

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

Институт кибернетики
Направление подготовки (специальность) 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
Кафедра систем управления и мехатроники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация автоматизированной системы управления центральным пунктом сбора нефти

УДК 622.276.8:658.012.011.56-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т31	Кустов Артем Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры СУМ	Зарницын А.Ю.	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры МЕН	Спицын В. В.	Кандидат экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Пустовойтова М. И.	Кандидат химических наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры СУМ	Губин В. Е.	Кандидат технических наук		

Томск – 2017 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 и 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 кибернетики
Направление подготовки (специальность) 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
Кафедра систем управления и мехатроники

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

_____ _____ Губин В. Е.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
8Т31	Кустову Артему Сергеевичу

Тема работы:

Модернизация автоматизированной системы управления центральным пунктом сбора нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: центральный пункт сбора нефти Цель работы: модернизация автоматизированной системы управления центральным пунктом сбора нефти Режим работы: непрерывный. Проектируемая АСУ ТП включает три уровня: полевой уровень, контроллерный уровень и информационно-вычислительный уровень.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ требований к проектируемой системы; Описание технологического процесса; Разработка структурной схемы АС; Разработка функциональной схемы автоматизации; Разработка схемы информационных потоков АС; Выбор средств реализации АС; Разработка схемы соединения внешних проводок; Разработка алгоритмов управления АС; Разработка экранных форм АС; Моделирование работы системы регулирования.
Перечень графического материала	Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408–2013; Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA-S 5.1–2009; Структурная схема; Схема соединения внешних проводок; Схема информационных потоков; Экранная форма; Дерево экранных форм;

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Спицын Владислав Владимирович
Социальная ответственность	Пустовойтова Марина Игоревна

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры СУМ	Зарницын Александр Юрьевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т31	Кустов Артем Сергеевич		

Студенту:

Группа 8Т31	ФИО Кустову Артему Сергеевичу
-----------------------	---

Институт	Кибернетики	Кафедра	СУМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Помещение закрытого типа с естественной вентиляцией воздуха. Помещение имеет как искусственный, так и естественный источник освещения. Основное рабочее оборудование – ПЭВМ.
 Вредные факторы производственной среды: недостаточное освещение, повышения уровня шума, микроклимат, превышение электромагнитных и ионизирующих излучений, монотонный режим работы.
 - Опасные факторы среды: электрический ток, влияние на зрение.
 - Негативное влияние на окружающую среду: бытовые отходы.
 - Чрезвычайные ситуации: пожар

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при работе на ПК:

- 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).

1.2. Анализ опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения 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).

Так как вся работа персонала заключена в работе с ПЭВМ, то и вредные факторы возникают из-за ПЭВМ:

- Электромагнитное и ионизирующее излучения отрицательно влияют на иммунную, нервную, эндокринную системы. Согласно требованиям СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03:
 Напряженность электрического поля в диапазоне частот 5 Гц– 2 кГц не должна превышать 25 В/м, а в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц не больше 2,5 В/м.
 Плотность магнитного потока в диапазоне частот 5 Гц– 2 кГц не должна превышать 250 нТл, а в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц не больше 2,5 нТл.
 - Шум негативно влияет на психофизиологическое состояние. Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96:
 При нахождении на рабочем месте в процессе трудовой деятельности на ПЭВМ уровень звукового давления не должен превышать 80 дБА.
- Электробезопасность осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 12.1.019 – 2009.

2. Экологическая безопасность:

- защита селитебной зоны
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);

Влияние на экологическую безопасность небольшое. Предметами воздействия на окружающую среду могут выступить лишь бытовые отходы (части электронных устройств и т.д.)

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Наиболее типичная ЧС для объекта исследования – пожар.</p> <p>Для предотвращения и предупреждения ЧС должны быть установлены устройства сигнализации, датчики загазованности и дыма. В процессе эксплуатации объекта персонал обязан соблюдать технику безопасности.</p> <p>При возникновении ЧС персонал обязан следовать плану эвакуации, а также вызвать пожарных.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Право на условия труда, отвечающие требованиям безопасности и гигиены.</p> <p>Использование оборудования и мебели согласно антропометрическим факторам.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ЭБЖ	Пустовойтова Марина Игоревна	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т31	Кустов Артем Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
8Т31	Кустову Артему Сергеевичу

Институт	ИК	Кафедра	СУМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

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

<ol style="list-style-type: none"> 1. Показатели оценки качества разработки. 2. Показатели оценки коммерческого потенциала разработки. 3. Сильные и слабые стороны, возможности и угрозы проекта. 	<ul style="list-style-type: none"> – Надежность, низкая цена, безопасность и т.д.; – Конкурентоспособность, срок выхода на рынок, перспективность рынка, послепродажное обслуживание, и т.д.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка качества разработки и ее перспективности на рынке с помощью технологии <i>QuaD</i>. 	<ul style="list-style-type: none"> – Показатели оценки качества и перспективности новой разработки подбираются исходя из выбранного объекта исследования с учетом его технических и экономических особенностей разработки, создания и коммерциализации; – по результатам оценки качества и перспективности разработка имеет оценку выше среднего ($P_{ср}=70,5$) и выгодной для инвестиций;
<ol style="list-style-type: none"> 2. Исследование внешней и внутренней среды проекта с помощью <i>SWOT</i>-анализа 	<ul style="list-style-type: none"> – <i>SWOT</i>-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта; – для упрощения процедуры проведения <i>SWOT</i>-анализ проводят в табличной форме.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.12.2016
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицын В. В.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т31	Кустов А.С.		

Реферат

ВКР содержит 107 с., 20 рис., 26 таблиц, 11 источников, 4 приложений.

Ключевые слова: ПРОЕКТ, ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ПУНКТ СБОРА НЕФТИ, ДАВЛЕНИЕ, ДАТЧИКИ, МНЕМОСХЕМА, SCADA, ПИД-РЕГУЛЯТОР.

В настоящей работе приведены решения по модернизации автоматизированной системы управления центральным пунктом сбора нефти, выбору датчиков и контроллерного оборудования, разработке алгоритмов автоматического управления, экранных форм технологического процесса, разработке схем: автоматизации, соединения внешних проводок, структурной и информационных потоков.

Объектом работы является ЦПСН.

Цель работы – модернизация автоматизированной систем управления центральным пунктом сбора нефти.

Для выполнения работы использовались программные продукты Autodesk AutoCAD 2016, Matlab 2010, SIMATIC WinCC7.4.

Выпускная квалификационная работы выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2007 компании Microsoft.

Содержание

Реферат	9
Глоссарий	13
Обозначения и сокращения	14
Введение.....	15
1. Техническое задание	16
1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП.....	16
1.2 Требования к системе	17
1.3 Требования к техническому обеспечению	19
1.4 Требования к персоналу	21
1.5 Требования к метрологическому обеспечению	21
1.6 Требования к информационному обеспечению	24
1.7 Требования по стандартизации и унификации	25
1.8 Требования к функциям системы.....	26
2. Описание технологического процесса	29
3 Разработка структурной схемы.....	31
3.1 Полевой уровень.....	31
3.2 Средний уровень	32
3.3 Верхний уровень	32
4. Функциональная схема автоматизации.....	34
4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013	34
4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ ISA S5.1-2009..	35
4.3 Разработка схемы информационных потоков	35
5 Комплекс аппаратно-технических средств.....	36
5.1 Выбор датчиков давления	36
5.2 Выбор датчиков температуры.....	37
5.3 Датчик уровня.....	38
5.4 Выбор исполнительных устройств.....	42

5.4.1 Задвижки	42
5.5 Контроллерное оборудование.....	43
5.6 Газосигнализатор.....	45
6 Разработка схемы соединения внешних проводок	49
7 Программное обеспечение	51
7.1 Архитектура и профиль АС	51
7.2 Функции частей ПО	53
7.3 Разработка экранных форм	54
8 Информационное обеспечение	56
8.1 Состав информационного обеспечения.....	56
8.2 Методы контроля данных.....	57
8.3 Информационная совместимость	57
9 Выбор алгоритмов управления АС ЦПС	58
9.1 Алгоритм сбора данных измерений	59
9.2 Алгоритм пуска/остановки технологического оборудования.....	60
9.3 Алгоритм автоматического регулирования параметра	61
10 Финансовый менеджмент.....	69
10.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	69
10.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	74
11 Социальная ответственность.....	85
Заключение.....	95
Список использованных источников	96
Приложение А.....	98
Альбом схем.....	98
Приложение Б	104
Приложение В.....	105

Приложение Г	107
--------------------	-----

Глоссарий

Термин	Определение
АС	Автоматизированная система – это комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса.
ТП	Технологический процесс – последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ. Технологический процесс состоит из рабочих операций, которые, в свою очередь, складываются из рабочих движений (приемов).
Архитектура АС	Архитектура автоматизированной системы – это набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых конструируется АС .
Интерфейс	Совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой.
Протокол	Набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами.
SCADA	Под термином SCADA понимают инструментальную программу для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных.

Обозначения и сокращения

ANSI/ISA (American National Standards Institute/ Instrument Society of America): американский национальный институт стандартов/Американское общество приборостроителей;

АЦП: аналого-цифровой преобразователь;

ЦАП: цифро-аналоговый преобразователь;

ЦПСН: центральный пункт сбора нефти;

ГП: гидропривод;

БТ: блок технологический;

ПСМ: переключатель скважин многоходовой;

КИПиА: контрольно-измерительные приборы и автоматика;

САР: система автоматического регулирования;

ПАЗ: противоаварийная автоматическая защита;

ПО: программное обеспечение;

ИМ: исполнительный механизм;

АРМ: автоматизированное рабочее место;

БД: база данных.

Введение

Автоматизация технологических процессов значительно влияет на повышение качества выпускаемой нефтяными компаниями продукции, на повышение производительности труда, автоматизация позволяет использовать доступные ресурсы более экономно, при этом производительность не падает.

Автоматизация – перспективное направление прогресса, потому что она позволяет освободить человека от множества операций, которые раньше необходимо было делать вручную.

Современные автоматизированные комплексы позволяют в реальном времени управлять технологическим процессом с минимальным количеством персонала. Кроме того, существуют полностью автоматические системы, работающие без контроля человека очень продолжительное время.

Изначально автоматизация применялась лишь к отдельным операциям, но в процессе развития во многих сферах появилось понятие автоматизации, она распространилась и на основные, и на вспомогательные процессы технологических производств.

Сейчас же системы автоматизации позволяют значительно повысить технико-экономические показатели за счет возможности автоматической перенастройки оборудования в процессе работы для решения изменяющихся производственных задач

Целью данной курсовой работы является разработка автоматизированной системы управления центральным пунктом сбора нефти (ЦПНС).

1. Техническое задание

1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП

Данное техническое задание описывает задачу по созданию автоматизированной системы управления центральным пунктом сбора нефти (АС ЦПСН)

Выполнение данного курсового проекта является заданием в рамках дисциплины «Проектирование автоматизированных систем».

Центральный пункт сбора (ЦПС) это универсальный технологический объектом, на котором добываемый флюид разделяется на целевые компоненты - товарную нефть, газ и сточную воду.

Основное назначение центрального пункта сбора и подготовки нефти состоит в том, чтобы отделить воду от сырья, поступающего с групповых установок, измерить с высокой точностью количество нефти, в которой содержание воды не должно превышать нескольких десятых долей процента, и направить ее через распределительную гребенку на прием магистрального насоса или в резервуар с подключенным насосом. В некоторых случаях нефть также подвергается стабилизации на центральных пунктах сбора.

ЦПС предназначен для выполнения следующих операций:

- прием продукции от установки предварительного сброса воды и продукции скважин от центральных кустов;
- учет поступающей продукции;
- подготовка нефти;
- подготовка пластовых вод;
- прием и учет товарной продукции;
- прием и подготовка газа к транспорту;

- подача товарной нефти на сооружения магистрального транспорта через сооружения головной насосной станции (ГНПС).

Основными целями создания АСУ ТП ЦПС являются:

- сокращение потерь нефти, газа и воды за счёт оптимизации режимов добычи, подготовки и ее транспортирования;
- точное выполнение требований технологического регламента;
- управление, обеспечивающее получение необходимого по количеству и качеству конечного продукта при минимизации используемого сырья, вспомогательных материалов и энергетических затрат;
- улучшение условий труда эксплуатационного персонала за счет централизации рабочих мест;
- повышение безопасности технологических процессов за счет высоконадежных средств сигнализации, блокировок и защит с минимальным периодом реагирования;
- реализация дистанционного контроля и управления всем комплексом сооружений на технологических площадках нефтегазового оборудования из центрального диспетчерского пункта.

1.2 Требования к системе

ЦПСН включается в себя следующие компоненты:

1. Модернизированный блок технологической части ЦПСН,
2. Автоматизированная система управления технологическим процессом ЦПСН.

Модернизированный блок технологической части ЦПСН должен обеспечивать возможность размещения датчиков и исполнительных механизмов АСУ ТП ЦПСН, также он должен обеспечивать безопасность технологического процесса.

АСУ ТП ЦПСН должна состоять из трех уровней:

1. Нижний (полевой) уровень состоит из первичных датчиков и исполнительных устройств.
2. Средний (контроллерный) состоит из основного и резервного контроллера.
3. Верхний (информационно-вычислительный) уровень – уровень сбора, обработки, визуализации, архивации информации. Состоит из коммутатора, а также компьютеров и серверов баз данных, объединенную в локальную сеть Ethernet.

Данная система обеспечивает передачу данных на верхний уровень информационных систем, т.е. на пункты сбора информации систем телемеханики, либо на центральные сервера корпоративной базы данных.

Требования к функционированию системы обусловлены заданным высоким уровнем надежности.

АСУ ТП должна быть восстанавливаемой и обслуживаемой многофункциональной системой. Данная система должна функционировать в режиме реального времени, в непрерывном круглосуточном режиме. АСУ ТП может функционировать в одном из следующих режимов:

- автоматизированный (с панели оператора),
- автоматический,
- местный, то есть от местных щитов управления, от местных кнопок при пуско-наладочных либо ремонтных работах.

Штатный режим функционирования АСУ ТП - автоматический.

В автоматическом режиме управление исполнительными механизмами производится по программе, в соответствии с алгоритмами управления. В этом режиме управление исполнительными механизмами кнопками по месту и по командам оператора блокируется.

В автоматизированном режиме оператор должен имеет возможность дистанционного управления исполнительными механизмами, изменения уставок автоматического регулирования. Во время работы алгоритмов

технологических защит и блокировок такая возможность отключается для тех исполнительных устройств, на которые в данный момент подаются команды управления, сформированные алгоритмом. Такой подход предотвращает возможность одновременной подачи противоречивых сигналов управления на одно исполнительное устройство, а также исключает возможность выполнения некорректных действий оператора в нештатных ситуациях.

1.3 Требования к техническому обеспечению

Контроллерные технические средства системы будут размещаться в блоке управления (БУ). «Помещение, в котором должны располагаться данные технические средства, должно отвечать требованиям Инструкций по проектированию зданий и помещений для ЭВМ» [2].

«В соответствии с ГОСТ 21552-84 "Средства вычислительной техники. Общие технические требования, правила приемки, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение" и ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны", для правильной работы техники в рабочих помещениях должны быть соблюдены следующие условия:

- Температура окружающего воздуха (20 ± 5) °С;
- Относительная влажность окружающего воздуха (60 ± 15)%;
- Атмосферное давление от 84 до 107 кПа (680-800 мм. рт. ст.);
- Запыленность воздуха в помещении - не более 1 мг/куб. м при размере частиц не более 3 мкм;
- Напряженность внешнего электрического поля должна быть не более 0.3 В/м;
- Напряженность внешнего магнитного поля должна быть не более 5.0 А/м;
- Частота вибрации должна быть не более 25 Гц при амплитуде смещений не более 0.1 мм»[2].

Правила по обслуживанию каких-либо используемых технических средств в данной системе должны быть указаны в паспортах этих технических средств.

Дежурным персоналом должен быть организован еженедельный технический осмотр составляющих системы, включающий в себя:

- внешний осмотр,
- контроль работоспособности,
- устранение неисправностей.

Необходимо проведение периодического технического обслуживания всех используемых технических средств. Периодичность данного обслуживания устанавливается в соответствии с требованиями, указанными производителем в технической документации, но не реже раза в год.

Тестирование технических средств и их обслуживание включает в себя обслуживание и тестирование всех используемых средств, включая оборудование КИПиА, контроллерное оборудование, каналы измерений.

На основании результатов данного тестирования проводят анализ причин возникновения найденных дефектов, а также принимаются меры по их устранению.

Если производится восстановление работоспособности каких-либо технических средств, оно должно осуществляться в соответствии с требованиями и инструкциями разработчика и документами по ремонтным работам. По завершению ремонтных работ обязательно должно проводиться тестирование восстановленного технического средства.

Если техническое средство вводится в эксплуатацию, то должно быть произведено резервное копирование программного обеспечения (ПО) и обрабатываемой данных средством, информации.

Система должна быть обеспечена комплектом ЗИП на гарантийный срок обслуживания.

1.4 Требования к персоналу

Существует две основные категории, на которые возможно разбить персонал АСУ ТП ЦПС:

1. Оперативный (технологический) персонал;

Оперативный персонал – персонал, который принимает непосредственное участие в управлении технологическим процессом. В данном случае – это оператор. Количество задействованного персонала и его квалификация определяется действующим штатным расписанием.

2. Обслуживающий персонал – персонал, обеспечивающий правильное функционирование системы в соответствии с предписаниями по обслуживанию, заданные в паспорте технического оборудования.

К эксплуатационному (обслуживающему) персоналу относятся лица, обеспечивающие нормальные условия функционирования системы в соответствии с Инструкциями по эксплуатации и обслуживанию, и выполняющие работы по техническому обслуживанию системы.

В обслуживающий персонал, как минимум, должен входить один слесарь КИПиА 6 разряда.

1.5 Требования к метрологическому обеспечению

«Метрологическое обеспечение должно удовлетворять требованиям Закона Российской Федерации "Об обеспечении единства измерений", ГОСТов и Правил по метрологии» [3].

«Метрологическое обеспечение должно соответствовать ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. "Метрологическое Обеспечение измерительных систем. Основные положения", а также ГОСТ Р 8.615-2005. ГСИ. «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»[3].

«Средства измерения (СИ), входящие в систему АСУ ТП должны иметь сертификат об утверждении типа СИ, описание типа СИ, методику поверки.

В спецификацию оборудования АСУ ТП должны быть включены специальные технические и программные средства для калибровки измерительных каналов»[3].

«Значения контролируемых параметров (технологического процесса, технологического оборудования) должны быть выражены в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 ТСИ. Единицы величин»[3].

«Метрологическое Обслуживание АСУ ТП должно обеспечивать возможность как поэлементной (покомпонентной), так и комплектной поверки или калибровки измерительных каналов» [3].

«В номенклатуру контролируемых параметров входят расходы жидкостей и газа, температура, давление, уровень, и т.д.

Все методики измерения, используемые в сфере государственного метрологического контроля и надзора, должны быть аттестованы» [3].

«При поверке и калибровке каналов АСУ ТП должна быть предоставлена возможность доступа ко всем элементам Системы для подключения образцовых приборов (калибраторов)» [3].

«Для измерительных каналов ИС должны быть представлены рекомендации (инструкции) по поверке (калибровке) ИК, утвержденные в установленном порядке»[3].

«Все метрологические характеристики измерительных и управляющих модулей должны быть представлены фирмой-изготовителем в документации на технические и программные средства. Пределы допускаемых значений погрешности измерительных каналов не должны превышать норм Технологического Регламента»[3].

«Значения диапазонов измерений и допускаемые приведенные погрешности должны быть определяющими при выборе оборудования и фирмы-поставщика»[3].

«Для технических средств, участвующих в процессе измерения контролируемых параметров должны быть обеспечены соответствующие условия эксплуатации (температура, влажность). Должен быть обеспечен контроль условий их эксплуатации в помещениях управления»[3].

«Измерительные каналы Системы могут использоваться для целей контроля параметров только после их калибровки на объекте эксплуатации. Калибровка измерительных каналов ИС проводится в соответствии с установленным на Предприятии порядком»[3].

1.6 Требования к информационному обеспечению

«Информационное обеспечение АСУ ТП ЦПС должно быть достаточным для реализации всех функций системы, обусловленных настоящим документом»[4].

«Информационное обеспечение АСУТП включает в себя следующие категории данных:

- Текущие значения технологических переменных, поступающих в систему в результате опроса датчиков и первичной переработки информации;
- Усреднённые или сглаженные за определенные периоды времени значения переменных;
- Границы переменных различных уровней, настройки алгоритмов управления, информация привязки программного обеспечения к конкретному объекту;
- Тексты программ и загрузочные модули»[4].

«Для удобства работы технологов-операторов с большими объемами разнообразной информации информационное обеспечение Системы должно быть структурировано, и иметь иерархическую организацию»[4].

Существуют стандартные операционные панели:

1. Панели общего обзора – осуществление контроля над всем технологическим процессом, осуществление перехода к более подробным панелям, если есть нужда,
2. Мнемосхемы – это графическое отображение технологического процесса, на котором оператор может увидеть весь алгоритм управления, защиты, показания датчиков и др.
3. Панели показаний приборов
Представляют показания с 8-12 приборов.
4. Панели настройки
Описывают параметры настройки ЦПСН.
5. Панели сигналов тревоги

Отражают в хронологическом порядке предупредительную и предаварийную сигнализацию процесса.

б. Панель архивов

Показывает архивные записи.

«Технологу-оператору должны быть представлены простые и естественные способы вызова и ввода данных, как то:

- Указание элемента на экране;
- Выбор из меню;
- Ввод данных через соответствующую зону на экране»[4].

«Все категории данных информационного обеспечения системы АСУ ТП не должны теряться при авариях электропитания и отказе блоков и модулей системы.

Все настроечные константы, информация привязки, алгоритмы решения задач и тексты программ должны храниться на дублирующих носителях и обновляться при внесении изменений в Систему»[4].

1.7 Требования по стандартизации и унификации

Разрабатываемая система должна иметь унифицированные входные и выходные сигналы, т.е. быть универсальной.

В АСУ ТП ЦПС могут быть использованы сигналы:

- входные аналоговые с токовыми значениями 4 - 20 мА;
- выходные аналоговые с токовыми значениями 4 - 20 мА;
- входные дискретные 24 В;
- выходные дискретные 24 В;
- интерфейсы последовательной передачи данных RS-232/485/422 с протоколом передачи данных Modbus RTU или Profibus;
- интерфейс Ethernet.

1.8 Требования к функциям системы

Перечень задач АСУ ТП и требования к качеству их выполнения. В соответствии с ГОСТ 24.104-85 ЕСС АСУ "Автоматизированные системы управления. Общие требования" АСУ ТП ЦПС должна обеспечивать:

1. Автоматизированный сбор и первичную обработку технологической информации;
2. Автоматический контроль состояния технологического процесса, предупредительную сигнализацию при выходе технологических показателей за установленные границы;
3. Управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
4. Представление информации в удобном для восприятия и анализа виде;
5. Автоматическую обработку, регистрацию и хранение поступающей производственной информации, вычисление усредненных, интегральных и удельных показателей;
6. Автоматическое формирование отчетов;
7. Контроль над работоспособным состоянием средств АСУ ТП, включая входные и выходные цепи полевого оборудования;
8. Автоматизированную передачу данных на верхний уровень предприятия;
9. Защиту информации от несанкционированного доступа;

«Сбор и первичная обработка информации включает в себя опрос аналоговых, дискретных и цифровых датчиков, ввод инициативных сигналов изменения состояния оборудования, масштабирование и перевод в действительные значения в соответствии с градуировочными характеристиками аналоговых измерительных элементов, фильтрацию сигналов от высокочастотных помех и выбросов»[5].

«Период опроса аналоговых датчиков должен подбираться индивидуально, а для особо важных переменных - быть в пределах одной

секунды. Такая частота опроса связана с необходимостью усреднения показаний для формирования архивов»[5].

«Регулирование и программно-логическое управление должны включать в себя формирование управляющего воздействия, и выдачу управляющего воздействия на исполнительный механизм с частотой до одного раза в секунду»[5].

«Для функции управления должна быть обеспечена реализация основных законов регулирования (ПИД, соотношение, упреждение и т.д.). Для оперативного персонала, имеющего соответствующие права доступа, должна быть предусмотрена возможность настройки параметров Системы управления с панели оператора»[5].

«Отказ любого элемента технических средств АСУ ТП не должен приводить к изменению положения или состояния исполнительных механизмов»[5].

«Функции отображения информации должны по запросу оператора обеспечить вывод на экран панели оператора оперативной информации о текущем состоянии технологического процесса и оборудования, представляемой в виде мнемосхем, графиков, гистограмм и таблиц. Время реакции системы на вызов нового изображения - не более чем 2.5 секунды. Оперативная информация с процесса на каждом вызванном изображении должна обновляться с частотой до 1 раза в секунду»[5].

«Погрешности преобразования при вводе сигналов и пересчете введенных кодов в действительные значения не должны превышать 0,1% диапазона шкалы датчиков»[5].

«Все действия оператора по взаимодействию с системой должны быть защищены от возможных ошибок. Система должна исполнять только те действия, которые описаны в документации на систему. Любые случайные или ошибочные действия персонала по управлению процессом должны игнорироваться, если они отличаются от объявленных в документации, или не соответствуют уровню полномочий персонала для исполнения действий»[5].

«АСУ ТП должна обеспечивать подготовку всех необходимых данных и их последующую передачу в заводскую ЛВС по запросу или по расписанию»[5].

«Сопровождение информационного и программного обеспечения выполняется с помощью программных средств, ориентированных на обслуживающий персонал АСУ ТП. Средства разработки должны обеспечивать возможность создания и конфигурирования информационно-управляющих функций системы, редактирования, визуализации и самодокументирования»[5].

Техническое оснащение установки должно предоставлять следующие функции:

1. Измерение массы сырой нефти с установленной допустимой основной относительной погрешностью измерения;
2. Измерение массы сырой нефти без учета воды с установленными допустимыми основными относительными погрешностями измерения;
3. Измерение объема свободного нефтяного газа с установленной допустимой основной относительной погрешностью измерения;
4. Регистрация и хранение информации о результатах измерений количества и параметров сырой нефти по каждой скважине за период не менее одного месяца;
5. Регистрация отработанного скважинами времени;
6. Обеспечение передачи на верхний уровень информационных систем архивной информации;
7. Обеспечение передачи на верхний уровень информационных систем текущих результатов измерений;
8. Поддержание температуры в технологическом блоке;
9. Контроль пожарной сигнализации;
10. Контроль уровня загазованности;
11. Возможность устанавливать параметры каждой скважины;

2. Описание технологического процесса

Продукция нефтяных скважин практически никогда не состоит из чистой нефти. Как правило, она представляет собой смесь нефти, воды и газа с небольшими примесями других веществ. Поэтому важнейшей задачей системы сбора и подготовки нефти является сепарация, то есть разделение нефти, газа и воды друг от друга. На первой стадии сбора и подготовки скважинная жидкость по выкидной линии попадает на групповую замерную установку (ГЗУ) тремя возможными способами. Первый вариант, из фонтанной скважины высокого давления жидкость поступает на сепаратор №1, который устанавливают на скважинах, если давление превышает 0,6 МПа. В нем происходит первичное разделение на газообразную и жидкую фазы. После этого жидкая фаза поступает на ГЗУ. Вторым вариантом, из газлифтной скважины. И третий возможный вариант через станок-качалка. После этого на ГЗУ определяется количество добываемой из скважин жидкости и производится частичное отделение попутного газа и воды от нефти. Жидкая составляющая с ГЗУ поступает на сепаратор нефти, где осуществляется окончательное разгазирование нефти перед ее поступлением в резервуары. Газовая составляющая поступает на осушитель газа, где после поглощения влаги газ через компрессоры высокого давления попадает на сепаратор №2 и подается на газлифтные скважины. В горизонтальных отстойниках 8 от нефти отделяются песок, механические примеси. Вакуум-компрессоры 12 служат для отбора газа из сборников нефти 9 и отстойников. На конечном этапе нефть под действием насоса попадает из сборников нефти и отправляется в сырьевые резервуары установки подготовки нефти.

Технологическая схема представлена на рисунке 1:

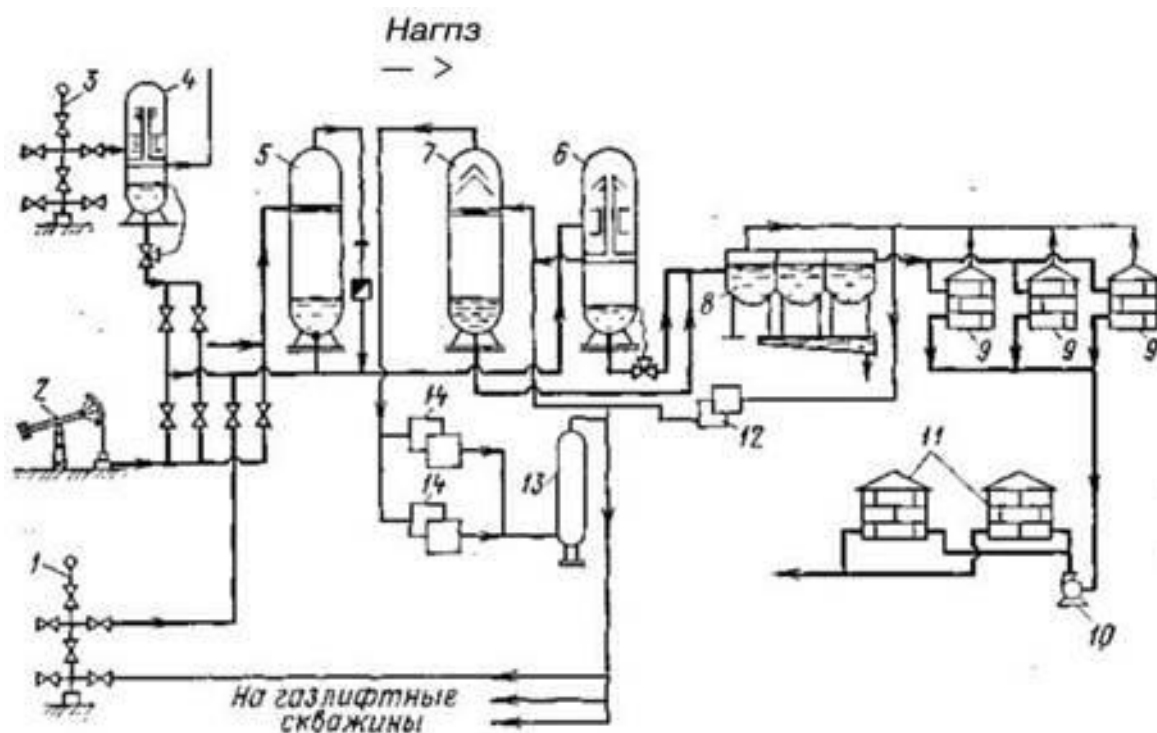


Рисунок 1 Технологическая схема ЦПС нефти

- 1— газлифтная скважина;
- 2— станок-качалка;
- 3— фонтанная скважина высокого давления;
- 4— сепаратор №1 (высокого давления);
- 5— групповая замерная установка;
- 6— газоотделитель (сепаратор нефти);
- 7— осушитель газа;
- 8— горизонтальный отстойник;
- 9— сборники нефти;
- 10— насос;
- 11 — сырьевые резервуары установки подготовки нефти;
- 12— вакуум-компрессор;
- 13 — сепаратор №2;
- 14 — компрессоры высокого давления

3 Разработка структурной схемы

Проектирование автоматизированной системы выполнено по принципу трехуровневой иерархии. Структурная схема системы приведена в приложении А.

Проектируемая АСУ ТП ЦПС должна быть интегрированной с возможностью подключения в свой состав специализированных функциональных подсистем, поставляемых в комплекте с технологическим оборудованием или разрабатываемых на последующих этапах строительства ЦПС.

В системе АСУ ТП ЦПС должна быть предусмотрена защита от ошибочных действий персонала по управлению оборудованием и несанкционированного изменения программного и алгоритмического обеспечения системы.

Должна быть предусмотрена автоматическая регистрация событий, аварийных ситуаций смены состояний и действий персонала. АСУ ТП ЦПС должна создаваться в виде открытой системы, с высокой степенью унификации проектных решений, предусматривающих возможность наращивания функциональных возможностей. Система АСУ ТП ЦПС должна строиться как трехуровневая, распределенная система в соответствии с технологической структурой объекта.

3.1 Полевой уровень

На данном уровне располагаются местные показывающие приборы и первичные СИ, исполнительные механизмы и устройства местного управления.

Для контроля технологических параметров предусматривается использование средств КИПиА.

3.2 Средний уровень

Данный уровень предусматривает сбор и первичную обработку информации с устройств полевого уровня, контроль обозначенных параметров, передачу (прием) данных на средний уровень (со среднего уровня).

На основе информации, поступившей на средний уровень, формируются команды управления (автоматически или оператором).

В данной проектируемой системе первый уровень представлен распределённой системой управления (PCY) в составе двух шкафов. Оба шкафа построены на базе ПЛК. Для повышения надежности системы, согласно МИ 2825-2003, рекомендуется организовать «горячее» резервирование.

3.3 Верхний уровень

На данном уровне происходит сосредоточение, обработка и упорядочивание (формирование БД) информации с нижних уровней. Также предусматривается индикация необходимых параметров, регистрация и хранение информации. Здесь происходит формирование отчетной документации и осуществление управления технологическими режимами системы.

Данный уровень можно структурно разделить на:

— АРМ оператора:

1. операционная система;
2. SCADA-система;
3. БД реального времени;
4. средства по восстановлению систем, антивирусной защите, а также средства резервирования;

— серверная часть.

АРМ предназначено для отображения необходимого объема информации в удобном для восприятия виде и приема команд управления от оператора. Данные могут быть предоставлены как в графическом исполнении

(мнемосхемы, тренды, гистограммы и пр.), так и в виде отчетной документации. С помощью серверной части выполняется хранение и обработка информации, а также обмен ею.

4. Функциональная схема автоматизации

4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013

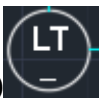
Функциональная схема автоматизации (далее - ФСА) – это технический документ, входящий в основной комплект рабочих чертежей проектируемой системы автоматизации, согласно ГОСТ 21.408 - 2013. ФСА создается с целью отображения основных технических решений. Объект управления рассматривается как комплекс оборудования (основного и вспомогательного) со встроенными в него органами. На функциональной схеме автоматизации показывают, согласно ГОСТ 21.408-2013:


- инженерное и технологическое оборудование;
- коммуникации автоматизируемого объекта;
- контуры контроля, управления и регулирования;


Условные обозначения приборов, линий связи и средств автоматизации, применяемые на функциональной схеме автоматизации, установлены в ГОСТ 21.404-85.

Согласно указанным выше требованиям разработана функциональная схема автоматизации. Она представлена в приложении А.

На схеме используются следующие основные обозначения:

1)  - Прибор для измерения уровня бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту.

2)  - Прибор для измерения температуры бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту.

3)  Прибор для измерения давления (разрежения) бесшкальный с дистанционной передачей показаний, установленный по месту.

4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ ISA S5.1-2009

Функциональная схема автоматизации, сделанная по ГОСТу 21.408-2013 была адаптирована под стандарт ANSI/ ISA S5.1-2009. ФСА по ANSI представлено в приложении Б.

4.3 Разработка схемы информационных потоков

При разработке схемы информационных потоков, в первую очередь, необходимо учитывать, что всего есть три уровня сбора и хранения информации:

- Верхний уровень – уровень корпоративного информационного хранения, и архивного хранения. Информация представляется в виде экранных форм/мнемосхем. В автоматическом режиме на АРМ формируются различные отчеты (сводка по текущему состоянию оборудования, сводка текущих измерений).
- Средний уровень – уровень текущего хранения, т.е. буферная база данных. Средний уровень, можно назвать, своего рода маршрутизатор информационных потоков от датчиков и систем автоматики и телемеханики к верхнему уровню, т.е. к SCADA-системам.
- Нижний уровень – уровень сбора данных и их обработки. Это данные датчиков, т.е., как правило, аналоговые либо дискретные сигналы, данные о вычислениях либо преобразованиях.

5 Комплекс аппаратно-технических средств

5.1 Выбор датчиков давления

Выбор датчиков давления проводился по следующим характеристикам:

- тип измеряемого давления и диапазон измерений;
- допускаемая погрешность;
- выходные сигналы;
- цена.

Были рассмотрены три варианта датчиков избыточного давления: Метран-150CG, HMP 331-A-S и Rosemount 3051. Сравнение характеристик приведено ниже в таблице 1.

Таблица 1 - Сравнение характеристик датчиков давления

Характеристика/ датчик	Диапазон измерения, Мпа	Базовая приведенная погрешность	Выходные сигналы	Цена
Метран-150CG	0,2..10	до $\pm 0,075$ ($\pm 0,2$)	4-20 мА, HART	от 26 тыс.руб.
HMP 331-A-S	0,001..25	до $\pm 0,075$	4-20 мА, HART	от 40 тыс.руб.
Rosemount 3051	0,04..40	различные : $\pm 0,075$, $\pm 0,1$, $\pm 0,15$ и т.д.	4-20 мА с HART- протоколом	от 38 тыс.руб.

Исходя из данных, приведенных в таблице, датчики отличаются незначительно. Выбор остановим на Метран-150CG, т.к. он имеет более привлекательную цену.

«Измеряемой средой данных датчиков, помимо прочих, является нефть и нефтепродукты. Измерительная часть датчика состоит из корпуса и полностью изолированной как от окружающей, так и от измеряемой среды измерительной ячейки. Давление подается на измерительную мембрану через слой разделительной жидкости и разделительные мембраны. Степень защиты от пыли влаги данных приборов соответствует IP65.» [6]

Для местной индикации используем механический манометр МП100НН компании ЮМАС. Данный прибор обеспечивает те же

технические характеристики, что и, например, приборы компании WIKA, но при этом выигрывает в цене. Основные технические характеристики манометра МП100НН представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Технические характеристики МП100НН

Диапазон измерения, Мпа	0..10
Степень защиты	IP54 (по заказу IP65)
Класс точности	1,0
Цена, руб	2600-3000

Принцип работы механических манометров заключается в пропорциональном отклонении стрелки манометра при возникновении давления с одной стороны мембраны.

5.2 Выбор датчиков температуры

Выбор датчиков температуры основывался на оценке следующих характеристик:

- протокол и интерфейс выходных сигналов;
- допускаемая погрешность;
- цена.

Были рассмотрены три варианта датчиков температуры: Rosemount-3144P, ТЕМП-01 и WIKA TR10-C. Сравнение характеристик приведено в таблице 3.

Таблица 3 - Сравнение характеристик датчиков температуры

Характеристика/ датчик	Диапазон измерения, °С	Базовая погрешность	Выходные сигналы	Цена
RR TW7000	-50..+500	до ±1%	4-20 мА, HART	от 47 тыс.руб.
ТЕМП-01	-40..+95	до ±1 °С	Modbus RTU, RS485	от 34 тыс.руб.
WIKA TR10-C	-200..+600	до ±0,1 °С	4-20 мА	от 4,5 тыс.руб.

Исходя из данных, приведенных в таблице, выбор остановим на WIKА TR10-с. Данный датчик – это термометр сопротивления, т.е. изменяет электрическое сопротивление чувствительного элемента в зависимости от температуры.

В качестве показывающих датчиков температуры использованы биметаллические термометры WIKА модель 52. Технические характеристики приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики WIKА модель 52

Диапазон измерения, °С	0..100
Степень защиты	IP54
Погрешность	±2 °С

5.3 Датчик уровня

Датчик уровня устанавливается в сепараторе, и определяет уровень нефтяной смеси, находящейся в нем. Выбор осуществляется между датчиком уровня Rosemount 5300 и ОБЕН ПДУ И.

1) Rosemount 5300



Рисунок 2 – Датчик уровня Rosemount 5300

«Уровнемеры Rousemount 5300 это двухпроводные волноводные уровнемеры для измерения уровня и уровня границы раздела жидкостей, а также уровня сыпучих сред. Rosemount 5300 обеспечивают высокую надежность, современные меры обеспечения безопасности, простоту использования и неограниченные возможности подключения и интеграции в системы АСУТП»[7].

«Принцип действия уровнемеров 5300 основан на технологии рефлектометрии с временным разрешением (TDR = Time Domain

Reflectometry). Микроволновые наносекундные радарные импульсы малой мощности направляются вниз по зонду, погруженному в технологическую среду. Когда радарный импульс достигает среды с другим коэффициентом диэлектрической проницаемости, часть энергии импульса отражается в обратном направлении. Разница во времени между моментом передачи радарного импульса и моментом приема эхосигнала пропорциональна расстоянию, согласно которому рассчитывается уровень жидкости или уровень границы раздела двух сред. Интенсивность отраженного эхо-сигнала зависит от диэлектрической проницаемости среды. Чем выше коэффициент диэлектрической проницаемости, тем выше интенсивность отраженного сигнала. Волноводная технология имеет ряд преимуществ по сравнению с другими методами измерений уровня, поскольку радарные импульсы практически невосприимчивы к составу среды, атмосфере резервуара, температуре и давлению» [7].



Рисунок 3 – Технология рефлектометрии с временным разрешением

2) ОВЕН ПДУ И

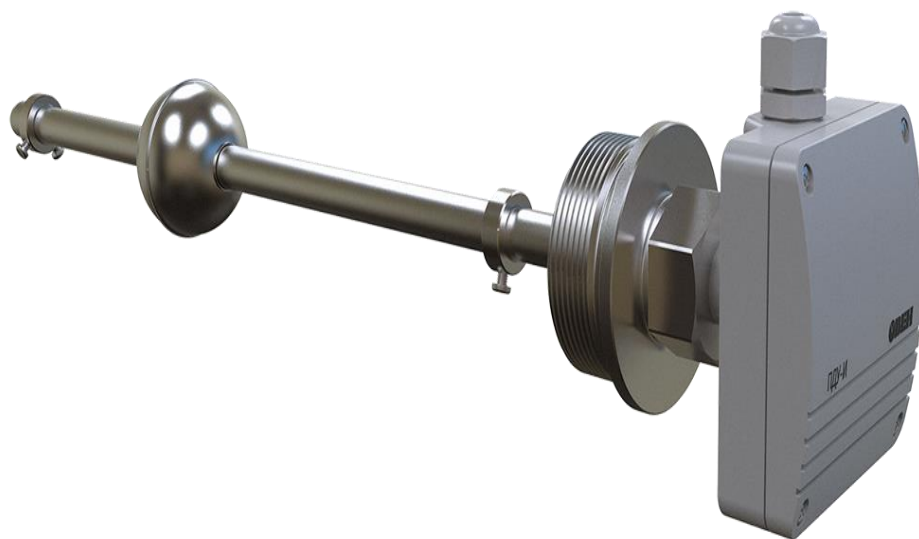


Рисунок 4 – поплавковый датчик уровня ОВЕН ПДУ И

Поплавковые датчики уровня ОВЕН ПДУ-И предназначены для непрерывного преобразования уровня жидкости в унифицированный аналоговый выходной сигнал 4...20 мА. Датчики используются в составе систем контроля уровня жидкости в различных резервуарах, в том числе, под давлением.

Принцип действия: поплавок с постоянным магнитом перемещается вместе с уровнем жидкости по штоку, в котором находится матрица герконов и сопротивлений. Под воздействием магнитного поля происходит срабатывание герконов, цепь работает по схеме трёхпроводного потенциометра. При изменении уровня жидкости изменяется выходное сопротивление датчика, преобразуемое в выходной сигнал 4...20 мА, что прямо пропорционально уровню жидкости. [8].

Сведем их параметры в таблицу:

Таблица 5 – Сравнение характеристик датчиков уровня

	Характеристики уровнемера Rosemount 5300	Характеристики поплавкового датчика уровня ОВЕН ПДУ И
Диапазон измерения уровня	до 50 м;	до 3 м;
Точность измерений	0,001%;	$\pm(10+0,01L)$ мм
Зависимость погрешности от температуры	Нет	Да
Температура рабочей среды	от -60 до 400°C	от -60 до 125°C
Давление рабочей среды до	310 МПа	до 4 МПа
Температура окружаю- щей среды	от -40 до 80°C	от -40 до 85°C;

5.4 Выбор исполнительных устройств

5.4.1 Задвижки

Исполнительные устройства, в первую очередь, представлены запорной арматурой. В этом ключе, были выбраны шиберные задвижки с дистанционным (электропривод) и ручным управлением DN 100..200. Данный тип задвижек нашел широкое применение в нефтяной отрасли.

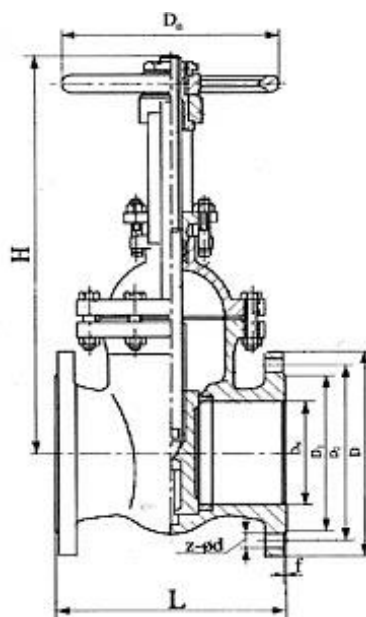


Рис. 5 – Чертеж параллельной задвижки

Поворотом рукоятки задвижки приводится в действие шпindelь, который, в свою очередь, воздействует на затвор. Затвор, опускаясь или поднимаясь, закрывает или открывает проход задвижки. Для условного прохода более 150 мм рекомендуется устанавливать электропривод, и соответственно, управлять с помощью него. Перекрытие прохода, в этом случае, осуществляется через шток, который передает движение на нож. Перемещение ножа определяет степень перекрытия задвижки.

Исходя из оценки технических и экономических показателей, был проведен выбор электропривода. Рассматривались три варианта: ТУ-3791 ЭП4, ЭВИМ К5-44.00.00.000 и РэмТЭК-02. По итогу анализа характеристик был выбран РэмТЭК-02. РэмТЭК-02 – это взрывозащищенные,

многооборотные электроприводы, управляющие трубопроводной арматурой с условным проходом до 200 мм. Основные функции электропривода со встроенным частотным преобразователем:

- управление трубопроводной арматурой с регулированием крутящего момента, скорости, положения;
- регулирование технологических параметров (давление, расход, температура) с помощью встроенного ПИД-регулятора полный комплекс защит электродвигателя;
- дистанционное управление электроприводом с помощью встроенного модуля ввода/вывода, включающего в себя, в зависимости от модификации по интерфейсным сигналам:
 1. аналоговое управление 4...20 мА
 2. управление и сигнализацию по дискретным входам/выходам
 3. встроенные интерфейсы RS-485 (Modbus RTU) и CAN
- управление электроприводом со встроенного поста управления, с ПДУ или с помощью ручного дублера;
- самоторможение выходного звена при исчезновении питания для линейного и поворотного исполнений;
- самодиагностика аварийных и предаварийных событий и сохранение их в "черном ящике" с привязкой ко времени [3].

Степень защиты электропривода соответствует IP67.

5.5 Контроллерное оборудование

Основным элементом проектируемой АСУ ТП является программируемый логический контроллер. Для данной задачи необходимо

подобрать контроллер для обработки данных с большого количества датчиков, управления исполнительными механизмами на основании полученной информации и сигнализации состояния. Режим работы ПЛК должен соответствовать следующим требованиям:

- работа в неблагоприятных условиях;
- работа без длительного обслуживания;
- возможность быстрой замены модулей (модульность).

При выборе контроллерного оборудования было рассмотрено несколько вариантов: Schneider Electric Modicon Quantum, Productivity2000 и SIMATIC S7-313C-2DP.

Технические характеристики всех контроллеров удовлетворяют требованиям, однако диапазон рабочих температур у контроллера Schneider Electric Modicon Quantum не позволяет установить в щиты управления снаружи зданий. В простом исполнении рабочая температура данного ПЛК составляет от 0 до +60 °C, а в исполнении, когда контроллер покрыт полиуретаном, диапазон составляет от -25 до +70 °C. Это значит при сильных морозах размещение снаружи невозможно. Данная проблема возникает и с использованием ПЛК Productivity2000.

Для автоматизации системы был выбран ПЛК компании Siemens. Данный контроллер обеспечивает возможность решения задач автоматизации оптимальным образом.

SIMATIC S7-313C-2DP поддерживает встроенные функции математики с плавающей точкой, имеет высокое быстродействие, что позволяет эффективно обрабатывать данные. Данный ПЛК располагает единым инструментарием для настройки всех модулей в своем составе. Непрерывный поиск ошибок и неисправностей с помощью внутренних функций контроллера, а также ведение журнала диагностики. Автоматический обмен

данными как между системой ПЛК и приборами (датчиками), так и системой ЧМИ.

Так же для работы с ПЛК не обходимо приобрести программные продукты.

Компания SIEMENS разработала удобный программный продукт TIA Portal, которые совмещает в себе конфигурирование и программирование систем автоматизации, а так же создание экранных форм с помощью интегрированного программного продукта WinCC RT.

Ниже приведены основные технические характеристики контроллера.

Таблица 6 – Технические характеристики ПЛК SIMATIC S7-313C-2DP

Технический параметр	Значения
Рабочая память	от 32 до 96 кБайт
Возможность расширения	от 8 до 31 модуля на контроллер
Каналы ввода-вывода	от 256 дискретных; от 64 аналоговых.
Интерфейсы	RS 485, 4-20 мА, Ethernet, MPI, Modbus RTU, PROFIBUS
Диапазон рабочих температур	-40..+70 °C
Напряжение питания	24В

Степень защиты ПЛК соответствует IP65.

5.6 Газосигнализатор

Газосигнализаторы предназначены для контроля кислорода, горючих и токсичных газов в воздухе рабочей зоны. Возможно управление внешними устройствами - включение аварийной вентиляции, сирены, клапана и т.п.

Рассматривалось 2 газосигнализатора – 1) ГСМ-05, 2) ОКА-92МТ

1) ГСМ-05

Назначение и область применения:

ГСМ-05 предназначен для применения на опасных промышленных объектах в качестве устройства, обеспечивающего измерение загазованности взрывоопасных газов и их смесей.

«ГСМ-05 необходим для контроля до взрывоопасных концентраций горючих газов, паров легко воспламеняющихся жидкостей и их смесей во взрывоопасных зонах помещений всех классов, наружных установках и открытых пространствах термохимическим способом в диапазоне температур контролируемой среды от -60 до +50°C» [9].

Применяемые термокаталитические датчики имеют широкий спектр детектируемых взрывоопасных газов и паров. Датчики сигнализации имеют два исполнения: с диффузионной или принудительной подачей контролируемой среды. Датчики выполнены во взрывобезопасном исполнении с маркировкой по взрывозащите 1ExdIICT4.

Функции газосигнализатора ГСМ-05:

- точечный контроль загазованности на расстоянии до 1000 метров (при сопротивлении каждой жилы не более 10 Ом),
- световая сигнализация при достижении предельных концентраций совокупности компонентов от 0 до 100 % НКПР,
- формирование двух порогов сигнализации Порог 1, Порог 2, значения которых задаются программно,
- отключение питания датчика при достижении предельной концентрации загазованности во избежание выхода из строя (продление срока службы датчика),
- выдача пропорционального загазованности аналогового сигнала (4-20 мА) и информации по интерфейсу RS-485 с протоколом Modbus RTU,
- наличие встроенных и внешних портативных средств калибровки и диагностики, обеспечивающих повышенную комфортность внедрения на объекте.



Рисунок 6 – Газосигнализатор ГСМ-05

2) ОКА-92МТ

Индикация показаний:

- Релейные выходы (Для стационарных исполнений);
- Токовые выходы по запросу (0–5мА или 4–20мА) (Для стационарных исполнений);
- Встроенная световая и звуковая сигнализация.

Особенности данного газоанализатора:

- Суммарное количество датчиков до 16 в любых сочетаниях (для стационарного исполнения);
- Комплектуется блоками реле для коммутации исполнительных устройств;
- Связь с компьютером (интерфейс RS-232) (для стационарных исполнений);
- Возможность соединения блоков датчиков с блоком индикации “звездой” и “гирляндой” (Для стационарных исполнений);
- Возможно взрывозащищенное исполнение блоков датчиков, с маркировкой взрывозащиты ExibIIBT6;
- Возможно исполнение блоков датчиков, устойчивых к влажной и агрессивной среде;

- Особенно удобны, когда в ходе эксплуатации необходим оперативный монтаж/демонтаж блоков газоанализатора.

Сравним параметры предложенных газоанализаторов:

Таблица 7 – Сравнение характеристик газосигнализаторов

	ГСМ-05	ОКА-92МТ
Температура контролируемой среды, °С	от -60 до +50	от -40 до +50
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности, % НКПР	±5,0	±5,0
Интерфейсы выхода	4-20 мА, RS-485	4-20 мА, RS-232
Температура окружающей среды, °С	от 0 до +50	от +5 до +50
Цена, руб.	от 53000	от 40 000

Оба газосигнализатора имеют подходящие параметры, однако выбор сделан в пользу ГСМ – 05, поскольку он имеет большую температурную независимость от окружающей среды, что может сказаться в некоторых районах нефтедобычи.



Рисунок 7 – Газосигнализатор ОКА-92МТ

6 Разработка схемы соединения внешних проводов

Схема внешних проводов приведена в приложении А. Приборы полевого уровня включают в себя датчики уровня, давления, температуры. Данные приборы обеспечивает преобразование в унифицированный токовый сигнал 4-20 мА.

Внутри помещений прокладывается контрольный кабель КВВГЭ. «Данный кабель обеспечивает защиту электрических цепей от внешних электрических полей, что особенно важно в системах учета, а также не поддерживает горение. В качестве токопроводящих жил используются однопроволочные медные жилы с ПВХ изоляцией. Данный кабель предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от минус 50°С до + 50°С» [10]



Рисунок 8 – Кабель КВВГЭ

«Конструкция:

- 1) Токопроводящая жила – медная проволока
- 2) Изоляция – ПВХ пластикат
- 3) Оболочка – ПВХ пластикат

Технические и эксплуатационные характеристики кабелей КВВГ:

Таблица 8 – Характеристики кабеля КВВГЭ

Температура окружающей среды при эксплуатации	от +50°С до –50°С
Относительная влажность воздуха (при t° +35°С)	98%
Минимальная t° прокладки кабеля без предварительного подогрева	+70°С

<p>Минимально допустимый радиус изгиба при прокладке (при t° не ниже 0°C):</p> <ul style="list-style-type: none"> - с наружным диаметром до 10 мм включительно - с наружным диаметром свыше 10 мм до 25 мм включительно 	<p>3 диам. кабеля</p> <p>4 диам. кабеля</p>
<p>Срок службы</p> <ul style="list-style-type: none"> - при прокладке в земле (траншеях) и на эстакадах - при прокладке в помещениях, каналах, туннелях 	<p>15 лет</p> <p>25 лет</p>
<p>Гарантийный срок эксплуатации</p>	<p>2 года</p>

7 Программное обеспечение

7.1 Архитектура и профиль АС

Архитектура автоматизированной системы разрабатывается с учетом желаний и требований заказчика на основе принятой в проектной организации (исполнителе) архитектуры.

Исходя из перспектив развития автоматизированных систем, логичнее всего использовать трехуровневую клиент-серверную архитектуру. Данная архитектура подразумевает наличие трех уровней:

- клиент-уровень;
- уровень сервера приложений (далее - СП);
- уровень сервера базы данных системы.



Рисунок 9 – Трехуровневая клиент-серверная архитектура

При использовании такой архитектуры у АРМ оператора остается одна функция – обеспечение пользовательского интерфейса, а решение задач управления возлагается на сервер приложений. СП активизирует необходимые задачи по запросу АРМ, при этом получая данные из сервера баз данных.

Определение профиля АС основывается на модели OSE RM. Данная модель содержит три уровня: полевой уровень АСУ, сервисы ПО и прикладное ПО. Взаимодействие уровней осуществляется интерфейсами.



Рис.10 – Модель OSE/RM

Согласно критерию минимальной стоимости эксплуатации системы, SCADA-системой проекта станет SIMATIC WinCC v7.4. Данная система эксплуатируется на основе ОС Windows. Выбранный состав стандартов и модулей OPC предусматривает дальнейшее развитие системы (см. рисунок 11).

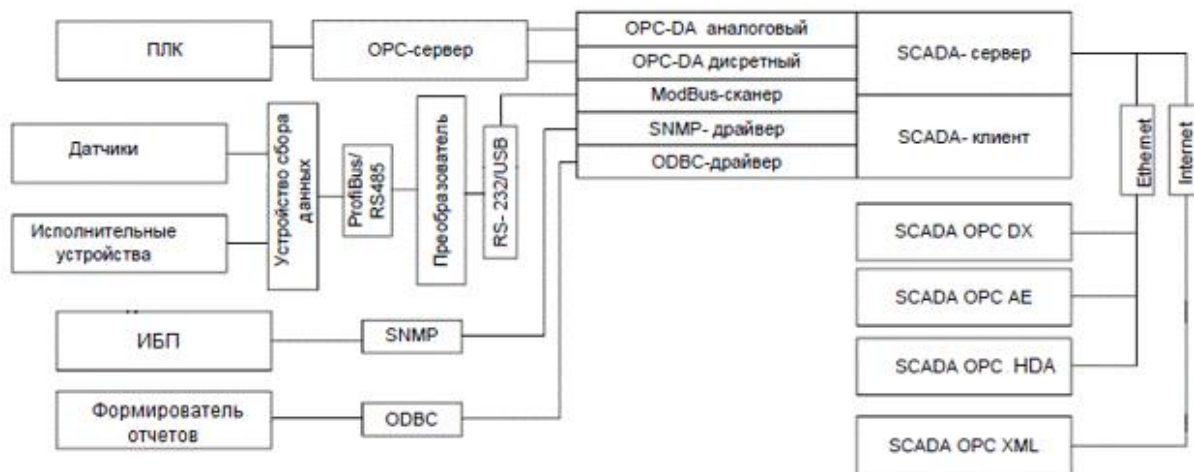


Рис.11 – Структура взаимодействий OPC

7.2 Функции частей ПО

Функционал операционных систем, относительно автоматизации, представлен следующим набором основных функций:

- управление тех. средствами сервера и АРМ;
- обеспечение интерфейсов:
 1. пользователя;
 2. взаимодействия с прикладным ПО;
- контроль безопасности информации.

К основным функциям программного обеспечения АРМ можно отнести управление исполнительными устройствами и настройка оборудования полевого уровня (датчиков) дистанционно, отображение сообщений о критических значениях параметров, сбоях, ошибках и т.д., ведение архива сообщений и обеспечение доступа к данным архива. Также в этот список необходимо добавить визуализацию ТП, возможность ввода данных в контроллер и возможность печати отчетов.

Сообщения должны содержать необходимую и достаточную информацию для оператора. Обычно, они содержат дату и время, необходимое и измеренное значения, условное имя датчика (его расположение в ТП). По желанию заказчика сообщения можно структурировать по группам, например:

- предупредительные и аварийные;
- по виду измеряемого параметра (давление, расход и т.д.);
- сообщения системных вопросов.

Управление исполнительными устройствами осуществляется следующими командами:

- электропривод арматуры: открыть/закрыть, ввод процента открытия, стоп;
- насосы: вкл/выкл, ввод частоты вращения рабочего колеса.

Архив – это список из определенного числа сообщений. Каждое выведенное сообщение попадает в определенную группу архива с регистрацией времени и полным его содержанием.

Отображение ТП на экране производится по некоторым правилам. Например, разные пользователи имеют доступ к определенному, выделенному для него функционалу. В общем случае отображение ТП содержит следующие элементы:

- упрощенные изображения технологических элементов, датчиков и исполнительных механизмов с их текущим состоянием;
- отображение значений измеряемых параметров близи каждого датчика, а также значения состояния дискретных величин;
- вывод другой необходимой информации оговоренной с заказчиком.

Возможность ввода данных в контроллер подразумевает задание уставочных значений (норм), возможность проведение удаленной настройки оборудования.

Печать отчетных документов может осуществляться непосредственно оператором «вручную» или же с заданной периодичностью автоматически.

7.3 Разработка экранных форм

Как уже говорилось ранее, для создания ЧМИ используем SCADA-систему Simatic WinCC V7.4. В качестве базы данных данная HMI-система использует MSQl Server, так как работает на ОС Windows. При разработки ЧМИ очень важно, чтобы мнемосхема содержала только необходимые средства для контроля и управления определенным объектом. Поэтому, структура экранных форм должна быть иерархичной. Дерево экранных форм представлено в приложении Б.

Согласно МИ-2825-2003, цветовая палитра средств измерения и исполнительных устройств должна соответствовать данным представленным

в таблице 9.

Таблица 9 – Назначение цветов мнемосхемы

Цвет	Пояснение
Зеленый	нормальное значение параметра; рабочее состояние; объект включен
Желтый	объект закрыт (для арматуры); предупреждение
Красный	объект отключен
Мигающий красный	аварийное состояние
Серый	неопределенное состояние
Синий	снятое СИ
Коричневый	объект в ремонте

Экранная форма представляет упрощенное изображение технологического процесса. Датчики и исполнительные элементы изображены с помощью условных изображений в той последовательности, в которой они идут в реальном технологическом процессе. Показания приборов и состояния задвижек отображаются рядом.

В левой нижней части формы предусмотрено окно сообщений. Для удобства предупредительные и аварийные сообщения выделяются цветом, желтым и красным соответственно. Все сообщения выводятся с указанием времени их возникновения.

Для ИЛ и линии БИК предусмотрен вывод на экран отчетов и трендов. Отчеты представляют собой автоматически формируемые табличные документы, содержащие необходимый объем показаний за определенный период времени (сутки, неделя, месяц).

Также имеется возможность перехода в ручной режим управления насосами, посредством ручного ввода частоты вращения рабочего колеса. Имеется возможность переключения режимов пробоотборника (управление интервалом отбора пробы).

Типовая экранная форма и дерево экранных форм представлены в приложениях Б и В соответственно.

8 Информационное обеспечение

8.1 Состав информационного обеспечения

Схема информационных потоков приведена в приложении Г.

Данную схему можно разделить на несколько уровней. На первом уровне представлены датчики, исполнительные устройства и шкаф модулей ввода – вывода. Отсюда на средний уровень поступают необходимые данные и сигналы (дискретные, аналоговые) измерения и состояния. Взамен со среднего уровня к датчикам и исполнительным устройствам поступают команды управления и настройки.

На следующем уровне ПЛК направляет потоки преобразованной информации, как на АРМ оператора, так и в сервер архивирования. АРМ принимает и отображает полученную информацию. От АРМ могут поступать команды управления, передаваемые на ПЛК. Действия оператора в виде журналов событий, системных сообщений направляются в сервер архивирования. В сервере архивирования вся полученная информация структурируется, после чего информация передается в базы данных. Обращаться к базе данных возможно посредством SQL запросов, например, «Показать данные о параметрах ТП за сутки (неделю)» и т.п.

Верхний уровень представлен базой данных информационной сети и АРМ диспетчера, общение между которыми происходит также по средствам SQL запросов.

Базы данных среднего и верхнего уровня содержат разные наборы данных (см. таблицу 10).

Таблица 10 – Наборы данных в БД

База данных АСУ ТП	База данных информационной сети
данные о параметрах ТП	данные об основных параметрах ТП (сокращенный набор)
данные журнала событий	данные оперативных сводок
данные о системных сообщениях	данные о действиях оператора
данные об отчетах	данные об отчетах

8.2 Методы контроля данных

Основным методом контроля достоверности данных является проверка состояния передающего датчика. Датчик проверяется на обрыв связи, нахождение значения переданного параметра в пределах достоверного диапазона. Также проверяется, находится ли датчик в режиме маскирования. После всего этого проводится проверка на соответствие заданным показателям.

8.3 Информационная совместимость

Использование международных стандартов для организации сетей обмена и передачи данных обеспечивает необходимую совместимость с другими сетями. К таким стандартам относятся: Ethernet, RS-485, Modbus RTU, а также стандарт языков программирования ПЛК IEC 1131-3.

9 Выбор алгоритмов управления АС ЦПС

В автоматизированных системах управления существуют разные уровни управления. В соответствии с этим, существуют разные алгоритмы управления:

- алгоритмы защиты (ПАЗ, как правило, реализуются на ПЛК),
- релейные/ПИД алгоритмы для регулирования параметров технологического оборудования, например, управление положением рабочего органа, уровнем и т.д.,
- запуск либо остановка технологического оборудования (реализуются на ПЛК и в SCADA-системе)
- другие алгоритмы.

В ходе работы по данному курсовому проекту разработан алгоритм сбора данных измерений. Для представления алгоритма сбора данных измерений используется ГОСТ 19.002.

9.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения уровня нефти в сепараторе. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня нефти в сепараторе представлен на рисунке 12

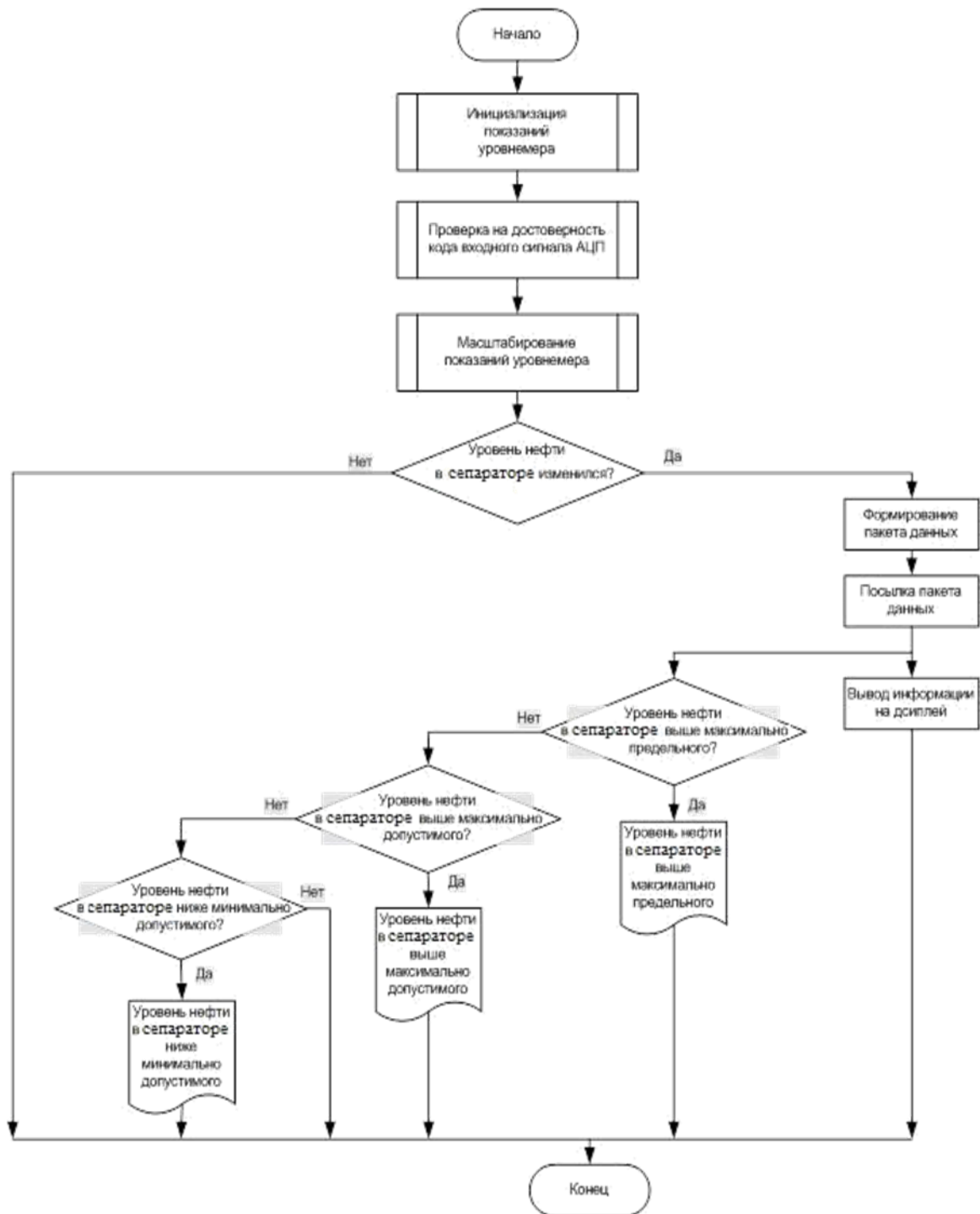


Рисунок 12 – Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня нефти в резервуаре

9.2 Алгоритм пуска/остановки технологического оборудования

В качестве технологического оборудования выберем сепаратор нефти. Для выбранного технологического оборудования разработаем алгоритм пуска/остановка. Алгоритм пуска/остановка сепаратора нефти представлен на рисунке 13.

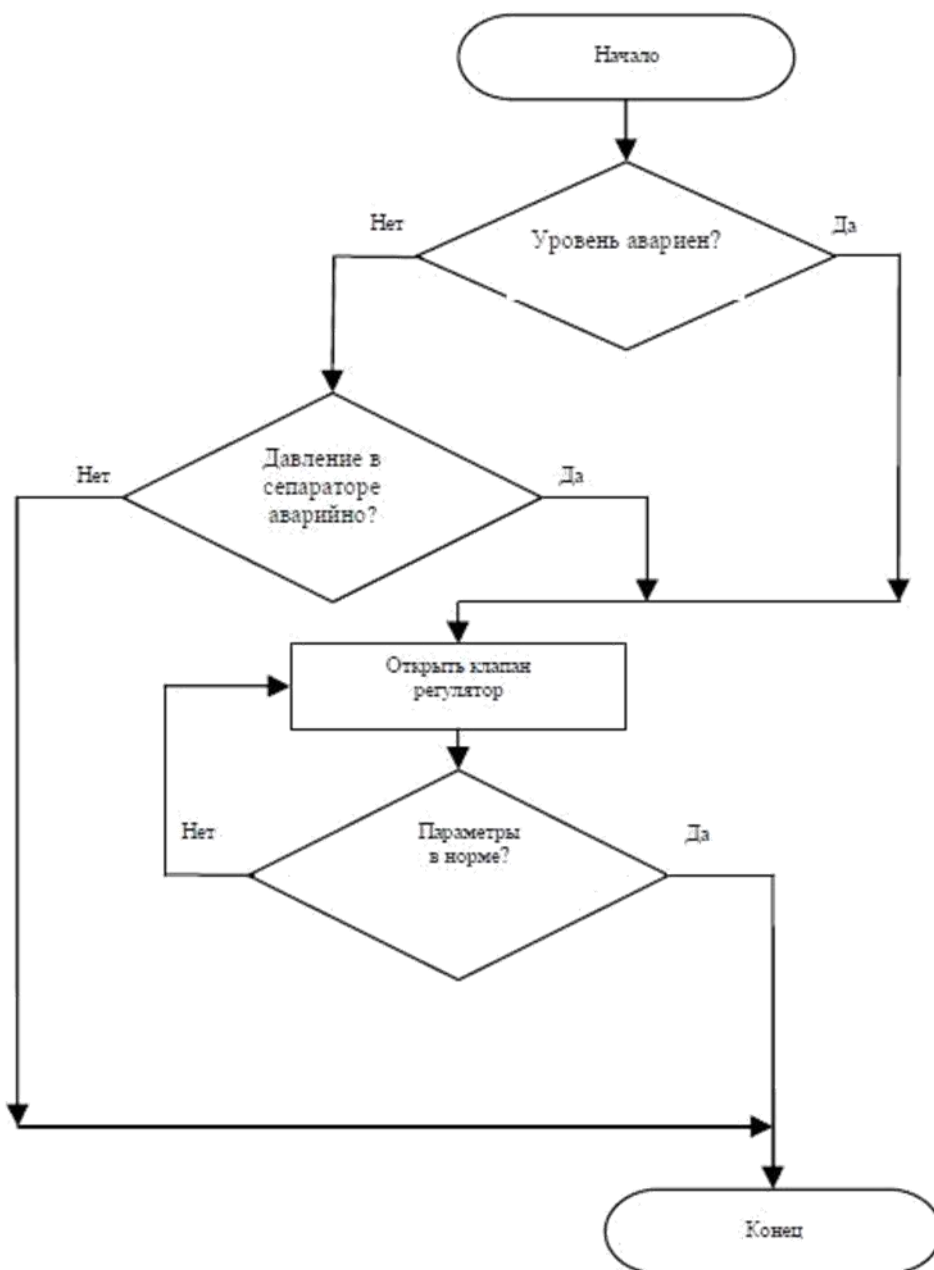


Рисунок 13 – Алгоритм пуска/остановки сепаратора нефти (авария)

9.3 Алгоритм автоматического регулирования параметра

Разработанная система автоматического регулирования регулирует такой технологический параметр, как давление в трубопроводе.

«Разработанная САР основана на методе дросселирования потока, то есть регулирования расхода нефти в трубопроводе с помощью регулирующего органа (задвижки)» [11].

В данную систему автоматического регулирования входят следующие элементы:

- ПИД – регулятор,
- ЦАП – цифро- аналоговый преобразователь,
- АД с частотным регулированием – блок, который включает в себя частотный преобразователь и асинхронный двигатель,
- ДД – датчик давления,
- АЦП – аналого-цифровой преобразователь, задвижку, участок трубопровода, являющийся объектом управления.

Моделирование производится в среде Simulink. Для того, чтобы сформировать модель, необходимо определить передаточные функции всех звеньев, входящих в САР.

Передаточная функция ПИД-регулятора соответствует формуле (1):

$$W_{\text{ПИД}}(s) = K_p + K_d \cdot s + \frac{K_i}{s}, \text{ где} \quad (1)$$

K_p , K_d , K_i – коэффициенты ПИД-регулятора.

«Объектом управления является участок трубопровода, располагающийся между точкой измерения давления и регулирующим органом. Длина участка трубопровода зависит от правил установки и составляет 5 метров» [11].

«Передаточная функция объекта управления приближенно описывается апериодическим звеном первого порядка с чистым запаздыванием и представлена формулой (2) » [11].

$$W(s) = \frac{Q_k(s)}{Q(p)} = \frac{1}{T \cdot s + 1} \cdot e^{-\tau_0 s} \quad (2)$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q}, \quad (3)$$

$$\tau_0 = \frac{Lf}{Q}, \quad (4)$$

$$c = \frac{Q}{f} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{2\Delta p}}, \quad (5)$$

$$f = \frac{\pi d^2}{4}, \quad (6)$$

где $Q_k(s)$ – объемный расход жидкости после клапана,

$Q(p)$ – измеряемый объемный расход жидкости,

ρ – плотность жидкости,

L – длина участка трубопровода между точкой регулирования и точкой измерения,

d – диаметр трубы,

f – площадь сечения трубы,

Δp – перепад давления на трубопроводе,

T – постоянная времени,

τ_0 – запаздывание.

Объект управления обладает характеристиками, приведенными в таблице 11:

Таблица 11 – Характеристики рассматриваемого объекта управления

Наименование параметра	Величина
Плотность нефти, кг/м ³	890
Рабочее давление в трубопроводе, не более, МПа	6,3
Удельный вес нефти γ , кг/с	800
Объемный расход жидкости, м ³ /ч	200
Длина участка трубопровода, м	5
Диаметр трубы, мм	200
Перепад давления на трубопроводе, кгс/м ²	50986

На основе данных произведем расчет численного вида передаточной функции ОУ:

$$f = \frac{\pi d^2}{4} = 0,0314 \text{ м}^2,$$

$$c = \frac{Q}{f} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{2\Delta p}} = \frac{0,0556}{0,0314} \sqrt{\frac{800}{2 \cdot 50986 \cdot 9,8}} = 0,05 \text{ с},$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q} = \frac{2 \cdot 5 \cdot 0,0314 \cdot 0,0025}{0,0556} = 0,0141 \text{ с},$$

$$\tau_0 = \frac{Lf}{Q} = \frac{5 \cdot 0,0314}{0,0556} = 2,824 \text{ с},$$

$$W_{Oy}(s) = \frac{1}{0,0141 \cdot s + 1} \cdot e^{-2,824 \cdot s}.$$

«Передаточная функция блока ЦАП является коэффициентом, примерно равным единице.

Передаточная функция блока АЦП представляет собой коэффициент, который примерно равен единице» [11].

«Частотно регулируемый асинхронный двигатель имеет передаточную функцию, представленную в формуле (7):

$$W_{\text{АД}}(s) = \frac{k}{T_m \cdot s + 1}, \quad (7)$$

Где T_m – электромеханическая постоянная времени,
 k – коэффициент передачи двигателя» [11].

Электромеханическая постоянная времени для асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором равняется 0,2.

То

есть:

$$W_{\text{АД}}(s) = \frac{10}{s + 1},$$

«Датчик давления имеет передаточную функцию пропорционального звена с коэффициентом, равным передаточному коэффициенту измерительной мембраны» [11]:

$$W_{\text{ДД}}(s) = k_{\text{ДД}} = 0,022$$

«В системе, спроектированной в Simulink, задвижку характеризует звено интегратора в сочетании со звеном Saturation, указывающим на ограничение перемещения РО, и со звеном Gain, содержащим значение максимального расхода» [11].

Входным воздействием является единичное ступенчатое воздействие. Значение «1» характеризует величину задания, равную 6,3 МПа, в долях единицы. Поэтому на графике переходного процесса по оси Y отражена относительная величина. Модель системы, спроектированной в Simulink, представлена на рисунке 16.

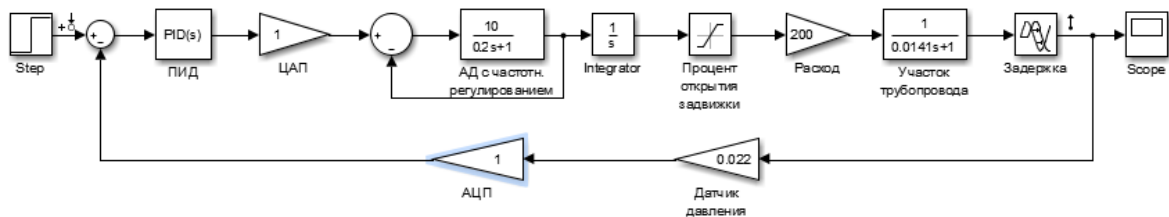


Рисунок 14 – Структурная схема САР

Настройка ПИД-регулятора произведена двумя способами:

1) Автоматизированный режим.

С его помощью были получены следующие коэффициенты ПИД-регулятора:

Proportional (P):	0.042453548963586
Integral (I):	0.000188272583506901
Derivative (D):	0
Filter coefficient (N):	100

Рисунок 15 – Полученные коэффициенты ПИД-регулятора

Полученную в ходе моделирования переходную характеристику

может увидеть на следующем рисунке:

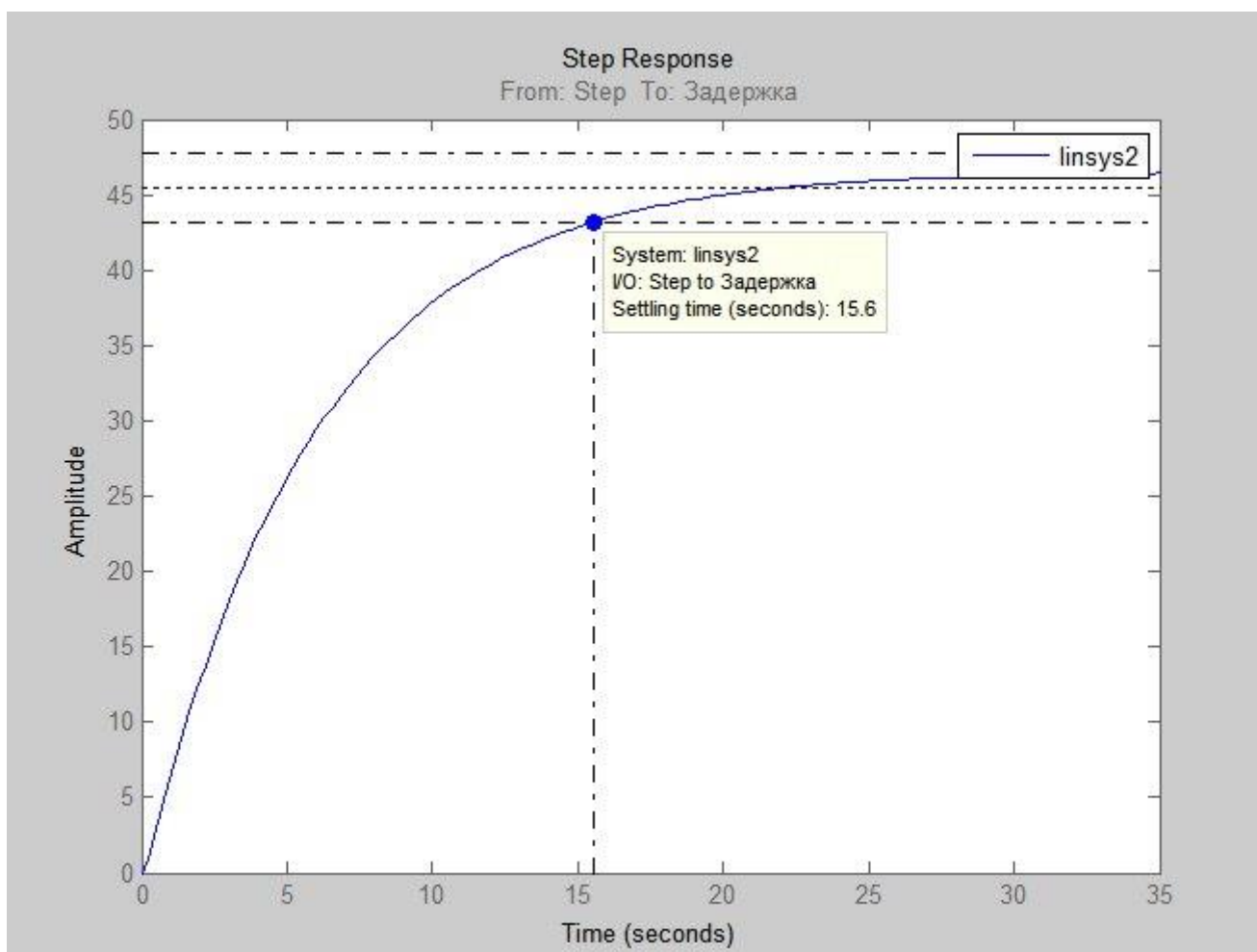


Рисунок 16 – Переходная характеристика при автоматической настройке

Из рисунка видно, что система получилась устойчивой, время переходного процесса, получившееся 15,6 сек. примерно соответствует реальному протеканию процесса регулирования давления после прохождения нефти через задвижку.

2) Метод Циглера-Никольса

Настроим ПИД – регулятор вручную. Для этого воспользуемся методом Циглера – Никольса. Согласно этому методу, первым делом надо вывести систему на устойчивые колебания. Чтобы это сделать, нужно обнулить все коэффициенты регулятора, кроме пропорционального (K_p). Далее, путем подбора K_p , нужно добиться незатухающих колебаний, как на рисунке 17.

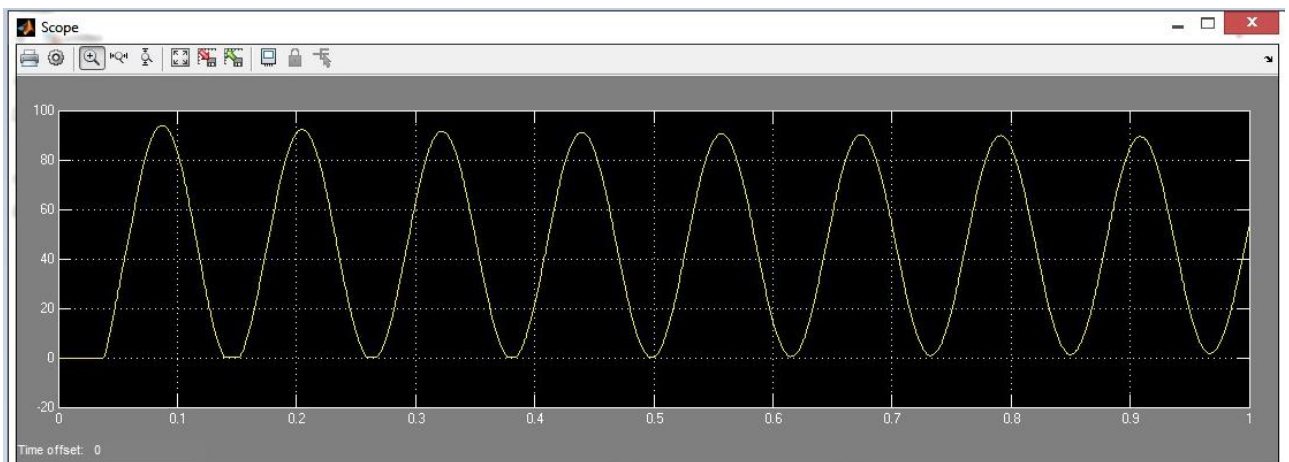


Рисунок 17- Устойчивые колебания

Данные колебания проявились при коэффициенте $K_{кр}=0,1338$. Наблюдаемые устойчивые колебания имеют период $T_{кр}$, равный 0,11с.

Согласно методу Циглера – Никольса, получаем следующие зависимости параметров ПИД – регулятора:

$$K_p = K_{кр} * 0.6;$$

$$T_i = \frac{T_{кр}}{2};$$

$$T_d = \frac{T_{кр}}{8}. \quad (8)$$

Полученные коэффициенты, согласно формуле 8 представлены на рисунке 18:

Proportional (P):	0.08028
Integral (I):	0.05
Derivative (D):	0.0125
Filter coefficient (N):	100

Рисунок 19- Коэффициенты ПИД-регулятора

Внесём данные коэффициенты в ПИД – регулятор, и получим график переходного процесса (рисунок 20).

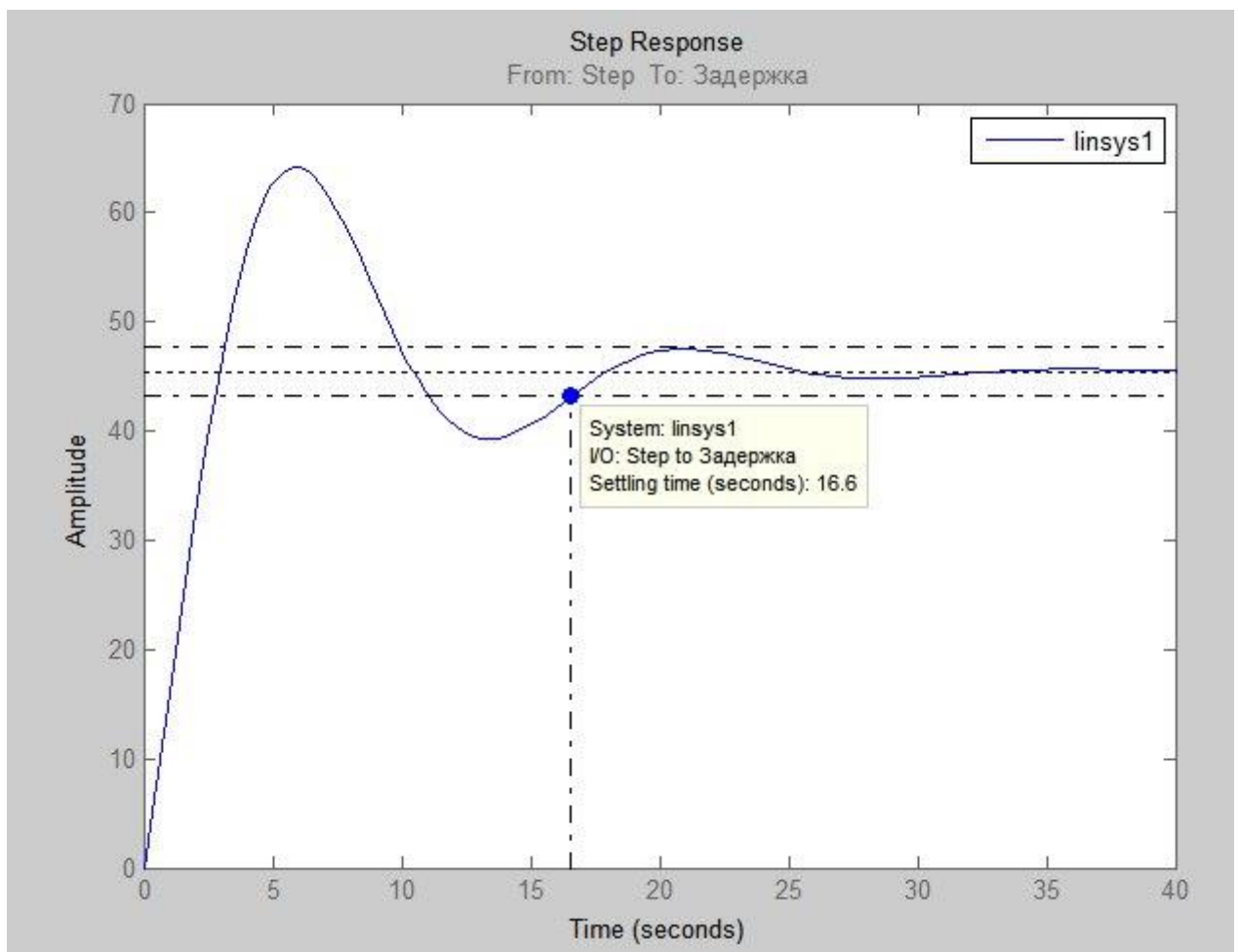


Рисунок 20 – Переходный процесс при ручной настройке

Из рисунка видно, что система получилась устойчивой, время переходного процесса, получившееся 16,6 сек. примерно соответствует реальному протеканию процесса регулирования давления после прохождения нефти через задвижку. Также присутствует перерегулирование, которое может пагубно повлиять на работоспособность системы

Сравнивая ручной и автоматический алгоритмы настройки, можно сказать, что алгоритм настройки, который заложен в MathLab, гораздо совершенней и точнее, нежели метод Циглера – Никольса, который использовался при ручной настройке.

10 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения

В данном разделе проведено технико-экономическое обоснование разработки проекта. Доказана экономическая эффективность данного проекта в сравнении с другими вариантами.

В данном дипломном проекте рассматривается модернизация автоматизированной системы управления центральным пунктом сбора нефти. Центральный пункт сбора (ЦПС) это универсальный технологический объектом, на котором добываемый флюид разделяется на целевые компоненты - товарную нефть, газ и сточную воду. Основное назначение центрального пункта сбора и подготовки нефти состоит в том, чтобы отделить воду от сырья, поступающего с групповых установок, измерить с высокой точностью количество нефти, в которой содержание воды не должно превышать нескольких десятых долей процента, и направить ее через распределительную гребенку на прием магистрального насоса или в резервуар с подключенным насосом. Цель дипломной работы – повысить метрологические параметры, а также разработать систему диспетчерского управления данной установки.

10.1 Анализ конкурентных технических решений

Потенциальные потребители – предприятия, осуществляющие добычу нефти. ЦПС используются на любом предприятии, на котором производится добыча нефти, например, “Газпромнефть”, “Лукойл”, “Сургутнефтегаз”. Поэтому разработка и усовершенствование данной установки являются целесообразными.

Разработаем карту сегментирования, чтобы увидеть, какие ниши на рынке не заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок.

Таблица 12 . Карта сегментирования рынка услуг.

		Вид установки	
		ЦПС без модификаций	ЦПС модернизированные
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		



- фирма А



- фирма Б

Как видно из карты сегментирования, наибольший интерес представляют крупные и средние компании, поэтому именно на них и стоит ориентироваться.

В качестве конкурентных технических решений будем рассматривать ЦПС «Спутник» и «Омега». ЦПС типа «Спутник» получили очень широкое распространение за счет достаточно высокой надежности, и за счет своей относительно небольшой цены. Однако, небольшая цена данной установки объясняется тем, что в установке используются старые датчики, цены на которые, по сравнению с новыми, конечно, ниже. Также, старые датчики обладают менее точными метрологическими характеристиками, и меньшей надежностью.

Главная особенность установок «Омега» - это то, что они предназначены для непрерывного измерения количества жидкости одновременно во всех подключенных скважинах и благодаря им происходит более быстрое разделение газожидкостной смеси . Однако, это отражается на стоимости установки, её долговечности и стоимости ее обслуживания.

Решение, предложенное в данной работе, обладает высокими метрологическими характеристиками (обусловлено выбором современных датчиков), высокой надежностью, простотой эксплуатации.

Проведем анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения с помощью оценочной карты.

Таблица 13. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Надежность	0,3	4,5	4	4	1,35	1,2	1,2
Простота эксплуатации	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Удобство эксплуатации	0,1	4	5	5	0,4	0,5	0,5
Повышение производительности труда	0,2	4	3	4,5	0,8	0,6	0,9
Долговечность	0,1	3,5	4	3	0,35	0,4	0,3
Экономические критерии оценки эффективности							
Цена	0,05	2	4	4	0,1	0,2	0,2
Обслуживание	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,6
Итого	1				4,25	4,05	4,1

Б_ф – разработанная система; Б_{к1} – система «Спутник»; Б_{к2} – система «Омега».

Анализ конкурентных технических решений рассчитаем по формуле 1:

$$K = \sum V_i \cdot B_i \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Как видно из оценочной карты, разработанная система выигрывает у конкурентов по техническим критериям, но значительно проигрывает им по цене, а следовательно, и по экономическим параметрам в целом.

Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект. По своему содержанию данный инструмент близок к методике оценки конкурентных технических решений. Технология может использоваться при проведении различных маркетинговых исследований, существенным образом снижая их трудоемкость и повышая точность и достоверность результатов.

Таблица 14. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
Надежность	0,3	90	100	0,9	0,27
Простота эксплуатации	0,1	50	100	0,5	0,05
Удобство эксплуатации	0,1	50	100	0,5	0,16
Повышение производительности труда	0,2	80	100	0,8	0,16
Долговечность	0,1	50	100	0,5	0,05
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
Цена	0,05	25	100	0,25	0,0125
Обслуживание	0,15	75	100	0,75	0,1125
Итого	1		100		0,705

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$P_{\text{ср}} = \sum P_i \cdot 100$, где $P_{\text{ср}}$ – средневзвешенное значение показателей качества и перспективности научной разработки; P_i – средневзвешенное значение показателя. Значение $P_{\text{ср}}$ позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя $P_{\text{ср}}$ получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

$$P_{\text{ср}} = \sum P_i \cdot 100 = 0,705 \cdot 100 = 70,5$$

Вывод:

По результатам оценки качества и перспективности разработка имеет перспективную оценку ($P_{\text{ср}} = 70,5$).

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.

Составляем результирующую матрицу SWOT.

Таблица 15. Матрица SWOT

	Сильные стороны: С1. Цена обслуживания. С2. Простота. С3. Надежность.	Слабые стороны: Сл1. Более высокая цена, по сравнению с конкурентами. Сл2. Средняя долговечность. Сл3 Сложности при пусконаладке.
Возможности: В1. Старение большинства систем по разделению нефтежидкостной смеси на компоненты. В2. Договоры с крупными добывающими компаниями в России.	В1С1С3 – так как множество установок покупается на долгосрочный период, цена обслуживания – один из главных факторов при выборе. В2С1С3 – за счет работы с крупными предприятиями можно улучшить повысить характеристики устройства.	В2Сл3 – сложности при пусконаладке исключается квалифицированным персоналом, уже осуществлявшим подобные процедуры. Такой персонал обязательно есть в любой крупной фирме.
Угрозы: У1. Нет производственных доказательств надежности функционирования. У2. Нежелание многих компаний на изменения.	У1С1С2С3 – нет доказательств надежности функционирования системы на реальных предприятиях.	

10.2 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Группа участников состоит из студента и руководителя. Для выполнения научного исследования сформирован ряд работ, назначены должности исполнителя для каждого этапа работы (таблица 16).

Таблица 16. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ Раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1.	Выбор направления научного исследования	Студент
	2.	Составление и утверждение технического задания	Руководитель Студент
	3.	Календарное планирование работ по теме	Студент
	4.	Подбор и изучение материалов по теме	Студент

Анализ предметной области	5.	Анализ отобранного материала	Студент Руководитель
Разработка АСУ ТП	6.	Описание технологического процесса	Студент
	7.	Разработка функциональной схемы автоматизации	Студент
	8.	Разработка структурной схемы автоматизации	Студент
	9.	Разработка схемы информационных потоков	Студент
	10.	Подбор датчиков и ПЛК	Студент
	11.	Разработка схемы соединения внешних проводок	Студент
	12.	Разработка экранных форм	Студент
	13.	Разработка алгоритмов управления системы	Студент
	14.	Написание раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Студент
	15.	Написание раздела «социальной ответственности»	Студент
	16.	Проверка работы с руководителем	Студент Руководитель
Оформление отчета	17.	Составление пояснительной записки	Студент
	18.	Подготовка презентации дипломного проекта	Студент

Определение трудоемкости выполнения работ

Для определения трудоемкости работ будем использовать такие показатели как ожидаемое значение трудоемкости, продолжительность каждой работы, продолжительность выполнения i – ой работы в календарных днях, коэффициент календарности.

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$ применяется следующая формула 2:

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

где t_{min} – минимальная трудоемкость i -ой работы, чел/дн.;

t_{max} – максимальная трудоемкость i -ой работы, чел/дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями (формула 3).

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{\Psi_i} \quad (3)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

Ψ_i – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни (формула 4).

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле 5:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} \quad (5)$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

Коэффициент календарности: $K_{кал} = 365 / (365 - 119) = 1,48$.

Расчеты по трудоемкости выполнения работ приведены в таблице 17.

Таблица 17. Временные показатели проведения научного исследования

Название Работы	Трудоёмкость работ						Исполнители		Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожид}$, чел-дни					
	Студент	Преподаватель	Студент	Преподаватель	Студент	Преподаватель	Студент	Преподаватель	Одновременное выполнение работ	Одновременное выполнение работ
Выбор направления научного исследования	7	0	12	0	9	0			12	17,76
Составление и утверждение технического задания	2	3	7	5	4	3,8			3,9	5,772
Календарное планирование работ по теме	1	0	4	0	2,2	0			2,2	3,256
Подбор и изучение материалов по теме	15	0	20	0	17	0			20	29,6
Анализ отобранного материала	5	3	19	6	10,6	4,2			7,4	10,952
Описание технологического процесса	2	0	4	0	2,8	0			2,8	4,144
Разработка функциональной схемы автоматизации	6	0	12	0	8,4	0			8,4	12,432
Разработка структурной схемы автоматизации	3	0	6	0	4,2	0			4,2	6,216
Разработка схемы информационных потоков	2	0	4	0	2,8	0			2,8	4,144
Подбор датчиков и ПЛК	5	0	10	0	7	0			10	12,432

Разработка схемы соединения внешней проводки	3	0	6	0	4,2	0			4,2	6,216
Разработка экранных форм	8	0	16	0	11,2	0			11,2	16,576
Разработка алгоритма управления системы	4	0	11	0	6,8	0			6,8	10,064
Написание раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффект ивность и ресурсосбереж ение»	3	0	8	0	5	0			5	7,4
Написание раздела «социальной ответственност и»	5	0	11	0	7,4	0			7,4	10,952
Проверка работы с руководителем	6	5	12	9	8,4	6,2			7,3	10,804
Составление пояснительной записки	12	0	16	0	13,6	0			13,6	20,128
Подготовка презентации дипломного проекта	2	0	4	0	2,8	0			2,8	4,144
Итого	91	11	182	20	127,4	14,6			132	195,36

Разработка графика проведения научного исследования

По данным из таблицы 17 «Временные показатели проведения научного исследования» создадим диаграмму Ганта, которая строилась при максимальном количестве дней при каждом процессе. Данная диаграмма представлена в таблице 18. Синий цвет – совместная работа студента и преподавателя, желтый – индивидуальная работа студента.

Таблица 18. Диаграмма Ганта

Название работы	Янв.		Фев.		Март		Апр.		Май		Июнь	
	1-15	16-30	1-15	16-30	1-15	16-30	1-15	16-30	1-15	16-30	1-15	16-30
Выбор направления научного исследования	■											
Составление и утверждение ТЗ		■										
Календарное планирование работ по теме		■										
Подбор и изучение материалов по теме		■	■									
Анализ отобранного материала				■								
Описание технологического процесса				■								
Разработка функциональной схемы					■							
Разработка структурной схемы						■						
Разработка схемы информационных потоков							■					
Выбор датчиков и ПЛК								■				
Разработка схемы внешних проводок									■			
Разработка экранных форм										■		
Разработка алгоритмов управления											■	
Раздел «Финансовый менеджмент»											■	
Раздел «Социальная ответственность»											■	
Проверка работы с руководителем											■	
Составление пояснительной записки												■
Подготовка презентации												■

Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Бюджет научно-технического исследования должен быть основан на достоверном отображении всех видов расходов, связанных выполнением проекта. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).

Расчет материальных затрат НТИ

Для вычисления материальных затрат воспользуемся следующей формулой 7:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расxi} , \quad (7)$$

где m – количество видов материальных ресурсов;

$N_{расxi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов;

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Для разработки данного научного проекта необходимы следующие материальные ресурсы: ноутбук, канцелярские товары, печатная бумага, принтер (таблица 19).

Таблица 19. Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Кол-во	Цена (руб.)
Ноутбук	шт.	3	7000
Канцелярские товары	шт.	3	00
Печатная бумага	пачка	2	00
Принтер	шт.	3	000
Итого (руб.)			40500

Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату (формула 8):

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (8)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле 9:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}}, \quad (9)$$

где $Z_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

при отпуске в 72 раб. дней $M=9,6$.

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 20).

Таблица 20. Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	119	119
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	198	174

Месячный должностной оклад работника (формула 10):

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (10)$$

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Z_{tc});

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20% от Z_{tc});

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 21.

Таблица 21. Расчет основной заработной платы

Исполнители	Z_{tc} , руб.	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	27484	1,3	57166,72	3233	15	48495
Студент	1692	1,3	2200	131	196	25676

Дополнительная заработная плата

Дополнительная заработная плата включает заработную плату за не отработанное рабочее время, но гарантированную действующим законодательством.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле 11:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (11)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

$k_{\text{доп}}$ равен 0,12. Результаты по расчетам дополнительной заработной платы сведены в таблицу 22.

Таблица 22. Затраты на дополнительную заработную плату

Исполнители	Основная зарплата (руб.)	Коэффициент дополнительной заработной платы ($k_{\text{доп}}$)	Дополнительная зарплата (руб.)
Руководитель	48495	0,12	5819,5
Студент	25676	0,12	3081,12
Итого:			8900,62

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из формулы 12:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (12)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2017 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2017 году пониженная ставка – 27,1%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 23.

Таблица 23. Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	48495	5819,5
Студент	25676	3081,12
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого		

Руководитель	16294,35
Студент	8627,16

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 24.

Таблица 24. Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Руководитель	Студент
1. Материальные затраты НИИ	0	40500
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	48495	25676
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	5819,5	3081,12
4. Отчисления во внебюджетные фонды	16294,35	8627,16
Бюджет затрат НИИ	70608,85	77884,28

Определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности исследования

Финансовые ресурсы, затраченные на данное исследование, составляют 148493,13 рублей. Срок окупаемости проекта должен быть небольшим, угрозы, описанные в SWOT-анализе, не являются критическими, и не должны повлиять на успешность выхода разработки на рынок. К тому же, огромное значение для большинства предприятий имеют стоимость обслуживания, и надежность системы, в разработанном проекте, по предварительным данным, оба параметра находятся на высоком уровне, что должно заинтересовать предприятия. Проект находится на стадии доработки технической документации и моделирования отдельных узлов системы, за которым последует моделирование системы в целом.

11 Социальная ответственность

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы анализа вредных и опасных факторов труда, разрабатываются меры защиты от вредных и опасных производственных факторов для рабочего места в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, а также даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда и охране окружающей среды.

В рамках ВКР рассматривается система диспетчерского управления автоматизированной групповой замерной установки. АГЗУ предназначены для определения количества жидкости, добываемой из нефтяных скважин, и контроля их работы на нефтяных месторождениях. Эксплуатационное назначение установок заключается в обеспечении контроля за технологическими режимами работ нефтяных скважин. Цель дипломной работы – повысить метрологические параметры, а также разработать систему диспетчерского управления данной установки.

Во время работы персонал может быть подвержен влиянию следующих факторов:

1. Аэроионный состав воздуха.
2. Параметры микроклимата.
3. Уровень статического электричества.
4. Уровень электромагнитных излучений.
5. Отсутствие или недостаток естественного света.
6. Режим освещения.
7. Прямая и отраженная блескость.
8. Уровень шума.
9. Монотонность труда.
10. Умственное перенапряжение.

Производственная безопасность

Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы" [1] устанавливают требования безопасности к ПК, к помещениям для работы с ПК: к микроклимату, уровню шума и вибрации, освещенности, уровню электромагнитных полей на рабочем месте, общие требования к организации рабочих мест: расположение видео дисплейного терминала, конструкция стола и кресла/стула.

Требования к ВДТ

В таблице 25 укажем требования СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 к ВДТ и реальные значения, отражающие параметры объекта:

Таблица 25. Требования к видеодисплейному терминалу.

Параметр	Допустимые значения
Яркость белого поля	Не менее 35 кд/м ²
Неравномерность яркости рабочего поля	Не более ± 20 %
Контрастность (для монохромного режима)	Не менее 3 : 1
Временная нестабильность изображения (мелькание)	Не должна фиксироваться

Микроклимат производственных помещений

Микроклимат помещения определяется тремя основными параметрами:

- температура окружающего воздуха, °С;
- относительная влажность воздуха, %;
- скорость движения воздуха, м/с;

Комфортность труда и высокая производительность работающего зависит от микроклимата в помещении. Микроклимат определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, относительной влажности и

скорости движения воздуха. Оптимальные и допустимые значения характеристик микроклимата, согласно СанПиН 2.2.4.548–96 [2] приведены в таблице 26:

Таблица 26. Допустимые и оптимальные параметры микроклимата.

Сезон	Температура, С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха,
Холодный и переходный	22-24	40-60	до 0,1
Тёплый	23-25	40-60	0,1-0,2

Оптимальные условия микроклимата обеспечивают комфортную работу трудящегося, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, поддерживают высокий уровень работоспособности.

Работа персонала в данном случае относится к категории работ I а, с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч. Работы производятся сидя и сопровождаются незначительным физическим напряжением.

Нормальные значения параметров микроклимата в помещении, где находится рабочее место в течение всего года поддерживаются, благодаря установленному кондиционеру и центральному отоплению.

Производственный шум

Во время работы персонал подвержен влиянию производственного шума, издаваемого офисной техникой. В результате происходит снижение производительности труда, увеличивается брак в работе, создаются предпосылки к возникновению несчастных случаев.

Требования к уровню шума регламентируются СанПин 2.2.4/2.1.8.562-96 [3] и уровень шума составляет не более 80 дБа.

Электромагнитные и электрические поля

Рабочее место инженера-проектировщика подвержено влиянию электромагнитных полей (ЭМП). Источниками ЭМП является офисное оборудование, в частности компьютеры (ЭВМ).

Большая часть электромагнитного излучения, создаваемого ЭВМ, происходит от видеокабеля и системного блока. В составе современных персональных компьютеров практически все электромагнитное излучение идет от системного блока. Современные компьютеры выпускаются производителями со специальной металлической защитой внутри системного блока для уменьшения фона электромагнитного излучения.

Электромагнитное поле обладает способностью биологического, специфического теплового воздействия на организм человека. При воздействии полей, имеющих напряженность выше предельно допустимого уровня, развиваются нарушения со стороны нервной, сердечнососудистой систем, органов пищеварения и некоторых биологических показателей крови. Степень воздействия электромагнитных излучений на организм человека зависит от диапазона частот, интенсивности воздействия соответствующего фактора, продолжительности облучения, характера излучения, режима облучения, размеров облучаемой поверхности тела и индивидуальных особенностей организма человека.

Критерием безопасности для человека, находящегося в электрическом поле промышленной частоты, принята напряжённость этого поля. Гигиенические нормы для персонала, который систематически находится в этой зоне, установлены ГОСТ Р 12.1.019-2009 [4].

Использование современной офисной техники позволяет избежать повышенных электромагнитных и электрических полей.

Возможные способы защиты от ЭМП на путях распространения:

- применение поглотителей мощности;
- увеличение расстояния от источника излучения;
- уменьшение времени пребывания в поле и под воздействием излучения;
- подъем излучателей и диаграмм направленности излучения;
- блокировочные излучения;
- экранирование излучений.

Ионизирующее излучение

Основным источником ионизирующего излучения является дисплей компьютера (ЭВМ).

Ионизирующее излучение может вызывать торможение функций кроветворных органов, нарушение нормальной свертываемости крови и увеличение хрупкости кровеносных сосудов, снижение сопротивляемости организма к инфекционным заболеваниям.

Доза облучения при расстоянии до дисплея 20 см составляет 50 мкбэр/час. Конструкция ПЭВМ должна обеспечивать мощность экспозиционной дозы мягкого рентгеновского излучения в любой точке на расстоянии 0,05 м от экрана и корпуса не более 1 мкЗв/час (100 мкР/час).

При защите от внешнего облучения, возникающего при работе с дисплеем, проводятся следующие мероприятия:

- для обеспечения оптимальной работоспособности и сохранении здоровья на протяжении рабочей смены должны устанавливаться регламентированные перерывы – при 8-часовом рабочем дне продолжительностью 15 минут через каждый час работы;
- дисплей устанавливается таким образом, чтобы от экрана до оператора было не менее 60-70 см;
- должны использоваться дисплеи со встроенными защитными экранами.

Для мониторов рекомендуется следующее дооснащение:

- защитный фильтр для экрана, ослабляющий переменное электрическое и электростатическое поля;
- для одиночных ЭВМ или их однорядном расположении – специальное защитное покрытие на переднюю панель и боковые стенки;
- при многорядном расположении ЭВМ, если соседние рабочие места располагаются близко друг к другу (на расстоянии 1,2...2,5 м) – защитное покрытие задней и боковых стенок, монтирование специальных экранирующих панелей с задней и боковых сторон монитора, установка перегородок между различными пользователями.

Разработана технология защиты от электростатических, переменных электрической и магнитной составляющих ЭМИ путем нанесения электропроводных покрытий на внутреннюю поверхность корпуса монитора и его заземления, встраивания в дисплей оптического защитного фильтра, защищающего от излучений со стороны экрана.

При выполнении дипломной работы использовались жидкокристаллические мониторы с низким уровнем излучения. Все ЭВМ были расположены на отдельных столах за перегородками, следовательно, все требования нормативной документации были выполнены.

Электробезопасность

В помещении, где происходит выполнение работы, находится 2 ЭВМ мощностью по 350 Вт с напряжением питания 220 В.

В целом, помещение сухое, непыльное, с нормальной температурой воздуха и поэтому относится к классу помещений без повышенной опасности: переключатели, кнопки и разъемы, клавиатура изолированы, пол покрыт электроизоляционным покрытием. Корпус ЭВМ изготовлен из металлического листа, обладает высокой механической прочностью и высокими экранирующими свойствами, покрыт токонепроводящими полимерными пластмассами. Компьютер подключен к заземляющему контуру.

Электрические изделия по способу защиты человека от поражения электрическим током подразделяются на пять классов: 0, 01, 1, 2, 3.

ЭВМ можно отнести к классу 01, то есть, к изделиям, имеющим рабочую изоляцию, элемент для заземления и провод без заземляющей жилы для присоединения к источнику питания. При начале работы с ЭВМ необходимо проверить герметичность корпуса, не открыты ли токоведущие части. Убедиться в подключении заземляющего проводника к общей шине заземления, проверить его целостность. Если заземляющий проводник отключен, подключать его можно только при отключении машины от

питающей сети. Для повышения безопасности работать можно с использованием резиновых ковриков.

Важное значение для предотвращения электротравматизма имеет правильная организация обслуживания действующих электроустановок, проведение ремонтных, монтажных и профилактических работ.

Экологическая безопасность

Сегодня проблема загрязнения окружающей среды приобретает глобальный характер. И атмосфера, и гидросфера загрязнены токсичными веществами, созданными человеком. Человечество должно разрабатывать и совершенствовать инженерно-технические средства защиты окружающей среды, развивать основы создания замкнутых, безотходных и малоотходных производств. Современная техника и технологии позволяют сократить выбросы вредных и токсичных веществ в окружающую среду, однако для обеспечения экологии на долгосрочный период времени требуется постоянно совершенствовать технологии добычи, потребления, переработки сырья, использования и утилизации оборудования.

Мероприятия по защите окружающей среды:

В офисной среде необходимо использовать системы электронного документооборота. Это поможет избежать излишнего потребления бумаги, чернил и, соответственно, их утилизации.

Вышедшие из строя детали компьютеров и других технических приборов следует отправлять на утилизацию.

При проектировании технологически установок следует выбирать наиболее безопасные и экологичные материалы.

Необходимо выключать приборы и установки после работы с ними, чтобы уменьшить потребление электроэнергии, а также исключить влияние вредных и опасных факторов, связанных с прибором (установкой).

Одной из серьезных проблем современности является масштабное потребление электроэнергии. С увеличением количества компьютерных систем, внедряемых в производственную сферу, увеличивается и объем

потребляемой ими электроэнергии, что влечет за собой увеличение мощностей электростанций и их количества. И то, и другое не обходится без нарушения экологической обстановки.

Таким образом, очевидно, что необходимо стремиться к снижению энергопотребления, то есть разрабатывать и внедрять системы с малым энергопотреблением.

Пожарная безопасность

Одной из наиболее важных задач пожарной защиты является защита строительных помещений от разрушений и обеспечение их достаточной прочности в условиях воздействия высоких температур при пожаре. Учитывая высокую стоимость электрооборудования, а также категорию его пожарной опасности, здания для офиса, в котором предусмотрено размещение ПЭВМ должны быть 1 и 2 степени огнестойкости.

Для изготовления строительных конструкций используются, как правило, кирпич, железобетон, стекло, металл и другие негорючие материалы. Применение дерева должно быть ограничено, а в случае использования необходимо пропитывать его огнезащитными составами. В офисе противопожарные преграды в виде специальных перегородок из негорючих материалов устанавливают между кабинетами.

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших возгораний, относятся пожарные стволы, внутренние пожарные водопроводы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла и т. д.

Для тушения пожаров на начальных стадиях широко применяются огнетушители. По виду используемого огнетушащего вещества огнетушители бывают, в основном, пенного, порошкового, углекислотного вида. В производственных помещениях ВЦ применяются главным образом углекислотные огнетушители, достоинством которых является высокая эффективность тушения пожара, сохранность электронного оборудования, диэлектрические свойства углекислого газа, что позволяет использовать эти

огнетушители даже в том случае, когда не удастся обесточить электроустановку сразу.

Помещение оборудовано датчиками пожарной сигнализации, реагирующие на появление дыма. В рабочем помещении вывешены «Планы эвакуации людей при пожаре», регламентирующие действия персонала в случае возникновения очага возгорания и указывающий места расположения пожарной техники. В необходимых местах размещены ручные огнетушители. Средством оповещения сотрудников о пожаре служит пожарная сигнализация.

Для предупреждения возникновения пожара необходимо соблюдать следующие правила пожарной безопасности:

- исключение образования горючей среды (герметизация оборудования, контроль воздушной среды, рабочая и аварийная вентиляция);
- применение при строительстве и отделке зданий негорючих или трудно сгораемых материалов;

Необходимо в офисном помещении проводить следующие пожарно-профилактические мероприятия:

- организационные мероприятия, касающиеся технического процесса с учетом пожарной безопасности объекта;
- эксплуатационные мероприятия, рассматривающие эксплуатацию имеющегося оборудования;
- технические и конструктивные, связанные с правильным размещением и монтажом электрооборудования и отопительных приборов.

Организационные мероприятия:

- противопожарный инструктаж обслуживающего персонала;
- обучение персонала правилам техники безопасности;
- издание инструкций, плакатов, планов эвакуации.

Эксплуатационные мероприятия;

- соблюдение эксплуатационных норм оборудования;
- обеспечение свободного подхода к оборудованию.
- содержание в исправности изоляции токоведущих проводников.

Технические мероприятия:

- соблюдение противопожарных мероприятий при устройстве электропроводок, оборудования, систем отопления, вентиляции и освещения. В офисном помещении имеется порошковый огнетушитель типа ОУ-8, на входной двери приведен план эвакуации в случае пожара, и на достигаемом расстоянии находится пожарный щит.
- профилактический осмотр, ремонт и испытание оборудования.

Кроме устранения самого очага пожара, нужно своевременно организовать эвакуацию людей.

При возникновении пожара каждый обнаруживший пожар обязан:

1. Немедленно сообщить об этом в пожарную охрану по телефону 01.
2. Сообщить о случившемся дежурному персоналу.
3. Оказать помощь дежурному персоналу в организации эвакуации людей из здания и тушении пожара

Заключение

Результатом выполнения курсовой работы стала модернизированная автоматизированная система управления центральным пунктом сбора нефти. При ее разработке были разработаны функциональные схемы автоматизации по ГОСТ 21.408-13, а так же схема ФСА по ANSI. Разработанные функциональные схемы автоматизации позволили определить состав и количество оборудования, необходимого для исполнения данной установки. Был выбран программируемый логический контроллер Siemens S7-300, позволяющий осуществлять сбор информации и ее обработку и хранение. Спроектированная система внешних проводок позволяет определить порядок передачи сигналов с полевых устройств к щиту КИПиА.

Выбраны датчики, осуществляющие сбор данных на установке. Выбран датчик давления, газосигнализатор, датчик уровня.

Разработаны экранные формы, предназначенные для осуществления управления оператор с его АРМ технологическим процессом. Разработан алгоритм сбора данных измерений. Для разработки системы управления выбрано ПО Simatic WinCC, позволяющее разрабатывать от простейших кнопочных панелей до сложных конфигураций уровня SCADA.

Разработанная установка учитывает последние тенденции автоматизации, такие как:

- модульность,
- взаимозаменяемость компонентов системы,
- экологическая и производственная безопасность,
- высокие метрологические показатели.

Разработанная АСУ ЦПС нефти выполнена в соответствии с действующими требованиями Госстандарта и Госгортехнадзора, отраслевыми и ведомственными РД, а также в соответствии с международными стандартами.

Список использованных источников

1. ГОСТ 21552-84. Средства вычислительной техники. Общие технические требования, приемка, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-21552-84>, свободный.
2. Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению. Требования по эргономике и технической эстетике. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://life-prog.ru/1_10358_trebovaniya-k-zashchite-informatsii-ot-nesanktsionirovannogo-dostupa.html, свободный.
3. Защита информации. Концепция безопасности и система защиты информации. Требования к защите информации от несанкционированного доступа, к функциям, реализуемым системой. Компоненты системы защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://otherreferats.allbest.ru/programming/00039267_0.html, свободный.
4. Требования к видам обеспечения. Требования к информационному обеспечению. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://automation-system.ru/spravochnik-inzhenera/34-glava7/307-7-7.html>, свободный.
5. Требования к системе и техническим параметрам. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/5157548/page:4/>, свободный.
6. Датчики давления Метран-150CG. Руководство по эксплуатации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.logika-consortium.ru/wp-content/uploads/2016/07/Rukovodstvo-po-ekspluatatsii-1.pdf>, свободный.
7. Уровнемер Rosemount 5300. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.suer.ru/data/6863034_Param0.pdf, свободный.
8. Уровнемер ОВЕН ПДУ И. [Электронный ресурс]. <http://www.owen.ru/catalog>– Режим доступа:, свободный.

9. Газосигнализатор ГСМ-05, описание. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.npptec.ru/400-1-gazosignalizatorgsm-05.html>, свободный.

10. Кабели КВВГ, КВВГЭ, КВВГз, КВВБбГ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.podolskkabel.ru/catalog/kvvg_kvve_kvvgz, свободный.

11. НЕЧЕТКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ РАСХОДА НЕФТИ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/36926/1/conference_tpu-2016-C04_V1_p329-330.pdf, свободный.

Приложение А

Альбом схем

Перв. примен.

Справ. №

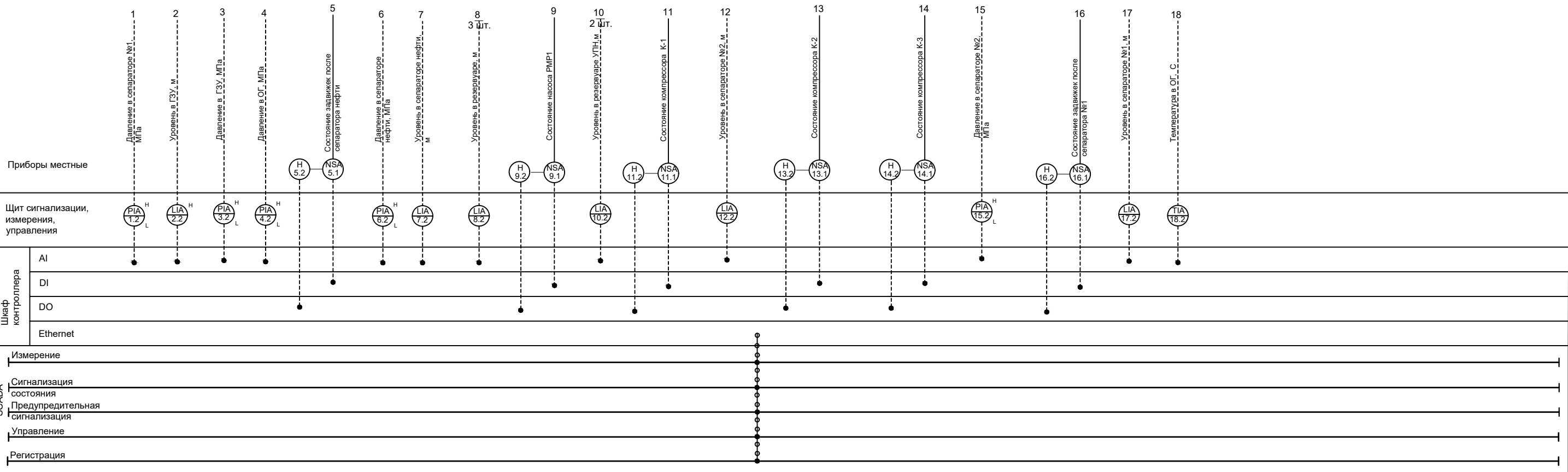
Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



ФЮРА.420609.02

Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата	Модернизация АС управления центральным пунктом сбора нефти	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Кустов					У		
Пров.	Громаков					Лист	Листов	
Т.контр.								
Н.контр.								
Утв.					Функциональная схема автоматизации	ТПУ ИК СУМ гр. 8Т31		

ФЮРА.420609.01

Перв. примен.

Справ. №

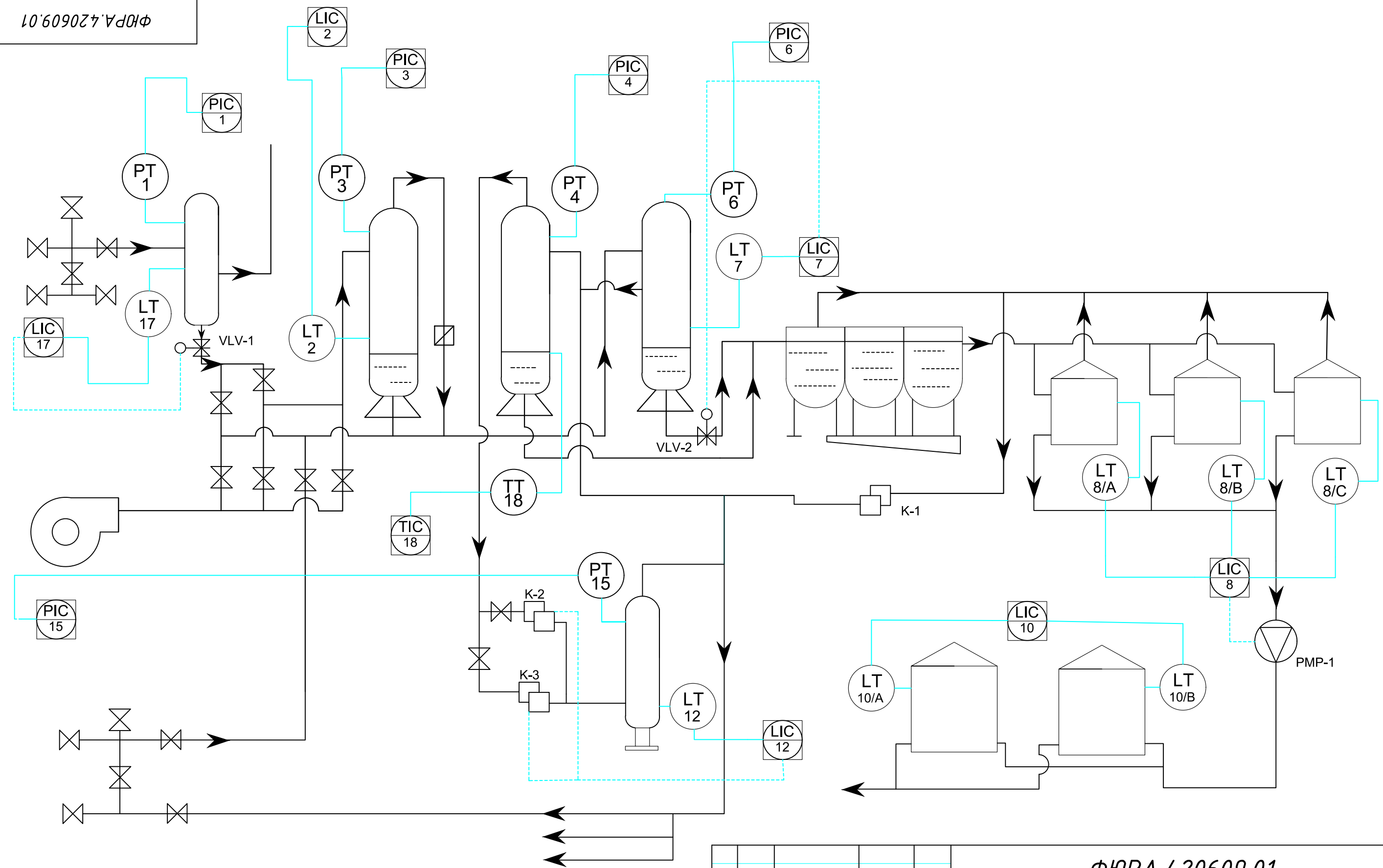
Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



ФЮРА.420609.01					Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата	у		
Разраб.	Кустов А.С.				Лист		
Пров.	Громаков Е.И.				Листов		
Т.контр.					ТПУ ИК СУМ гр. 8Т31		
Н.контр.							
Утв.							

Модернизация АС
управления центральным
пунктом сбора нефти

Функциональная схема
автоматизации

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

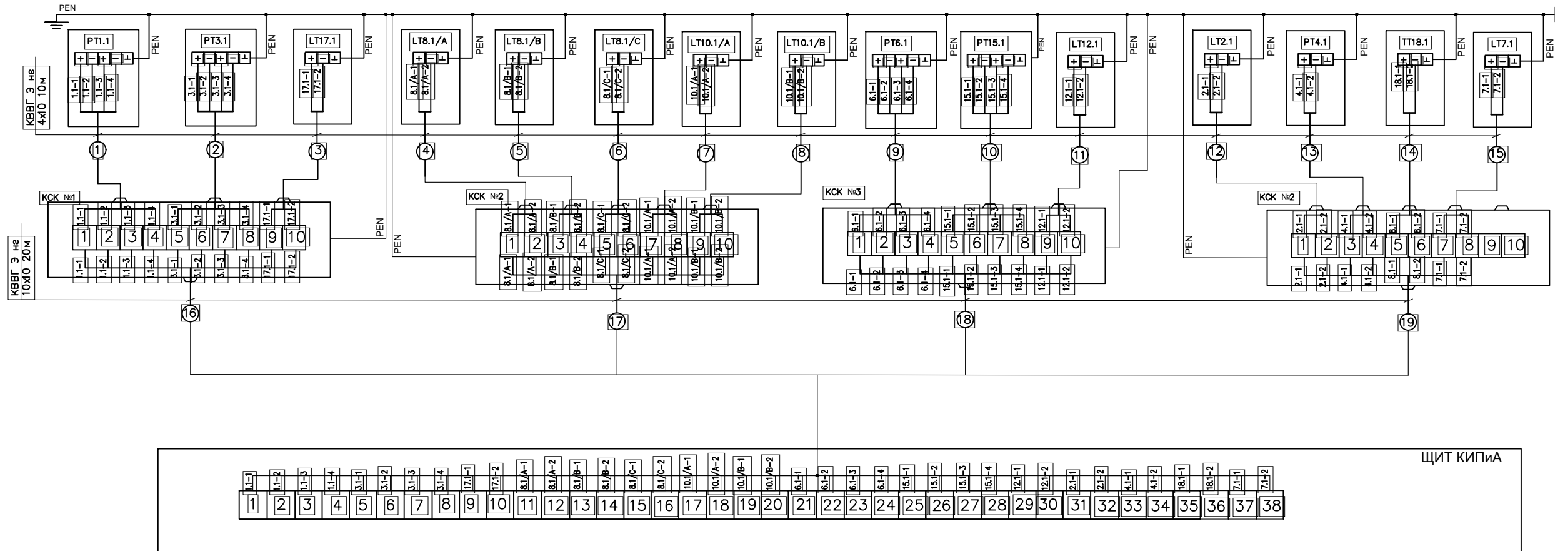
Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

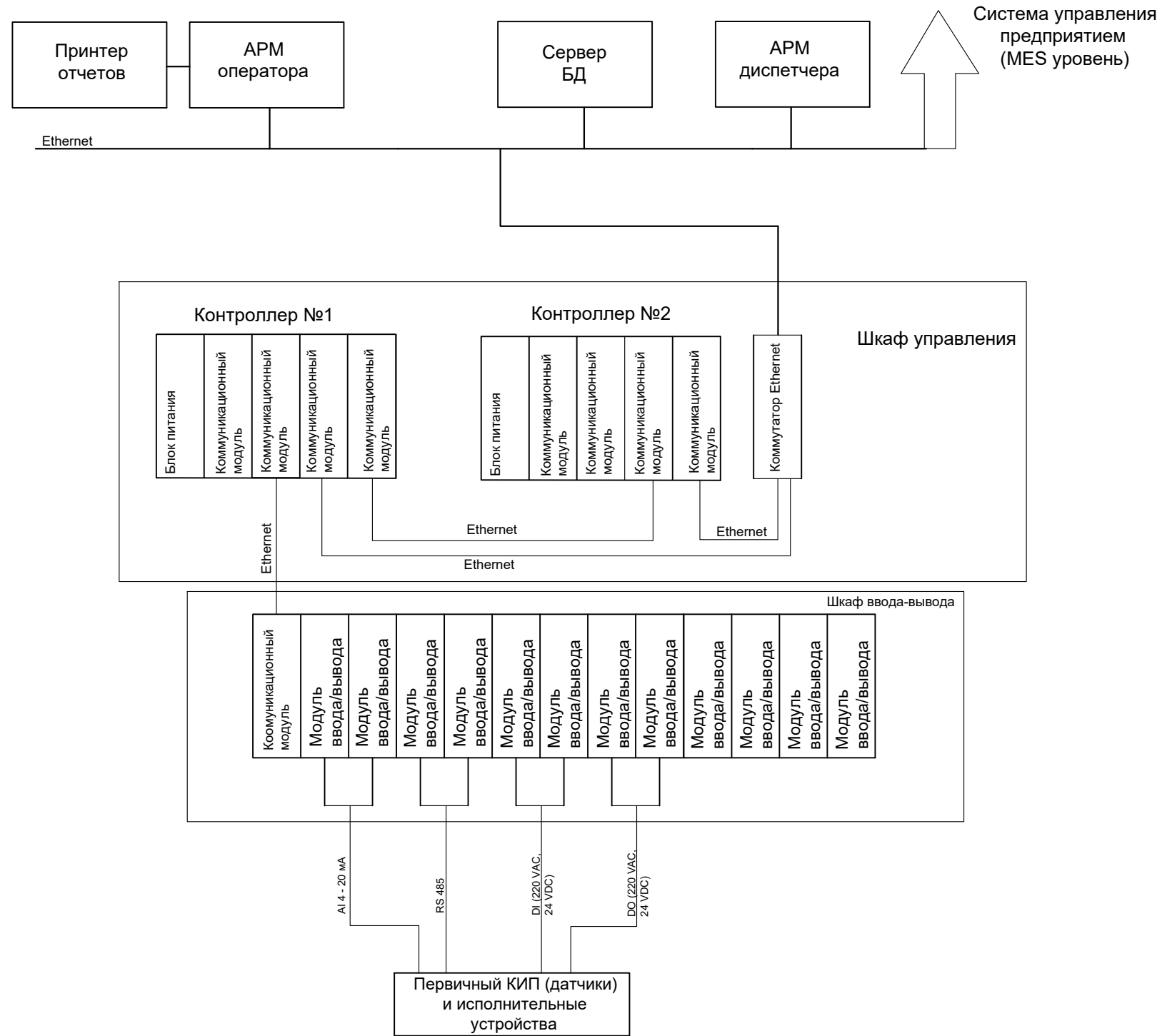
Инв. № подл.

Наименование параметра и место отбора импульса	Система управления центральным пунктом сбора нефти														
	Давление в сепараторе №1	Уровень жидкости в сепар-ре №1	Давление в ГЗУ	Уровень нефти в ГЗУ	Давление в ОГ	Температура в ОГ	Давление в сепараторе нефти	Уровень в сепараторе нефти	Уровень в резервуаре №1	Уровень в резервуаре №2	Уровень в резервуаре №3	Уровень в резервуаре УПН №1	Уровень в резервуаре УПН №2	Давление в сепараторе №2	Уровень в сепараторе №2
Поз. обозначение	PT1.1	LT17.1	PT3.1	LT2.1	PT4.1	TT18.1	PT6.1	LT7.1	LT8.1/A	LT8.1/B	LT8.1/C	LT10.1/A	LT10.1/B	PT15.1	LT12.1



ЩИТ КИПИА																																					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38

ФЮРА.420609.03							
Изм. Лист	№ Докум.	Подп.	Дата	Модернизация АС управления центральным пунктом сбора нефти	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Кустов				У		
Пров.	Громаков				Лист	Листов	
Т.контр.					ТПУ ИК СУМ гр. 8Т31		
Н.контр.							
Утв.							



Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата
		Кустов		
		Громаков		

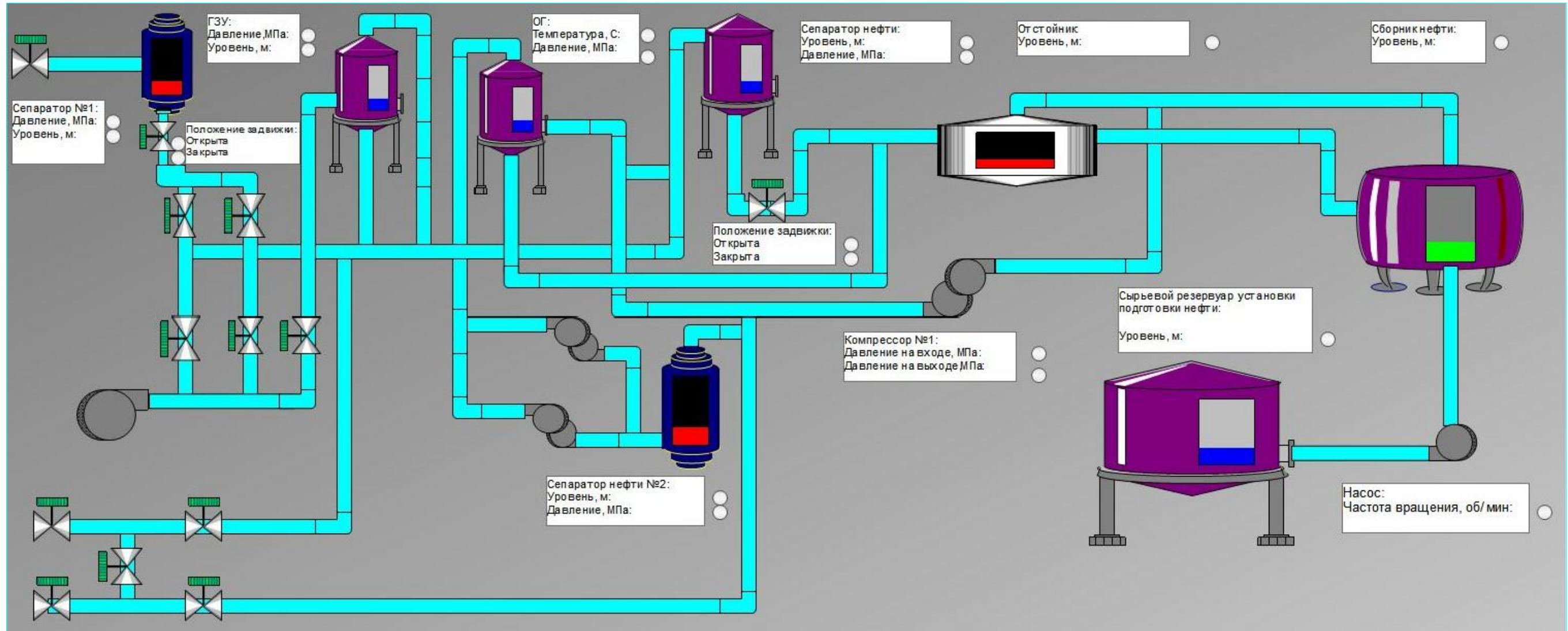
ФЮРА.420609.04

Модернизация АС
управления центральным
пунктом сбора нефти

Структурная схема

Лит.	Масса	Масштаб
У		
Лист		Листов
		ТПУ ИК СУМ гр. 8ТЭ1

Система управления ЦПН



Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

					ФЮРА.420609.005			
Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата	Модернизация АС управления центральным пунктом сбора нефти	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Кустов А.С.				У		
Пров.		Громаков Е.И.				Лист	Листов	
Т.контр.								
Н.контр.					Мнемосхема системы управления	ТПУ ИК СУМ гр. 8Т31		
Утв.								

Перв. примен.

Справ. №

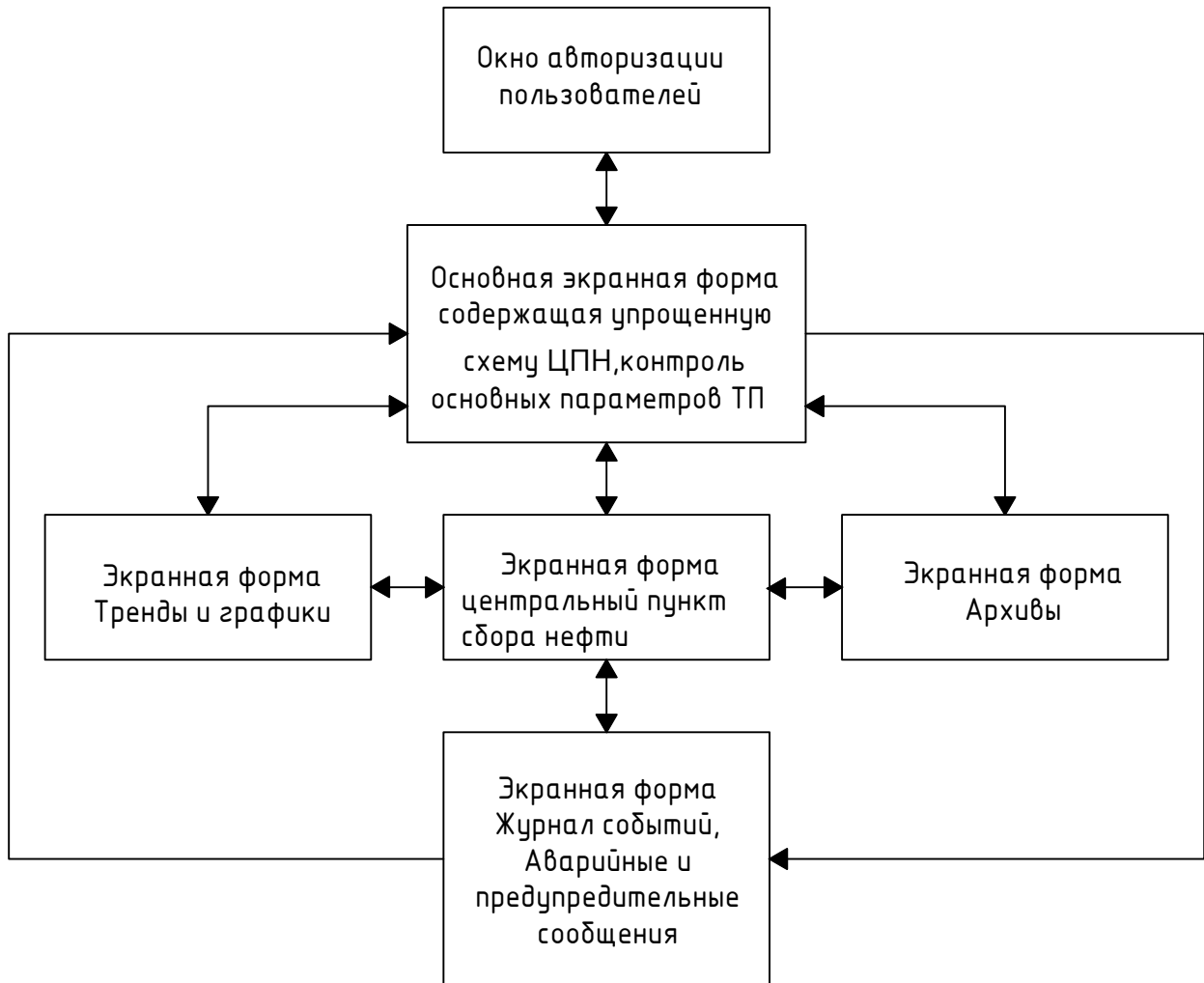
Погл. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Погл. и дата

Инв. № подл.



ФЮРА.420609.006

Древо экранных форм

Изм	Лист	№ докум.	Погл.	Дата
Разраб.		Кустов А.С.		
Пров.		Громаков Е.И.		
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				

Лит.	Масса	Масштаб
Лист	1	Листов 10

НИ ТПУ СУМ
Группа 8Т31

Приложение Г

