96. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP). М.: Стандартинформ, 2008.
4. ГОСТ 21.208-2013 Система проектной документации для строительства (СПДС). Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. М.: Стандартинформ, 2015.
5. ГОСТ 21.408-2013 Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов. М.: Стандартинформ, 2014.
6. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
7. ГОСТ 26.013-81 Средства измерения и автоматизации. Сигналы электрические с дискретным изменением параметров входные и выходные. Издательство стандартов, 2001.
8. ГОСТ 30852.10-2002 (МЭК 60079-11:1999) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i. М.: Стандартинформ, 2014.
9. ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. М.: Стандартинформ, 2014.

10. ГОСТ 22520-85 Датчики давления, разрежения и разности давлений с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие технические условия. М.: Издательство стандартов, 2000.
11. ГОСТ 19.701-90 Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Условные обозначения и правила выполнения. М.: Стандартинформ, 2010.
12. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
13. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997.
14. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. 2011.
15. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
16. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
17. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
18. ГОСТ Р МЭК 60950-2002. Безопасность оборудования информационных технологий.
19. ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
20. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ.
21. НПБ 105-03. Нормы пожарной безопасности. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок.

Приложение А. Функциональная схема



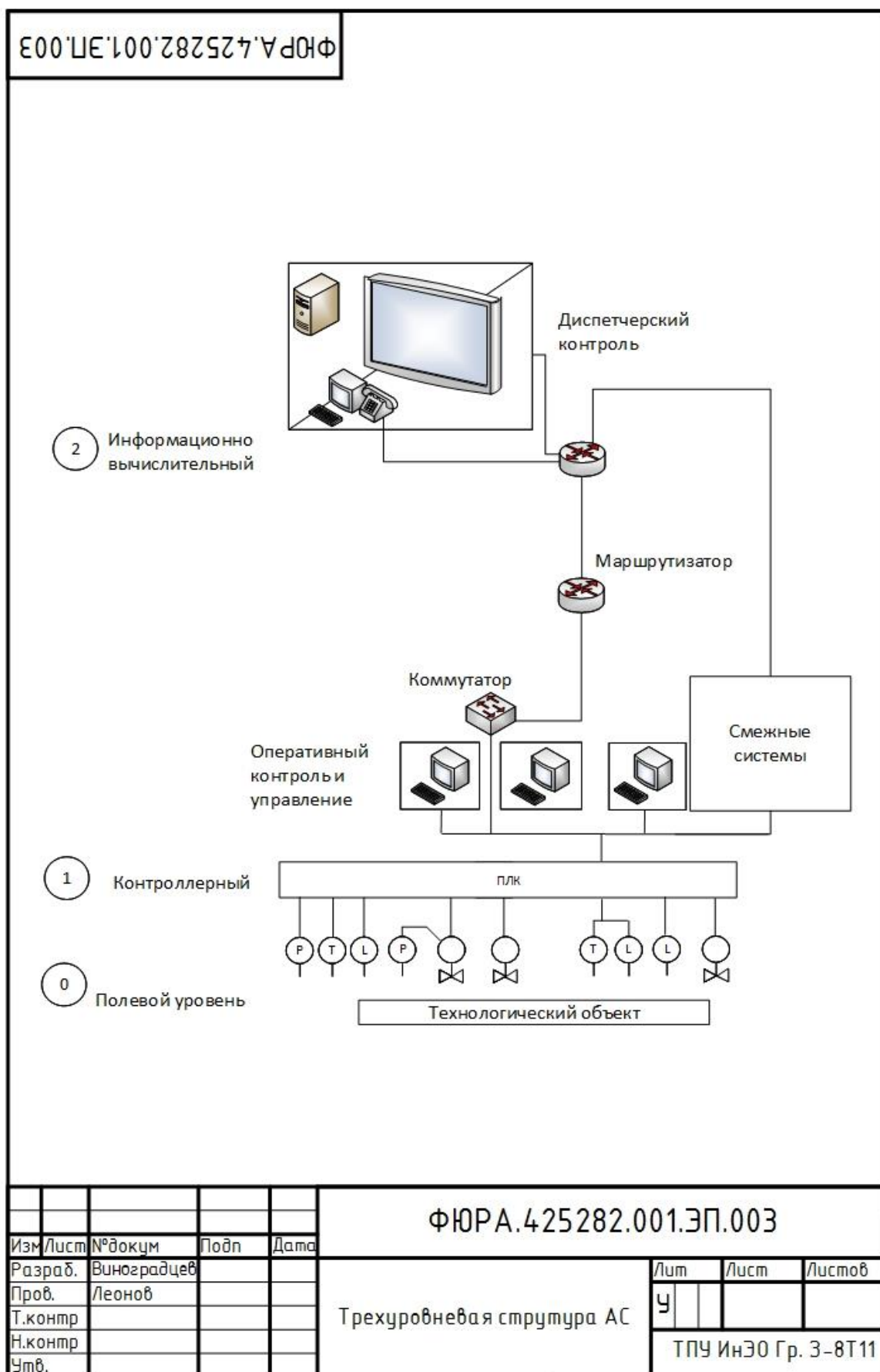
Приложение Б. Перечень вход выходных сигналов

ФЮРА.425282.001.ЭП.002

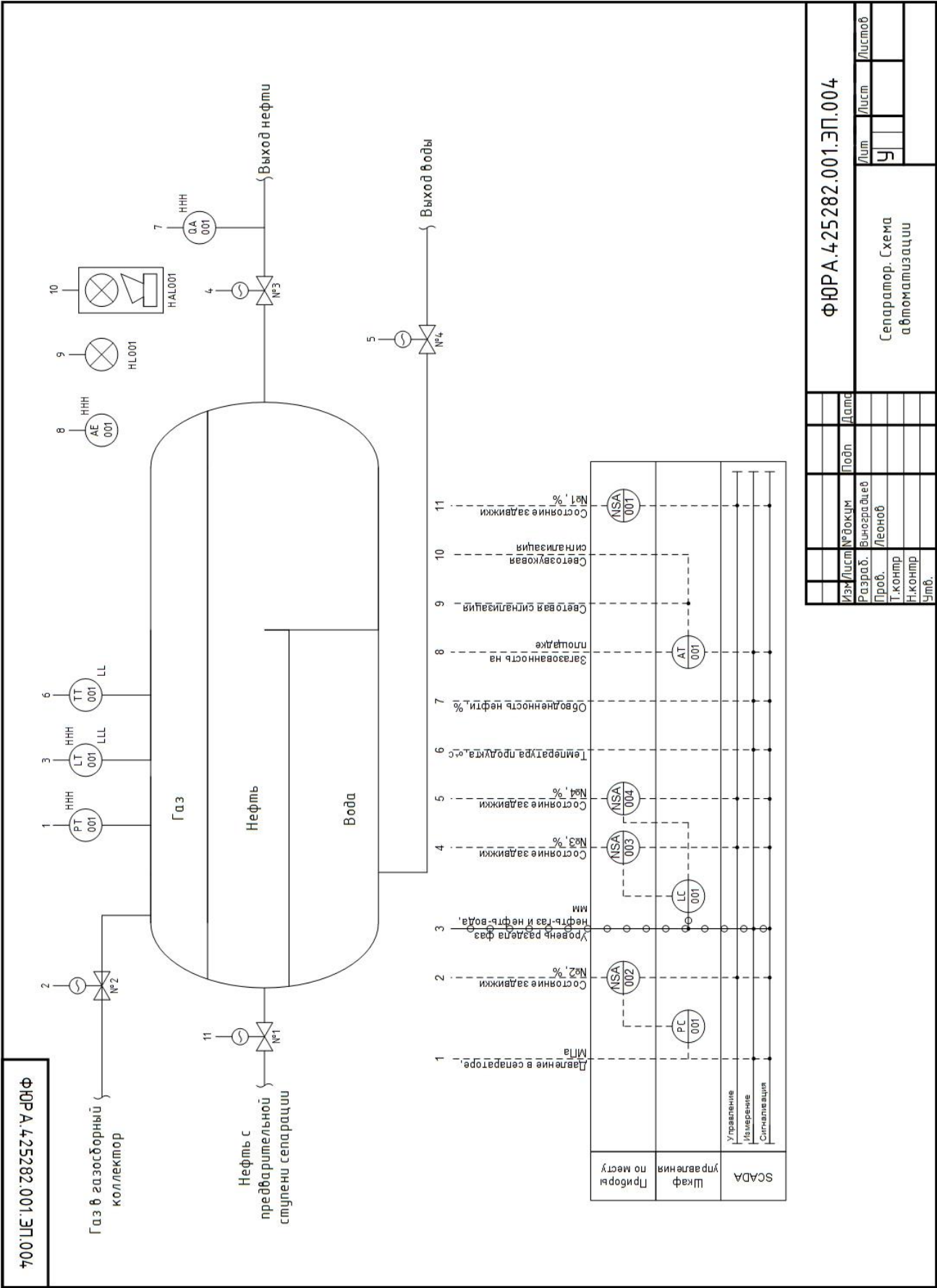
Наименование сигнала	Идентификатор сигнала	Диапазон измерения	Единица измерения	Тип сигнала	Технологические уставки			
					Предупредительные		Аварийные	
					min	max	min	max
Блок сепарации. Сепаратор первой ступени								
Давление в сепараторе C-1, точка 1	DAV_SP1_GAZ	0..4	Мпа	4-20mA	-	+	-	+
Уровень раздела фаз нефть-газ в сепараторе C-1, точка 2	URV_SP1_NFT	0..1200	мм	4-20mA	+	+	+	+
Уровень раздела фаз нефть-вода, точка 3	URV_SP1_VOD	0..1200	мм	4-20mA	+	+	+	+
Температура газожидкостной смеси в сепараторе C-1, точка 4	TMP_SP1_NFT	+5...+50	°C	4-20mA	+	+	+	+
Обводненность нефти после сепаратора C-1, точка 5	OBV_TR1_NFT	0..100	%	4-20mA	-	+	-	+
Положение задвижки №1, точка 6	POL_TR1_EZ1	0..100	%	4-20mA	-	-	-	-
Положение задвижки №2, точка 7	POL_TR1_EZ2	0..100	%	4-20mA	-	-	-	-
Положение задвижки №3, точка 8	POL_TR1_EZ3	0..100	%	4-20mA	-	-	-	-
Положение задвижки №4, точка 9	POL_TR1_EZ4	0..100	%	4-20mA	-	-	-	-
Загазованность на площадке блока сепарации, точка 10	ZGZ_BLK_GAZ	0..100	%	4-20mA	-	+	-	+
Световая сигнализация порога 10% НКПР, точка 11	SVT_BLK_ZGZ	-	-	DI	-	+	-	-
Светозвуковая сигнализация порога 20% НКПР, точка 12	SZV_BLK_ZGZ	-	-	DI	-	-	-	+
Давление в сепараторе C-2, точка 13	DAV_SP2_GAZ	0..4	Мпа	4-20mA	-	+	-	+
Уровень раздела фаз нефть-газ в сепараторе C-2, точка 14	URV_SP2_NFT	0..1200	мм	4-20mA	+	+	+	+
Уровень раздела фаз нефть-вода, точка 15	URV_SP2_VOD	0..1200	мм	4-20mA	+	+	+	+
Температура газожидкостной смеси в сепараторе C-2, точка 16	TMP_SP2_NFT	+5...+50	°C	4-20mA	+	+	+	+
Обводненность нефти после сепаратора C-2, точка 17	OBV_TR2_NFT	0..100	%	4-20mA	-	+	-	+
Положение задвижки №5, точка 18	POL_TR2_EZ5	0..100	%	4-20mA	-	-	-	-
Положение задвижки №6, точка 19	POL_TR2_EZ6	0..100	%	4-20mA	-	-	-	-
Положение задвижки №7, точка 20	POL_TR2_EZ7	0..100	%	4-20mA	-	-	-	-
Положение задвижки №8, точка 21	POL_TR2_EZ8	0..100	%	4-20mA	-	-	-	-

</

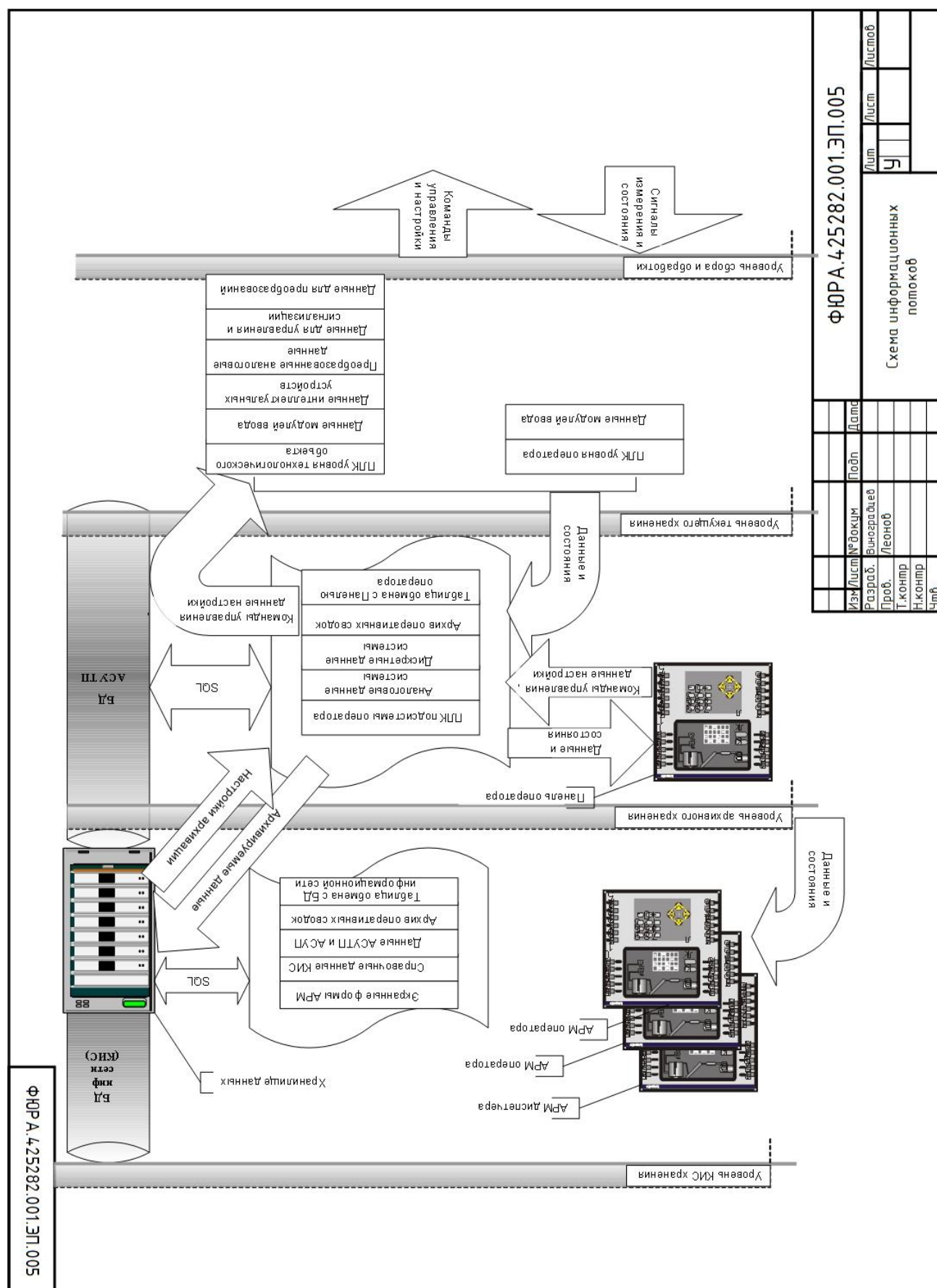
Приложение В. Трехуровневая структура АС



Приложение Г. Схема автоматизации



Приложение Д. Схема информационных потоков



Приложение Е. Опросный лист на датчик давления

Позиция на схеме	PT001
Количество	1
Место установки	Сепаратор
Измеряемый параметр	☐ Избыточное давление ☒ Абсолютное давление
Измеряемая среда	☒ жидкость (нефть+вода+газ) ☐ нефть ☐ вода ☐ хим. реагент
Температура измеряемой среды, °C	от +5 до +50
Давление измеряемой среды, МПа	до 1,5
Соединение с тех.процессом	M20x1,5(внешняя)
Выходной сигнал	☒ 4-20 мА + HART ☐ 0-5 мА ☐ 0-20 мА
Напряжение питания	=24 VDC
Предел допустимой основной приведенной погрешности, %	☐ ± 0,05% ☐ ± 0,2% ☒ ± 0,5%
Температура окружающей среды, °C	-55 ... +45
Материал корпуса	алюминий
Степень защиты корпуса	не ниже IP65
Вид взрывозащиты	☐ общепромышленное исполнение ☒ искробезопасная цепь ☐ взрывонепроницаемая оболочка
Наличие термочехла/термошкафа	☒ да ☐ нет
Наличие самодиагностики, диагностика мониторинга процесса, диагностика целостности токовой линии	☒ да ☐ нет
Принадлежности	☒ кабельный ввод M20x1,5 ☒ внешний заземляющий винт
Конструкция датчика, технические характеристики	☒ Тип преобразователя – интеллектуальный микропроцессорный. ☒ Чувствительный элемент – мембрана ☒ Внутренняя диагностика
Межповерочный интервал	5 лет

Приложение Ж. Опросный лист на датчик уровня

Позиция на схеме	LT001
Количество	1
Место установки	Сепаратор
Измеряемый параметр	☒ Уровень раздела фаз нефть-газ ☒ Уровень раздела фаз нефть-вода
Измеряемая среда	☒ жидкость (нефть+вода+газ) ☐ нефть ☐ вода ☐ хим. Реагент
Температура измеряемой среды, °C	от +5 до +50
Плотность среды	От 850 до 1020 кг/м ³
Турбулентность процесса	слабая
Причина турбулентности	налив
Поверхность измеряемой среды	☐ ровная ☒ пенистая ☐ с образованием углов откосов ☒ возможно наличие турбулентных потоков
Рабочее давление, МПа	до 1,5
Назначение оборудования, на котором предусмотрен уровнемер	☐ хранение ☒ технологический процесс
Конфигурация емкости	☐ вертикальная ☒ горизонтальная
Высота емкости (от дна до монтажного фланца)	3000 мм
Расстояние от стенки емкости до предполагаемого места установки	1000 мм
Соединение с тех.процессом	M20x1,5
Выходной сигнал	☒ 4-20 мА + HART ☐ 0-5 мА ☐ 0-20 мА
Степень защиты корпуса	не ниже IP65
Температура окружающей среды, °C	-55 ... +45
Вид взрывозащиты	☐ общепромышленное исполнение ☒ искробезопасная цепь ☐ взрывонепроницаемая оболочка
Наличие самодиагностики, диагностика мониторинга процесса, диагностика целостности токовой линии	☒ да ☐ нет
Принадлежности	☒ кабельный ввод M20x1,5 ☒ внешний заземляющий винт
Конструкция датчика, технические характеристики	☒ Тип преобразователя – интеллектуальный микропроцессорный. ☒ Чувствительный элемент – мембрана ☒ Внутренняя диагностика

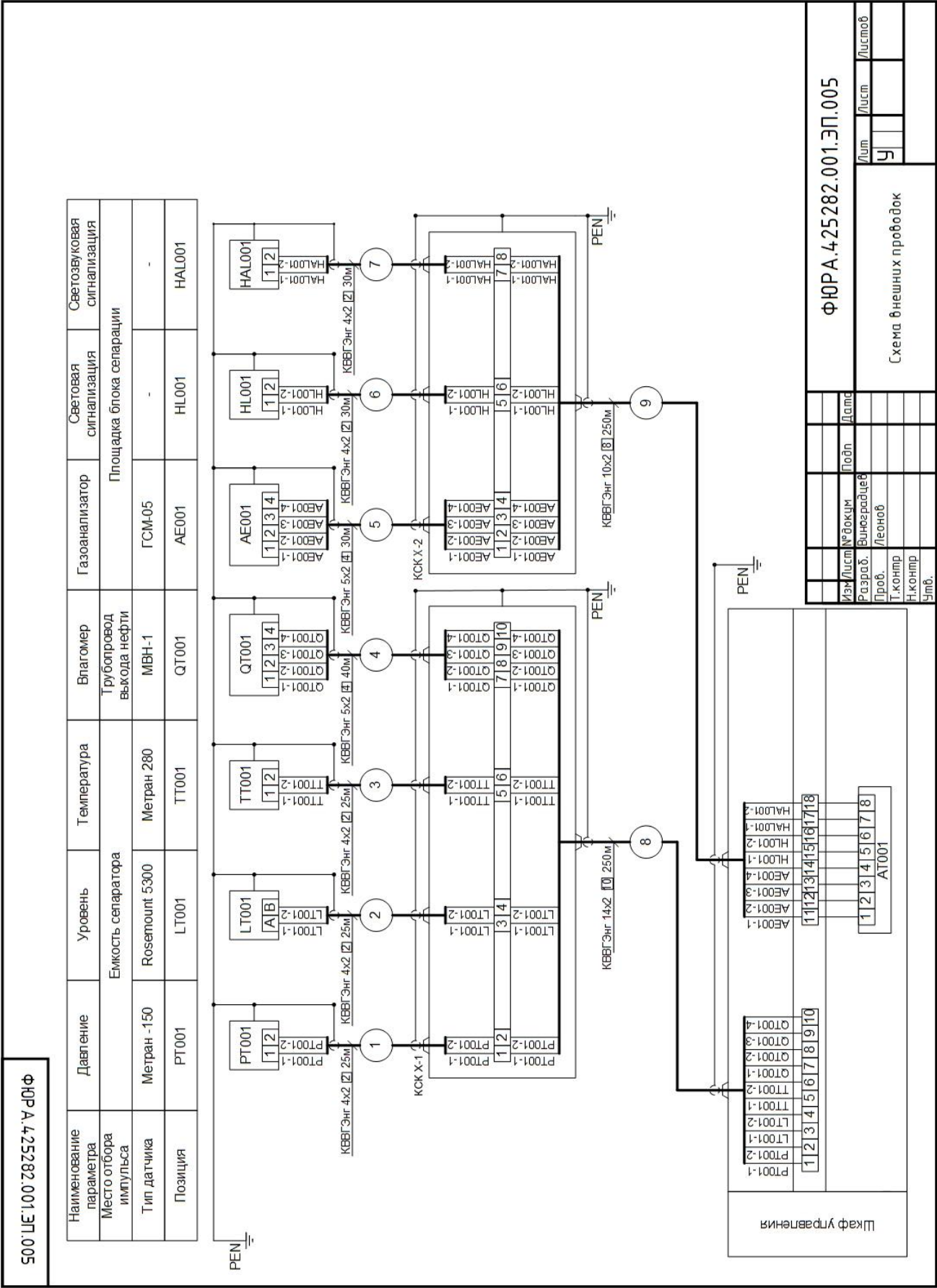
Приложение И. Опросный лист на датчик температуры

Позиция на схеме	ТТ001
Количество	1
Место установки	Сепаратор
Измеряемая среда	☒ жидкость (нефть+вода+газ) ☐ нефть ☐ вода ☐ хим. Реагент
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +50
Тип чувствительного элемента	Термометр сопротивления
Номинальная статическая характеристика	Pt100
Количество чувствительных элементов	1
Длина чувствительного элемента, мм	2500
Рабочее давление, МПа	до 1,5
Защитная гильза	Не требуется
Соединение с тех.процессом	M20x1,5
Выходной сигнал	☒ 4-20 мА + HART ☐ 0-5 мА ☐ 0-20 мА
Степень защиты корпуса	не ниже IP65
Температура окружающей среды, °С	-55 ... +45
Вид взрывозащиты	☐ общепромышленное исполнение ☒ искробезопасная цепь ☐ взрывонепроницаемая оболочка
Наличие самодиагностики, диагностика мониторинга процесса, диагностика целостности токовой линии	☒ да ☐ нет
Принадлежности	☒ кабельный ввод M20x1,5 ☒ внешний заземляющий винт

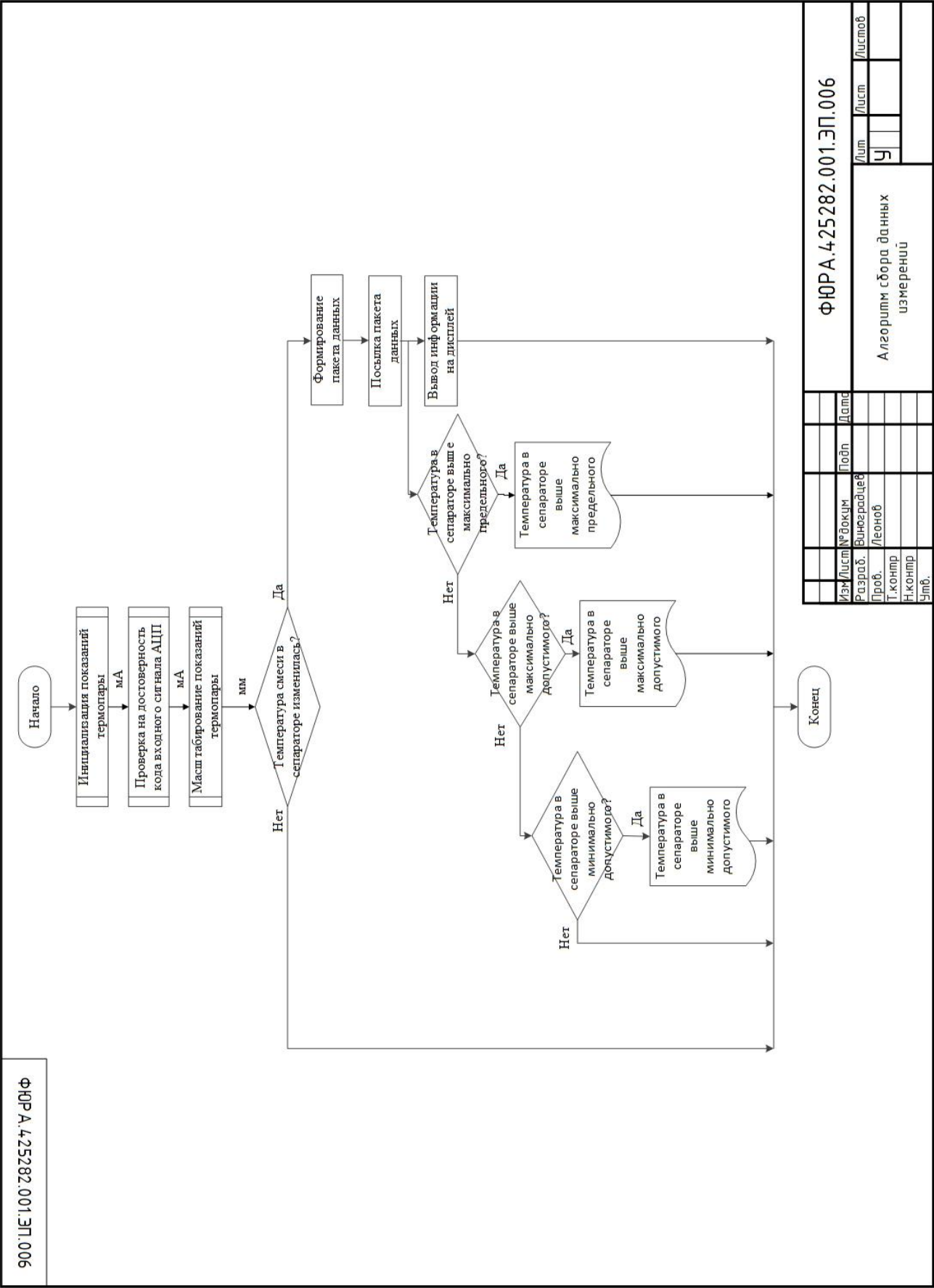
Приложение К. Опросный лист на датчик температуры

Позиция на схеме	QT001
Количество	1
Место установки	Трубопровод
Измеряемая среда	☒ нефть
Температура измеряемой среды, °C	от +5 до +50
Вязкость измеряемой среды, мм ² /C	Не более 200
Остаточное содержание газа, объемная доля газа, %	1
Скорость потока через влагомер, м/с	Не менее 2
Диапазон измерения влагосодержания, объемная доля воды, %	0-10%
Рабочее давление, МПа	до 1,5
Режим работы	Непрерывный
Выходной сигнал	☒ 4-20 мА + HART ☐ 0-5 мА ☐ 0-20 мА
Степень защиты корпуса	не ниже IP65
Температура окружающей среды, °C	-55 ... +45
Вид взрывозащиты	☐ общепромышленное исполнение ☒ искробезопасная цепь ☐ взрывонепроницаемая оболочка
Наличие самодиагностики, диагностика мониторинга процесса, диагностика целостности токовой линии	☒ да ☐ нет
Принадлежности	☒ кабельный ввод M20x1,5 ☒ внешний заземляющий винт

Приложение Л. Схема внешних проводок



Приложение М. Алгоритм сбора данных измерений



Приложение Н. Дерево экранных форм

