

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

Институт электронного обучения

Специальность Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)

Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы				
Разработка автоматизированной системы учета газа на собственные нужды Пеляткинского ГКМ.				

УДК 622.324.013.36(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8202	Спирин С. А		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Нач. УАП ОАО "Норильскгазпром"	Беяков Александр Викторович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. МЕН	Петухов Олег Николаевич	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭиБЖ	Извеков Владимир Николаевич	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лиепиньш Андрей Вилнисович	К.Т.Н.		

Томск – 2016 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Демонстрировать базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств. Уметь сочетать теорию, практику и методы для решения инженерных задач, и понимать область их применения
P2	Иметь осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в области теории, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
P3	Применять полученные знания для определения, формулирования и решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных систем автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно-технических знаний и достижений мирового уровня, современных инструментальных и программных средств.
P4	Уметь выбирать и применять соответствующие аналитические методы и методы проектирования систем автоматизации технологических процессов и обосновывать экономическую целесообразность решений.
P5	Уметь находить необходимую литературу, базы данных и другие источники информации для автоматизации технологических процессов и производств.
P6	Уметь планировать и проводить эксперимент, интерпретировать данные и их использовать для ведения инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств.
P7	Уметь выбирать и использовать подходящее программно – техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.
<i>Универсальные компетенции</i>	
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий.
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за риски 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 электронного обучения
 Направление подготовки (специальность) Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)
 Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8202	Спирину Сергею Александровичу

Тема работы:

Разработка автоматизированной системы учета газа на собственные нужды Пеляткинского ГКМ.
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2016
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объект исследования: автоматическая газораспределительная станция. Режим работы – непрерывный. Объекты процесса: АГРС, печи подогрева газа. Повышенные требования к точности.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Разработка системы учета газа на собственные нужды.. Разработка схем автоматизации. Выбор комплекса технических средств. Разработка схем соединений внешних проводок. Моделирование технологического процесса.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Структурная схема. Принципиальная технологическая схема. Функциональные схемы автоматизации. Схемы соединений внешних проводок.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Петухов Олег Николаевич
Социальная ответственность	Извеков Владимир Николаевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	13.02.2016
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Нач. УАП ОАО "Норильскгазпром"	Беляков Александр Викторович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8202	Спирин Сергей Александрович		

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

Институт электронного обучения

Направление подготовки (специальность) – Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)

Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

Уровень образования – дипломированный специалист

Период выполнения – весенний семестр 2016 учебного года

Форма представления работы:

дипломная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель каф. ИКСУ	Семенов Николай Михайлович			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лиепиньш Андрей Вилнисович	к.т.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 117 страниц, 9 рисунков, 15 таблиц, 11 источников, 2 приложения, 10 листов графического материала.

Ключевые слова: Расход на собственные нужды, Альфа-центр, ORACLE, автоматическая газораспределительная станция, счетчик газа.

Объектом исследования является автоматическая газораспределительная станция на Пеляткинском ГКМ.

Цель работы заключается в разработке автоматизированной системы учета газа на собственные нужды промысла, что позволяет информирование оперативного персонала о случаях потерь, превышающих целевые показатели.

Результаты работы будут применяться для обучения студентов специальности 220301 по дисциплинам «Интегрированные системы проектирования и управления», «Технические средства автоматизации», «АТП ТЭС», а также могут быть использованы при реализации АСУ ТП на объектах газодобычи.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2010 и графических редакторах AutoCAD 2004, Microsoft Office Visio 2010, Adobe Photoshop CS.

Содержание

<u>ВВЕДЕНИЕ</u>	4
<u>ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ</u>	6
<u>1.1 Обзор деятельности предприятия</u>	6
<u>1.1.1 Описание предприятия</u>	6
<u>1.1.2 Описание технологического процесса</u>	8
<u>1.2 Обоснование необходимости учета газа собственных нужд</u>	13
<u>1.4 Разработка технического задания для проектируемой системы</u> ..	15
<u>1.4.1 Требования к системе в целом</u>	15
<u>1.4.2 Требования к структуре и функционированию</u>	16
<u>1.4.3 Показатели назначения</u>	17
<u>1.4.4 Требования к надёжности</u>	18
<u>1.4.5 Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию,</u> <u>ремонту и хранению</u>	19
<u>1.4.6 Требования к защите информации от несанкционированного</u> <u>доступа</u>	20
<u>1.4.7 Требования к сохранности информации при авариях</u>	21
<u>1.4.8 Требования к стандартизации и унификации</u>	21
<u>1.4.9 Требования к условиям эксплуатации и защите от влияния</u> <u>внешних воздействий</u>	22
<u>1.4.10 Требования к техническому обеспечению</u>	22
<u>ГЛАВА 2. ВЫБОР ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ</u>	24
<u>2.1. Разработка структурной схемы системы</u>	24
<u>2.1.1 Уровень 1 – приборы учета 2</u>	25
<u>2.1.2 Уровень 2 – коммуникационная аппаратура</u>	26

2.1.3 Уровень 3 – каналы связи.....	27
2.1.4 Уровень 4 – сервер сбора данных	27
2.1.5 Уровень 5 – сервера	29
2.1.6 Уровень 6 - АРМ пользователей	30
2.2. Описание функций, реализуемых системой	30
2.2.1 Учет и измерение газа собственных нужд	30
2.2.2 Автоматическое ограничение подачи газа	38
2.3. Выбор программного обеспечения для проектируемой системы	38
.....	38
<u>ГЛАВА 3. РЕАЛИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ</u>	46
3.1. Выбор аппаратного обеспечения системы	46
3.1.1 Линии связи ИК с центральной частью системы	46
3.1.2 Центральная часть системы	47
3.1.3 Размещение технических средств	49
3.1.4 Описание защиты от несанкционированного доступа.....	50
3.1.5 Выбор метода измерения	50
3.1.6 Выбор прибора для измерения газа	53
3.2. Настройка и конфигурирование компонентов системы	56
3.2.1 Настройка программного обеспечения "Альфа ЦЕНТР"	56
3.2.2 Настройка модулей Альфа-Центр	60
3.3. Разработка инструкции по эксплуатации	61
3.3.1 Порядок настройки АИИС в ПО Альфа ЦЕНТР	61
3.3.2 Настройка коммуникационной программы	64
3.3.3 Настройка точек опроса	76
<u>ГЛАВА 4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</u>	80

<u>4.1 Составление перечня работ</u>	81
<u>4.2 Определение альтернативных направлений разрабатываемого метода</u>	84
<u>4.3 Бюджет научно-технического исследования</u>	85
<u>4.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ</u>	86
<u>4.3.2 Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы</u>	86
<u>4.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)</u>	88
<u>4.3.4 Накладные расходы</u>	89
<u>4.4.5 Формирование бюджета затрат проекта</u>	89
<u>4.4 Определение ресурсной, финансовой, социальной и экономической эффективности проекта</u>	90
<u>ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</u>	92
<u>5.1 Производственная безопасность</u>	95
<u>5.2 Экологическая безопасность</u>	98
<u>5.3. Производственная санитария</u>	99
<u>5.4 Требования к уровню шума</u>	100
<u>5.5 Техника безопасности</u>	101
<u>5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</u>	104
<u>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</u>	113
<u>Список использованной литературы</u>	115

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время происходит неуклонный рост стоимости ресурсов. В первую очередь это связано с ограниченными мощностями по их производству, а также, исчерпанию не возобновляемых природных ресурсов.

В этих условиях, сохранить стоимость, а значит и конкурентоспособность продукции, возможно благодаря сокращению потребления ресурсов. Добиться этого можно двумя путями: повышением эффективности производства, за счет модернизации технологического процесса, либо, сокращением потерь. Первый путь является наиболее дорогостоящим, поскольку требует вложений в исследование новых технологий. К том уже, результат не может быть гарантирован, поскольку модернизация производства, для применения новых технологий, может быть не целесообразна, по сравнению с постройкой нового предприятия.

Второй путь способен дать гарантированный результат, при сравнительно не больших затратах.

Актуальность темы исследования заключается в том, что современные производства России не обладают достаточной конкурентоспособностью, поскольку зачастую, были построены достаточно давно и не обладают эффективностью. Рассмотренная в работе система позволит исправить эту ситуацию, не только Пеляткинском газо-конденсатном месторождении ОАО «Норильскгазпром», но и с минимальными изменениями может быть применена на аналогичных производствах.

Объектом исследования является Пеляткинское газо-конденсатное месторождение ОАО «Норильскгазпром», основной деятельностью которого является добыча природного газа.

Предметом исследования является система учета газа на собственные нужды, которая в настоящее время не автоматизирована. Персонал предприятия вручную снимает показания приборов учета, либо применяет

приблизительные расчеты для получения данных о собственном потреблении.

Целью работы является разработка системы учета газа Пеляткинского газо-конденсатного месторождения ОАО «Норильскгазпром», обеспечивающая учет газа собственных нужд в автоматическом режиме, информирование оперативного персонала о случаях потерь, превышающих целевые показатели. Для достижения цели работы потребуется решить ряд задач:

- 1) Проанализировать технологию предприятия и выбрать метод учета газа.
- 2) Разработать структурную схему системы и описать ее функции.
- 3) Провести выбор и сравнение программного обеспечения для построения системы.
- 4) Осуществить выбор приборов учета, коммуникационного оборудования, серверов.
- 5) Проанализировать настройку и конфигурацию элементов системы. Разработать инструкцию по эксплуатации.

При выполнении работы использовались труды следующих авторов:

1. Меркер, Э. Э. Энергосбережение в промышленности и эксергетический анализ технологических процессов.
2. Овчаренко, Н. И. Автоматика энергосистем: учебник для вузов.
3. Технологический регламент УКПГ Пеляткинского газоконденсатного месторождения ОАО «Таймыргаз» индекс регламента №ТР-01-2014 - 14.11.14.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Обзор деятельности предприятия

1.1.1 Описание предприятия

Сегодня основным месторождением «Норильскгазпрома» является Пеляткинское ГКМ.

Добыча газа Пеляткинского газоконденсатного месторождения (ГКМ) осуществляется по лучевой схеме. Промышленная газоопасность на Пеляткинском месторождении связана с отложениями суходудинских продуктивных толщ СД-IV, СД-V, СД-VI, СД-VIII.

Газ со скважин по индивидуальным шлейфам направляется на установку предварительной подготовки газа (УППГ). На УППГ газ во внутритрубных сепараторах (ВТС) освобождается от газового конденсата и водометанольной жидкости (ВМЖ). Газ направляется в газопровод, а газовый конденсат и ВМЖ пройдя через установку дегазации откачиваются насосами в конденсатопровод на Мессояху.

Для поддержания энергообеспечения газового промысла на УППГ имеется линия основного электропитания от электростанции ЭГД-2 (1.6МВт) жилищного комплекса Управления строительства, а резервное электропитание – от электростанции ДЭУ-200 (поз. №170), расположенной на УППГ.

Газ Пеляткинского газоконденсатного месторождения наряду с газом Северо-Соленинского ГКМ, Южно-Соленинского ГКМ и Мессояхского месторождения по системе магистральных трубопроводов D=720 поступает на предприятия Норильского промышленного района (НПР) через пять газораспределительных станций (ГРС) в городах Норильск, Талнах, Каеркан (Надеждинский металлургический завод) и Дудинка. Крупнейшим предприятием района является ОАО «ГМК «Норильской никель», в состав которого входят семь заводов и аглофабрика. Энергосистема комбината

включат три тепло-электроцентрали (ТЭЦ) и крупные пиковые котельные. Потребляет энергосистема 80% поставляемого природного газа, остальная доля до 20% приходится на промышленные предприятия. Карта района представлена на рисунке 1

Природный газ используется в производстве электрической и тепловой энергии, при этом доля электроэнергии вырабатываемой непосредственно в НПР с использованием природного газа составляет 88%. Жидкое топливо (дизельное) используется как аварийное, резервным топливом является уголь (по калорийности его потребление составляет около 0,5% от калорийности природного газа. Остальные 12% НПР получает от Усть -Хантайской ГЭС.

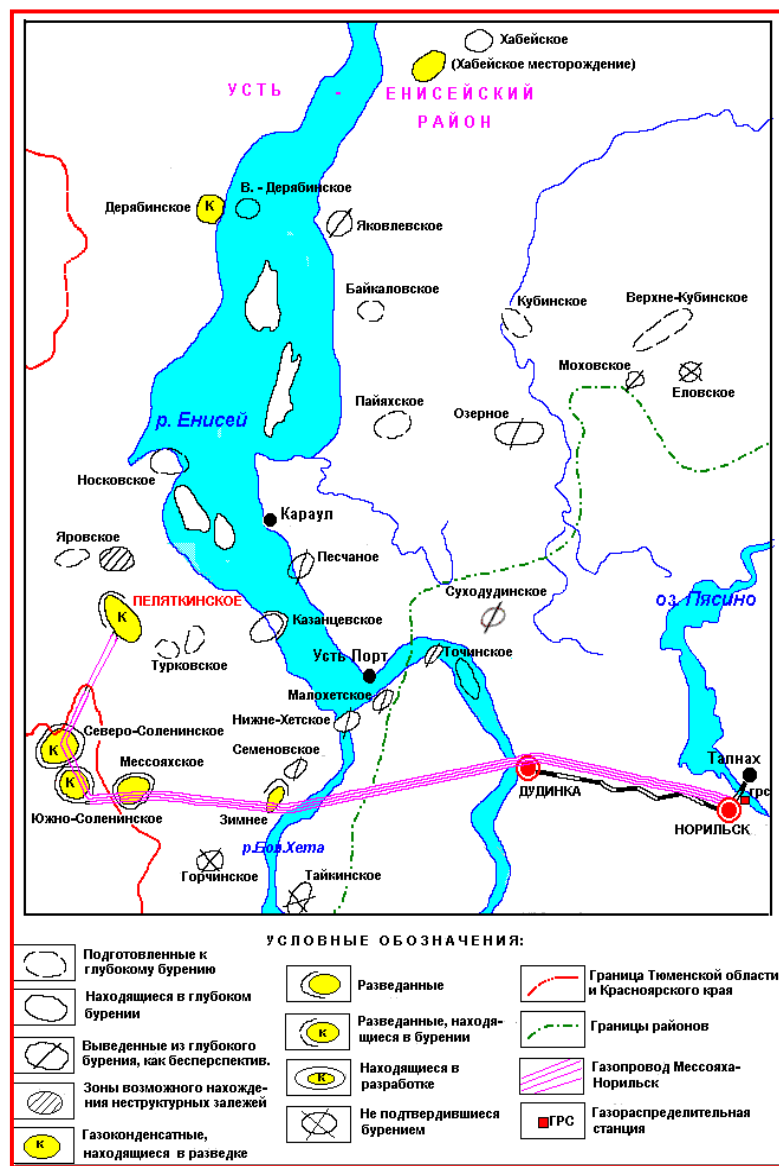


Рисунок 1 – Карта района Пеляткинского газоконденсатного месторождения

В работе активно используются все необходимые современные технические средства, такие как:

- приборы КИПиА и средства комплексной автоматизации производства;
- информационно-измерительные системы;
- центры обработки данных, вычислительной и копировально-множительной техники (КМТ);
- другие технические средства, предназначенные для функций автоматизации и аварийной защиты технологических объектов, оборудования и административно-бытовых комплексов.

1.1.2 Описание технологического процесса

Газ из технологического корпуса поступает с давлением 3,0 - 3,3 МПа, температурой от минус 7 до минус 57 °С в количестве 3795 м³/ч на змеевики блока подогревателя. Топливный газ поступает в количестве от 3 до 5 м³/ч с температурой от 25 до 35 °С и давлением 0,3 МПа на печь подогревателя газа. В блок подогревателя заливается теплоноситель – диэтиленгликоль (ДЭГ) – по уровню. Уровень ДЭГа контролируется датчиками-реле уровня. При сгорании топливного газа ДЭГ разогревается до номинальной температуры 73 °С и газ из технологического корпуса, проходя по змеевикам, нагревается до температуры 45 °С и с давлением 3,0 - 3,3 МПа поступает в блок редуцирования. Принципиальная схема блока подогревателей приведена на рисунке 2.

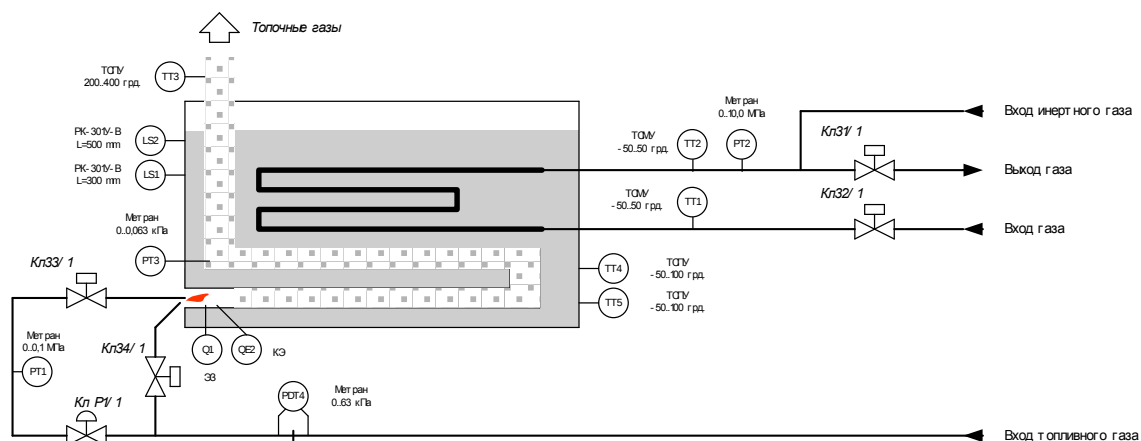


Рисунок 2. Блок подогревателей.

Блок редуцирования предназначен для снижения давления газа и поддержания его значения на заданном уровне. Принципиальная схема блока редуцирования и блока отключающей арматуры приведена на рисунке 3.

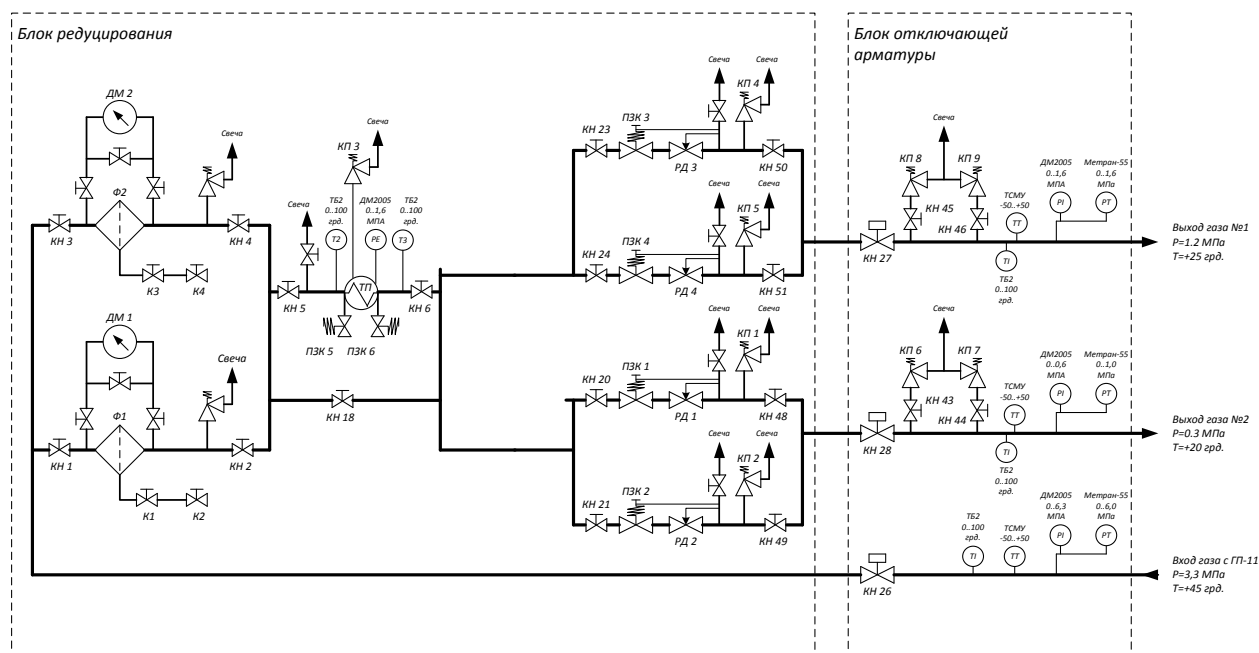


Рисунок 3. Блок редуцирования и отключающей арматуры.

Газ поступает на одну из двух параллельных линий с фильтрами Ф1 или Ф2 для очистки газа от механических примесей и конденсата. Далее газ

поступает в теплообменник ТП для подогрева, из которого одна часть газа поступает на участок редуцирования низкого давления (0,3 МПа), а вторая часть газа поступает на участок редуцирования высокого давления 1,2 МПа.

Участок редуцирования низкого давления состоит из двух параллельных линий редуцирования. При отключении любой из них автоматически (на подхвате) включается резервная линия. При этом краны до и после регуляторов РД1 и РД2 должны быть в открытом положении, они закрываются только при ремонте той или другой редуцирующей линии.

Редуцирующие линии низкого давления состоят из отсекаелей (предохранительных запорных клапанов ПЗК1 и ПЗК2), регуляторов давления (РД1и РД2) и предохранительных клапанов (КП1 и КП2). Нижняя редуцирующая линия с регулятором РД2 является основной и настроена на номинальное рабочее давление. В этом случае регулятор РД1 находится в положении «закрыто» и газ через него не поступает. Если в результате резкого сокращения потребления газа или неисправности регулятора РД2 давление после него резко увеличится, то работает клапан КП2, предназначенный для сброса на свечу не более 10% номинальной пропускной способности редуцирующей линии. Если давление после регулятора РД2 будет продолжать возрастать, то при достижении предельно допустимого давления ПЗК2 автоматически закрывается, давление после РД2 начинает уменьшаться, и при достижении предела настройки регулятора давления РД1 он автоматически вступает в работу. Если опять в результате резкого сокращения потребления газа или неисправности регулятора РД1 давление после него резко увеличится, то сработает клапан КП1, предназначенный для сброса на свечу не более 10% номинальной пропускной способности редуцирующей линии. Если давление после регулятора РД1 будет продолжать возрастать, то тогда при достижении предельно допустимого давления ПЗК1 автоматически закрывается и линии редуцирования низкого давления оказываются полностью закрытыми. Открытие ПЗК1 и ПЗК2 производится вручную.

Таким образом, защита обеспечивает поддержание регулируемого давления на заданном уровне при любых отказах в работе регуляторов давления РД1 и РД2.

Редуцирующие линии высокого давления состоят из отсекаелей (предохранительных запорных клапанов ПЗК3 и ПЗК4), регуляторов давления (РД3 и РД4) и предохранительных клапанов (КП4 и КП5). Нижняя редуцирующая линия с регулятором РД4 является основной и настроена на номинальное рабочее давление. В этом случае регулятор РД3 находится в положении «закрыто» и газ через него не поступает. Если в результате резкого сокращения потребления газа или неисправности регулятора РД давление после него резко увеличится, то сработает клапан КП5, предназначенный для сброса на свечу не более 10% номинальной пропускной способности редуцирующей линии. Если давление после регулятора РД4 будет продолжать возрастать, то при достижении предельно допустимого давления, ПЗК4 автоматически закрывается, давление после РД4 начинает уменьшаться и при достижении предела настройки регулятора давления РД3 он автоматически вступает в работу. Если опять в результате резкого сокращения потребления газа или неисправности регулятора РД3 давление после него резко увеличится, то сработает клапан КП4, предназначенный для сброса на свечу не более 10% номинальной пропускной способности редуцирующей линии. Если давление после регулятора РД3 будет продолжать возрастать, то при достижении предельно допустимого давления, ПЗК3 автоматически закрывается и линии редуцирования высокого давления, оказываются полностью закрытыми. Открытие ПЗК3 и ПЗК4 производится вручную.

Таким образом, защита обеспечивает поддержание регулируемого давления на заданном уровне при любых отказах в работе регуляторов давления РД3 и РД4.

При обслуживании фильтра Ф1 газ направляют через фильтр Ф2, открыв краны КН3, КН4 и закрыв краны КН1 и КН2. Давление в фильтре Ф1

сравливают на свечу, открыв кран КН32. Обслуживание фильтра производят в соответствии с руководством по эксплуатации на фильтр. Загрязненность фильтрующего элемента определяют по перепаду давления на дифференциальном манометре ДМ1, величина которого не должна превышать 0,2 МПа. Установку дифференциального манометра на ноль производят на чистом фильтрующем элементе, открыв клапаны на импульсных трубках, подведённых к дифференциальному манометру. После установки нуля параллельный дифференциальному манометру байпасный клапан, расположенный на импульсной трубке, закрывают. Слив жидкости, накопившейся в процессе эксплуатации, осуществляется через клапаны К1 и К2 в сливную емкость. При замене фильтрующего элемента производится очистка внутренней части корпуса фильтра от механических примесей. Контроль давления в корпусе фильтра производят по манометру МН5.

При обслуживании фильтра Ф2 газ направляют через фильтр Ф1, открыв краны КН1, КН2 и закрыв краны КН3 и КН4. Обслуживание фильтра Ф2 аналогично фильтру Ф1. В зависимости от конкретных условий эксплуатации (производительности, содержания конденсата и механических примесей) можно включать в работу один из фильтров или (во время пиковых нагрузок) оба одновременно.

Теплообменник работает следующим образом: газ поступает во входной патрубок, проходит через теплообменные трубки и далее в выходной патрубок. Жидкий теплоноситель снаружи омывает теплообменные трубки и нагревает проходящий по ним газ.

При аварии теплообменника (прорыве газа в теплоноситель) происходит закрытие предохранительно-запорных клапанов ПЗК5 и ПЗК6, открытие предохранительного клапана КПЗ со сбросом давления на свечу, а также включение аварийной сигнализации. Температурный режим нагрева газа в теплообменнике контролируют по термометрам Т2 и Т3, изменяя в соответствии с расходом газа температуру теплоносителя.

При временном отключении теплообменника газ направляют по байпасной линии, открыв кран КН18. Газ с блока редуцирования поступает в блок отключающей арматуры.

С блока отключающей арматуры газ по двум ниткам низкого давления 0,3 МПа с температурой плюс 20 °С и высокого давления 1,2 МПа с температурой плюс 25 °С поступает на технологические нужды. В блоке отключающей арматуры предусмотрено управление кранами КН26 на входном трубопроводе (3,3Мпа), КН27 - на выходном трубопроводе (1,2 МПа), КН28 - на выходном трубопроводе (0,3 МПа) с электроприводом.

1.2 Обоснование необходимости учета газа собственных нужд

В процессе строительства промысла и ускоренного ввода первой очереди скважин, должным образом не было учтено внимание к расходу газа на собственные нужды. Компания «Норильскгазпром» разделилась на две дочерние компании: «Таймыргаз» и «Норильскгазпром». Пеляткинское месторождение стало принадлежать ОАО «Таймыргаз», а функцию организации занимающейся эксплуатацией промысла выполняет «Норильскгазпром». Газ на собственные нужды «Норильскгазпром» стал покупать у «Таймыргаса», появилась большая необходимость в точном подсчете объемов газа потребляемых промыслом. Основными потребителями газа на Пеляткинском промысле являются котельная УТВС поз.45, установки ПГТЭС поз.84, 85, 86, 87, 88, печи подогрева конденсата поз.13, печи подогрева газа для АГРС поз.11а,11б.

Ранее расход считался по СГ установленным на котельной поз.45 и участке энергоснабжения на ПГТЭС. Больше нигде расход с помощью приборов учета не измерялся. Весь расход считался математически приближенно к паспортным данным оборудования установленного на объектах, будь то печи подогрева или пневмоклапана, где он используется как импульсный газ.

Для стабильного и наиболее точного учета расхода газа необходимо поставить расходомер, так как математический расчет не дает полных данных.

Собственные нужды – необходимый расход природного газа на основные и вспомогательные технологические процессы транспорта газа, обусловленный режимом эксплуатации газопроводов и техническими характеристиками оборудования.

Собственные потребители – потребители газа, находящиеся на балансе УМГ, не участвующие в основном и вспомогательном технологических процессах транспорта газа. При эксплуатации ГРС и ГИС:

- отопление ГРС (ГИС);
- подогрев газа;
- продувка ПУ (фильтров, вымораживателей);
- подрыв (опробование) ППК;
- работа пневмокранов;
- заправка одоризационных установок;
- стравливание газа из коммуникаций ГРС при ремонтных работах;
- ремонтные работы на ГРС;
- вытеснение газовой смеси из газового оборудования и внутриплощадочных газопроводов ГРС после проведения огневых (ремонтных) работ связанных с разгерметизацией внутренней полости газопровода и оборудования.

При эксплуатации ЛЧ:

- работа пневмокранов;
- заправка метанольных установок;
- стравливание газа при ремонтных работах;
- пропуск очистных и диагностических устройств;
- ремонтные работы на МГ;

- вытеснение газовоздушной смеси из участков газопровода после проведения огневых (ремонтных) работ связанных со вскрытием внутренней полости газопровода.

При определении ФХП природного газа:

- продувка пробоотборного оборудования;
- отбор проб (прямой и косвенный);
- работа автоматического потокового хроматографа

Природный газ расходуется собственными потребителями УМГ:

- при эксплуатации АГНКС по следующим статьям:
- технологические нужды;
- котельная промплощадки УМГ;

Результаты измерений и расчетов количества газа, израсходованного на собственные нужды и собственными потребителями УМГ, округляются с точностью до 1м3.

Основными потребителями газа на Пеляткинском промысле являются котельная УТВС поз.45 и установки ПГТЭС поз.84, 85, 86, 87, 88.

1.4 Разработка технического задания для проектируемой системы

1.4.1 Требования к системе в целом

Для достижения поставленных задач система должна обеспечить:

- автоматизированный сбор информации от датчиков;
- автоматизированную обработку собранной информации (выполнение необходимых расчётов, построение графиков, систематизация данных, контроль достоверности, ведение баз данных, подготовка форм отображения, документирования и архивирования информации);
- периодический и/или по запросу автоматический сбор данных, привязанных к единому астрономическому времени. Полную и достаточную информацию для формирования отчётов;

- ведение часовых, суточных и месячных архивов в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа. Глубина часовых архивов – не менее 45 суток, суточных – не менее 6 месяцев и месячных – не менее 2 лет;
- обмен информацией с автоматизированными рабочими местами пользователей;
- разделение доступа клиентов к базе данных;
- защиту от несанкционированного доступа к оборудованию измерительных комплексов коммерческого учёта на всех присоединениях, программного обеспечения и данных на физическом уровне посредством опломбирования, а также на программном уровне;
- поддержание единого системного времени;
- конфигурирование и настройку параметров АСКУ МЭП.

Режим функционирования системы - круглосуточный.

В системе должны быть предусмотрены возможности расширения:

- по количеству и составу подсистем нижнего уровня;
- по объему входной информации;
- по видам, количеству и составу форм отображения информации, выходных документов и архивов истории процесса;
- интеграции с другими системами автоматизации.

1.4.2 Требования к структуре и функционированию

Система создаётся как иерархическая интегрированная автоматизированная система, состоящая из следующих уровней:

1 уровень – приборы учёта газа собственных нужд (комплекты установленных на трубопроводах датчиков расхода, температуры и давления и электронных преобразователей с линиями связи между ними);

2 уровень – коммуникационная аппаратура, обеспечивающая сбор и обработку информации с электронных преобразователей. В качестве физической среды передачи данных от электронных преобразователей должны использоваться медные кабели типа промышленная «витая пара».

Оборудование сбора и обработки информации должно размещаться в шкафах, обеспечивающих необходимые условия эксплуатации и защиту от несанкционированного проникновения;

3 уровень – каналы связи между коммуникационным оборудованием сбора информации с электронных преобразователей и коммуникационным оборудованием. В качестве физической среды передачи данных должны использоваться волоконно-оптические линии связи;

4 уровень – сервер сбора данных с приборов учёта газа собственных нужд, в состав которого входит набор программных комплексов (OPC-сервера), выполняющих функции опроса и предоставление клиенту данных в стандарте OPC DA 2.0. Сервер сбора данных должен обеспечивать:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
- предоставление эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- взаимодействие с вычислителями и внешними информационными объектами через оборудования связи;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

5 уровень – серверы базы данных (основной и резервный) и серверы связи (основной и резервный).

6 уровень – АРМы пользователей, соединённые с базовыми серверами.

1.4.3 Показатели назначения

Система, согласно предъявляемым к ней требованиям, должна реализовывать задачи:

- первичных измерений;
- сбора и обработки первичных измерений;
- ведения архивов данных в энергонезависимой памяти на серверах базы данных;
- диагностики работоспособности расходомеров-счётчиков и состояния локальной сети;
- поддержания единого системного времени для получения синхронных измерений;
- защиты от несанкционированного доступа;
- модернизации и расширения системы;
- коммуникации с другими автоматизированными системами.

1.4.4 Требования к надёжности

Автоматизированная система учёта газа собственных нужд должна формироваться из функционально законченных подсистем, способных выполнять заданные функции независимо от состояния других подсистем. Любая одиночная неисправность устройств или модулей и программного обеспечения не должна приводить к ошибочному функционированию системы в целом.

Надёжность работы должна быть обеспечена выбором и разработкой совокупности технических, программных средств и регламентом их обслуживания. Система должна обеспечивать круглосуточную и непрерывную работу в течение установленного срока службы. Система должна быть устойчивой к отказам входных сигналов и данных с измерительных приборов (обрыв линий связи, неисправность прибора или преобразователя), приводящим к непрерывной генерации событий, при этом не должно быть «зависаний». Все отказы и нарушения должны фиксироваться в базе данных, выдаваться как сообщения и архивироваться.

Система должна предусматривать возможность ремонтного режима каждого отдельного устройства с минимальным ограничением выполняемых функций.

Показатели надёжности оборудования автоматизированной системы учёта газа собственных нужд:

- коэффициент готовности не ниже 0,95;
- средняя наработка на отказ – 30000 часов;
- среднее время восстановления – не более 0,5 часа при наличии в составе ЗИП элементов для замены вышедших из строя. В случае отсутствия в составе ЗИП соответствующих элементов, время восстановления должно определяться, в первую очередь, временем доставки указанных элементов на объект. Восстановление работоспособности системы обеспечивается оперативной заменой вышедших из строя приборов, блоков, функциональных модулей на заведомо исправное резервное оборудование;
- средний срок службы – не менее 10 лет;
- средний срок сохраняемости – не менее 2 лет.

При эксплуатации системы возможна замена отдельных элементов с меньшим сроком службы (персональные компьютеры, мониторы и т.д.) на аналогичное оборудование.

1.4.5 Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению

Условия эксплуатации, технического обслуживания, ремонта и хранения должны соответствовать требованиям эксплуатационной и технической документации производителя. Места расположения технических средств должны соответствовать требованиям, изложенным в технической документации. Все технические средства должны удовлетворять требованиям по помехозащищенности, изложенным в технической документации на них.

Недопустимо располагать компьютерные средства рядом с помещением, где установлена сильноточная аппаратура, создающая большие помехи. Для экранов мониторов предельно допустимое воздействие внешних магнитных полей не должно превышать напряженность 3 А/м 50 Гц.

Условия транспортировки должны соответствовать требованиям стандартов на измерительную и вычислительную технику.

1.4.6 Требования к защите информации от несанкционированного доступа

Информация в автоматизированной системе учёта газа собственных нужд должна быть защищена на физическом и программном уровне. Физическая защита должна обеспечиваться использованием волоконно-оптических кабелей на магистральных протяжённых участках, локализацией вычислительной сети в пространстве и применением шкафов закрытого типа, закрываемых на ключ.

Программно-аппаратные средства защиты системы должны выполнять:

- гарантированное разграничение доступа пользователей и программ пользователей к информации, включая разграничение прав доступа на рабочих местах;
- автоматизированную идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала при обращении к ресурсам системы;
- регистрацию входа/выхода пользователей в систему, обращений к ресурсам;
- протоколирование действий пользователей по изменению конфигурации программно-аппаратных средств, включая доступ из внешних систем;
- запрет на несанкционированное изменение конфигурации.

1.4.7 Требования к сохранности информации при авариях

В случае потери питания отдельными компонентами системы и при его последующем восстановлении не должна выдаваться информация, несоответствующая реальному состоянию.

Информация об аварийных ситуациях должна автоматически отображаться на мониторах АРМ, а также записываться и храниться в базе данных. Для предотвращения потери важных данных в случае возникновения аварийной ситуации должно быть обеспечено регулярное резервирование и копирование оперативных данных.

При отказах каналов связи элементы системы должны нормально функционировать в автономном режиме. После восстановления работоспособности должен автоматически восстанавливаться обмен информацией.

Для обеспечения сохранности оперативной информации и функционирования программного обеспечения при отказах в сети электропитания 220 В, 50 Гц сервер должен получать электроэнергию от источника бесперебойного питания с емкостью, достаточной для поддержания работоспособности не менее 30 мин.

1.4.8 Требования к стандартизации и унификации

Программно-технические средства, входящие в состав системы, должны быть серийными и унифицированными. Разработка должна осуществляться на основе и с учетом положений и требований, действующих в настоящее время в Российской Федерации стандартов, норм, правил и других НТД.

При разработке автоматизированной системы необходимо обеспечить единообразный подход для решения однотипных задач и максимальное использование унифицированных аппаратных и программных модулей.

1.4.9 Требования к условиям эксплуатации и защите от влияния внешних воздействий

Оборудование и кабельная продукция должны подбираться в исполнении, соответствующем условиям их нормальной работы по температуре окружающей среды и помехозащищённости. Условия эксплуатации технических средств автоматизированной системы коммерческого учёта газа собственных нужд должны соответствовать требованиям инструкций по эксплуатации и паспортных данных.

Система должна быть устойчивой:

- к внешним воздействиям электромагнитных полей, наведённых помех по цепям измерений и электропитания;
- к отклонению параметров контролируемого оборудования в результате аварийных и предаварийных процессов.

Меры защиты от промышленных помех должны удовлетворять требованиям "Общесоюзных норм допускаемых промышленных помех" Нормы 12-76.

1.4.10 Требования к техническому обеспечению

Комплекс технических средств должен удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать взаимозаменяемость отдельных узлов, блоков при отказах;
- сервер сбора данных должен быть обеспечен климатконтролем и собственным ИБП;
- характеристики основной сети электропитания должны быть следующими:
 - номинальное напряжение электропитания – 220 В, 50 Гц;
 - пределы изменений номинального напряжения электропитания – 10%...+20%;
 - отклонение частоты от номинальной – 2%...+2%.

Технические средства должны быть размещены с соблюдением требований СанПиН 2.2.2.542-96 и ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПр 22-97) и обеспечивать удобство технического обслуживания.

Размещение технических средств должно соответствовать требованиям эргономики для производственного оборудования. Архитектурные и структурные решения, используемые аппаратные и программные средства должны позволять осуществлять замену или модернизацию любых компонентов системы без её перестройки.

В первой главе проведен анализ деятельности предприятия. Основным направлением деятельности предприятия является добыча природного газа. Рассмотрение технологии предприятия позволило выявить потребность в учете газа собственных нужд, для повышения эффективности предприятия за счет снижения расхода и потерь.

Для проектирования системы было разработано техническое задание, на основе которого можно осуществить выбор технических решений разрабатываемой системы.

ГЛАВА 2. ВЫБОР ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

2.1. Разработка структурной схемы системы

Разрабатываемая система имеет многоуровневую иерархию построения, состоящую из следующих уровней:

- 1 уровень – приборы учёта газа собственных нужд, которые представляют собой комплекты установленных на трубопроводах датчиков расхода, температуры и давления и вторичных электронных преобразователей с линиями связи между ними;
- 2 уровень – коммуникационная аппаратура, обеспечивающая сбор и обработку информации с вторичных электронных преобразователей;
- 3 уровень – каналы связи между коммуникационным оборудованием сбора информации с электронных преобразователей и коммуникационным оборудованием в серверных;
- 4 уровень – сервер сбора данных с приборов учёта газа собственных нужд;
- 5 уровень – сервер;
- 6 уровень – АРМ пользователей.

Функциональная схема системы представлена на рисунке 4.

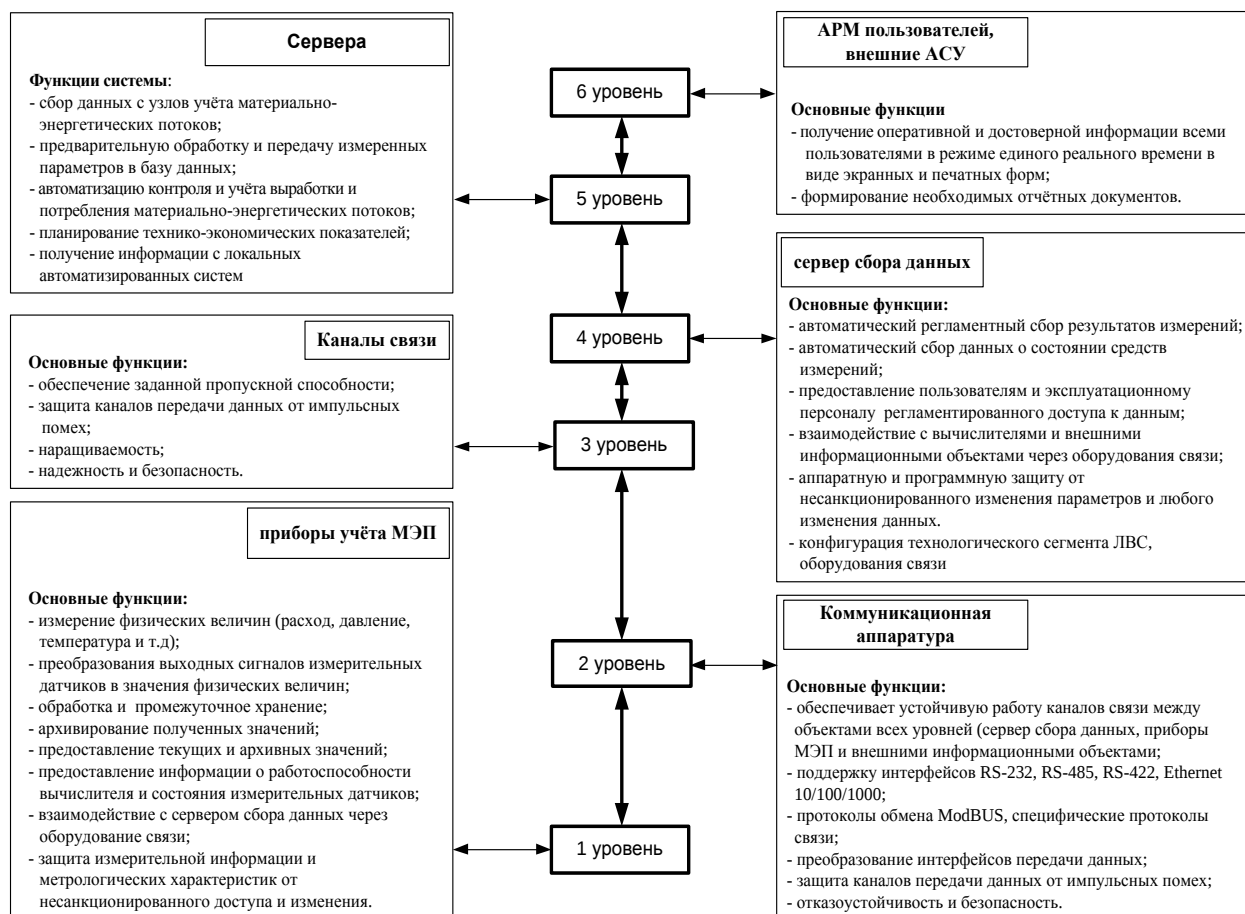


Рисунок 4 - Структурная схема системы

2.1.1 Уровень 1 – приборы учета 2

Основными функциями оборудования 1 уровня являются:

- измерение физических величин (расход, давление, температура и т.д.);
- преобразование выходных сигналов измерительных датчиков в числовые значения физических величин;
- обработка и промежуточное хранение в аппаратных регистрах;
- архивирование полученных значений во встроенную энергонезависимую память;
- предоставление текущих и архивных значений оборудованию вышележащих уровней;
- предоставление информации о работоспособности вычислителя и состояния измерительных датчиков;

- взаимодействие с сервером сбора данных через оборудование связи;
- защита измерительной информации и метрологических характеристик от несанкционированного доступа и изменения.

2.1.2 Уровень 2 – коммуникационная аппаратура

Применение иерархической модели построения системы позволяет использовать комбинированную структуру построения каналов связи с различным оборудованием, обеспечивающим поддержку различных интерфейсов и протоколов обмена данными. Коммуникационная аппаратура используется для:

- усиления и преобразования сигналов, используемых для передачи данных по линиям связи;
- объединения приборов нижнего уровня в физические сегменты;
- разделения сетей на подсети (логические сегменты) с целью увеличения производительности сети;
- объединения подсетей (сегментов) и сетей в единую технологическую сеть.

Такое решение позволяет обеспечить резервные сегменты для расширения системы. В качестве коммуникационной аппаратуры используются преобразователи интерфейсов, коммутаторы, распределительные коробки.

Основными функциями коммуникационной аппаратуры являются:

- обеспечение устойчивой работы каналов связи между объектами всех уровней - сервером сбора данных, приборами МЭП, внешними информационными объектами;
- поддержка интерфейсов RS-232, RS-485, RS-422, Ethernet 10/100/1000;
- поддержка протоколов обмена Modbus, а также специфических протоколов связи;

- преобразование физических интерфейсов передачи данных;
- защита каналов передачи данных от импульсных помех;
- отказоустойчивость и безопасность.

Оборудование сбора и обработки информации должно размещаться в шкафах, обеспечивающих необходимые условия эксплуатации и защиту от несанкционированного проникновения

2.1.3 Уровень 3 – каналы связи

Использование комбинированных каналов связи между объектами позволяет применять гибкие решения при организации связи между объектами системы. Использование высокоскоростных каналов связи позволяет работать с исходными данными об энергопотреблении объекта в режиме реального времени. Для построения каналов связи используются линии связи:

- кабельные витые пары;
- многомодовые волоконно-оптические линии связи.

Основными функциями каналов связи являются:

- обеспечение заданной пропускной способности;
- защита каналов передачи данных от импульсных помех;
- наращиваемость;
- надежность и безопасность.

2.1.4 Уровень 4 – сервер сбора данных

Сервер сбора данных входит в состав верхнего уровня иерархии системы АСКУ МЭП. Сервер агрегирует данные со всех приборов учета и организует их унифицированное представление для системы в соответствии со спецификацией OPC DA 2.0, а также выполняет роль межсетевого экрана между сегментами сети, объединяющей приборы учета, и остальными сегментами технологической ЛВС предприятия.

Для взаимодействия с нижним уровнем в состав сервера входят программные компоненты (OPC-сервера), реализующие функции чтения данных по протоколу Modbus, а также другим специализированным протоколам. OPC технология для представления данных позволяет обеспечить независимость потребителей технологической информации на вышележащем уровне от протоколов связи с устройствами, используемыми на нижнем уровне.

Основными функциями сервера являются:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- взаимодействие с вычислителями и внешними информационными объектами через оборудования связи;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- конфигурация технологического сегмента ЛВС и каналобразующего оборудования связи.

Периодичность опроса сервером сбора данных приборов учета МЭП задается на каждый OPC-сервер отдельно.

Сервер сбора данных обеспечивает защиту информации на программном уровне, в частности:

- гарантированное разграничение доступа пользователей и программ пользователей к информации;
- автоматизированную идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала при обращении к ресурсам сервера;
- регистрацию входа/выхода пользователей в систему, обращений к ресурсам;

- протоколирование действий пользователей по изменению конфигурации программно-аппаратных средств, включая доступ из внешних систем;
- запрет на несанкционированное изменение конфигурации.

Права доступа и обязанности каждого пользователя должны определяться в соответствии с должностными инструкциями пользователей в процессе выполнения пусконаладочных работ.

2.1.5 Уровень 5 – сервера

Ядром системы является SCADA-система. Она выполняет основные функции верхнего уровня:

- автоматизированный сбор информации от нижележащего уровня системы;
- автоматизированную обработку собранной информации (выполнение необходимых расчётов, построение графиков, систематизация данных, контроль достоверности, ведение баз данных, подготовка форм отображения, документирования и архивирования информации);
- периодический и/или по запросу автоматический сбор данных, привязанных к единому астрономическому времени. Полную и достаточную информацию для формирования отчётов;
- ведение часовых, суточных и месячных архивов в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа. Глубина часовых архивов – не менее 45 суток, суточных не менее 6 месяцев и месячных – не менее 2 лет;
- обмен информацией с автоматизированными рабочими местами пользователей;
- разделение доступа клиентов к базе данных;

- защиту от несанкционированного доступа к оборудованию измерительных комплексов коммерческого учёта на всех присоединениях, программного обеспечения и данных на физическом уровне посредством опломбирования, а также на программном уровне;
- поддержание единого системного времени;
- конфигурирование и настройку параметров.

2.1.6 Уровень 6 - АРМ пользователей

Автоматизированные рабочие места пользователей обеспечивают удаленный доступ к серверам и предназначены для:

- планирования технико-экономических показателей;
- получения информации с локальных автоматизированных систем;
- получения оперативной и достоверной информации всеми пользователями в режиме единого реального времени в виде экранных и печатных форм;
- формирование необходимых отчётных документов.

2.2. Описание функций, реализуемых системой

2.2.1 Учет и измерение газа собственных нужд

Программный комплекс автоматизированной системы коммерческого учета газа собственных нужд обеспечивает устойчивую и бесперебойную работу входящих в него компонент и реализует следующие алгоритмические средства сбора, обработки и представления данных:

- сбор данных и их предварительная обработка;
- архивирование данных;
- предоставление пользователю системы текущей информации в виде мнемосхем;

- предоставление пользователю системы архивной информации в виде временных графиков;
- предоставление пользователю системы отчетов.

С приборов учета газа собственных нужд в соответствии с временным регламентом работы системы собираются следующие мгновенные и интегральные значения:

- температура мгновенная, средняя за текущий и предыдущий час, средняя за текущий и предыдущий день, средняя за текущий и предыдущий месяц;
- давление мгновенное, среднее за текущий и предыдущий час, среднее за текущий и предыдущий день, среднее за текущий и предыдущий месяц;
- текущий расход объемный или массовый;
- интегральный объем или масса с начала текущего часа, с начала текущего дня, с начала текущего месяца, а также за предыдущий час, предыдущий день и предыдущий месяц;
- интегральный объем или масса, абсолютное значение;
- текущий расход объемный или массовый;
- абсолютное значение интегрального объема или массы.

Для разделения переменных и их значений по времени, а также для формирования корректной временной метки переменной, в ходе опроса запрашивается время генерации соответствующего значения непосредственно данным прибором учета. Полученное значение времени имеет формат UNIX, то есть представляет собой 32-х разрядное целое число, показывающее количество секунд, прошедших с полуночи 1 января 1970г. по интересующий момент. Конвертация этого значения в временную переменную в соответствии с форматом системного времени операционной системы Microsoft Windows производится средствами SCADA системы с помощью встроенного языка скриптов. Это значение используется при

архивации принятых с устройств технологических параметров, а также при предоставлении пользователю информации в виде мнемосхем, временных графиков и отчетных форм.

Все технологические значения по материально-энергетическим потокам, архивируются в специализированной базе данных на сервере. Ведение для всех источников данных единого централизованного архива на верхнем уровне системы позволяет:

- облегчить и унифицировать взаимодействие подсистем отображения временных графиков и формирования отчетов с подсистемой отображения мнемосхем;
- освободится от необходимости запроса архивных значений за интересующий период времени непосредственно с приборов учета или из локальных систем;
- реализовать требование по масштабируемости системы в части возможности интеграции новых источников данных в будущем.

Для формирования архива данных по интегральным характеристикам, независимого от приборов учета материальных потоков, используется следующая схема архивации переменных: сохраняются принимаемые значения, соответствующие интегральному объему (массе) за предыдущий час, предыдущий день, предыдущий месяц; при этом интегральные значения за текущий час, текущий день, текущий месяц используются только для отображения актуальной информации на мнемосхемах. Такой метод архивирования позволяет оптимизировать:

- расход энергонезависимой памяти для ведения архивов, постольку поскольку снимаемые с приборов интегральные значения, рассчитанные за предшествующие временные интервалы, изменяются лишь раз за расчетный период, что позволяет при методе архивации по изменению значения произвести единичную запись в базу данных в течение данного расчетного периода. В то же время текущие интегральные

значения постоянно формируются с нарастающим итогом, что приводит к необходимости постоянного обращения к базе данных для записи величины изменения;

- погрешности при расчетах интегральных значений за любой интересующий промежуток времени, постольку поскольку в базе данных хранятся данные за расчетные интервалы, идентичные тем, что предоставляют аппаратные архивы приборов учета.

Для наглядного отображения структуры системы, а также для облегчения оператору процесса запоминания схем объектов, взаимосвязей между параметрами и назначений приборов учета, верхний уровень системы учета газа собственных нужд предоставляет набор различных информативных мнемосхем. В процессе управления мнемосхема является для оператора важным источником информации о текущем состоянии системы, характере и структуре протекающих в ней процессов, в том числе связанных с нарушением коммуникаций между элементами системы, нарушением технологических режимов, авариями и т.п.

Мнемосхема представляет собой наглядное графическое изображение функциональной схемы контролируемых объектов и является условной информационной моделью производственного процесса, выполненной как комплекс символов, изображающих элементы данного процесса с их взаимными связями. Мнемосхемы отражают общую картину состояния системы, технологического процесса, так и состояние отдельных агрегатов, устройств, значения параметров и т.п.

Все реализованные мнемосхемы отвечают следующим требованиям:

- каждая реализована максимально просто, не содержит лишних, затемняющих элементов, а отображаемая информация является четкой, конкретной и краткой, удобной для восприятия и дальнейшей переработки;
- выделены и используются только наиболее существенные особенности технологических процессов, а символы сходных

объектов и процессов по возможности объединены и унифицированы;

- все элементы контроля, наиболее существенные для оценки состояния, принятия решения или воздействия на управляемый объект, выделены размерами, формой и цветом;
- участки мнемосхемы, соответствующие различным материально-энергетическим потокам обособлены друг от друга и имеют завершенную, легко запоминающуюся и отличающуюся от других структуру;
- расположение контрольно-измерительных и индикаторных приборов четко согласовано с расположением соответствующих им элементов управления;
- применены условные обозначения параметров, которые либо являются общепринятыми буквенными обозначениями этих параметров, либо с ними ассоциируются.

Система реализует возможность представления ретроспективной информации по всем переменным, используемым в системе, в виде временных графиков (трендов). Подсистема трендов позволяет осуществить по запросу пользователя отображение в отдельном стандартном окне графика архивных значений одной либо одновременно нескольких выбранных переменных за указанный временной интервал. Пример внешнего вида окна графиков представлен на рисунке 5.

Изменение временного интервала отображения производится посредством интуитивно понятного интерфейса, использующего поля ввода времени и даты начала и конца периода, а также окно с ниспадающим списком переменных, доступных для выбора. По нажатию кнопки “Построить график” запускается процесс перерисовки графика для выбранных значений. Интервал может быть также изменен путем перемещения курсора мыши при наведении его на график при зажатой левой

кнопке. Для изменения интервала по оси ординат используется колесо прокрутки в то время, когда курсор находится на графике.



Рисунок 5 - Пример внешнего вида окна графиков

Система трендов предусматривает возможность добавления на одну область отображения нескольких графиков изменения выбранных пользователем переменных, при этом соблюдается их разделение по цвету, а также для соответствующей переменной добавляются новые оси ординат с указанием единиц измерения и автоматическим масштабированием по максимальному значению за указанный период.

Для обеспечения непрерывного характера отображаемых графиков между узловыми точками применяется интерполяция кубическими сплайнами методом Акимы.

В подсистеме трендов также предусмотрены следующие возможности:

- определение точного значения контролируемой переменной с применением инструмента “Курсор” при наведении на желаемую точку графика;
- приближения и отдаления отображаемой или выбранной области с помощью инструмента “Лассо”;
- копирование в буфер обмена и сохранение на диске области отображения в виде файлов в формате .bmp, .jpg или .png;
- предварительный просмотр и распечатку текущей отображаемой области на принтере.

Данный функционал подсистемы трендов позволяет эффективно отслеживать и сравнивать зависимости изменения значений переменных в рамках временных интервалов от нескольких секунд до нескольких десятков лет, что упрощает мониторинг и анализ происходивших в тот или иной момент времени изменений в работе как отдельных узлов, так и технологической системы в целом. Использование трендов делает возможным осуществление оперативного мониторинга и управления технологическим оборудованием и потреблением энергоресурсов.

Подсистема формирования корпоративных отчетов предприятия - это свод взаимосвязанных показателей, итогов работы предприятия за истекший отчетный период, представляемых в соответствующим образом утвержденных формах. Подсистема формирования отчетов собирает, систематизирует и отражает всю информацию о финансово – хозяйственной деятельности предприятия. На основании анализа данных и сформированных из них отчетов может строиться дальнейшая стратегия развития предприятия и приниматься управленческие решения.

В состав серверного приложения входит подсистема формирования отчетов. Структурная схема данной подсистемы представлена на рисунке 6.

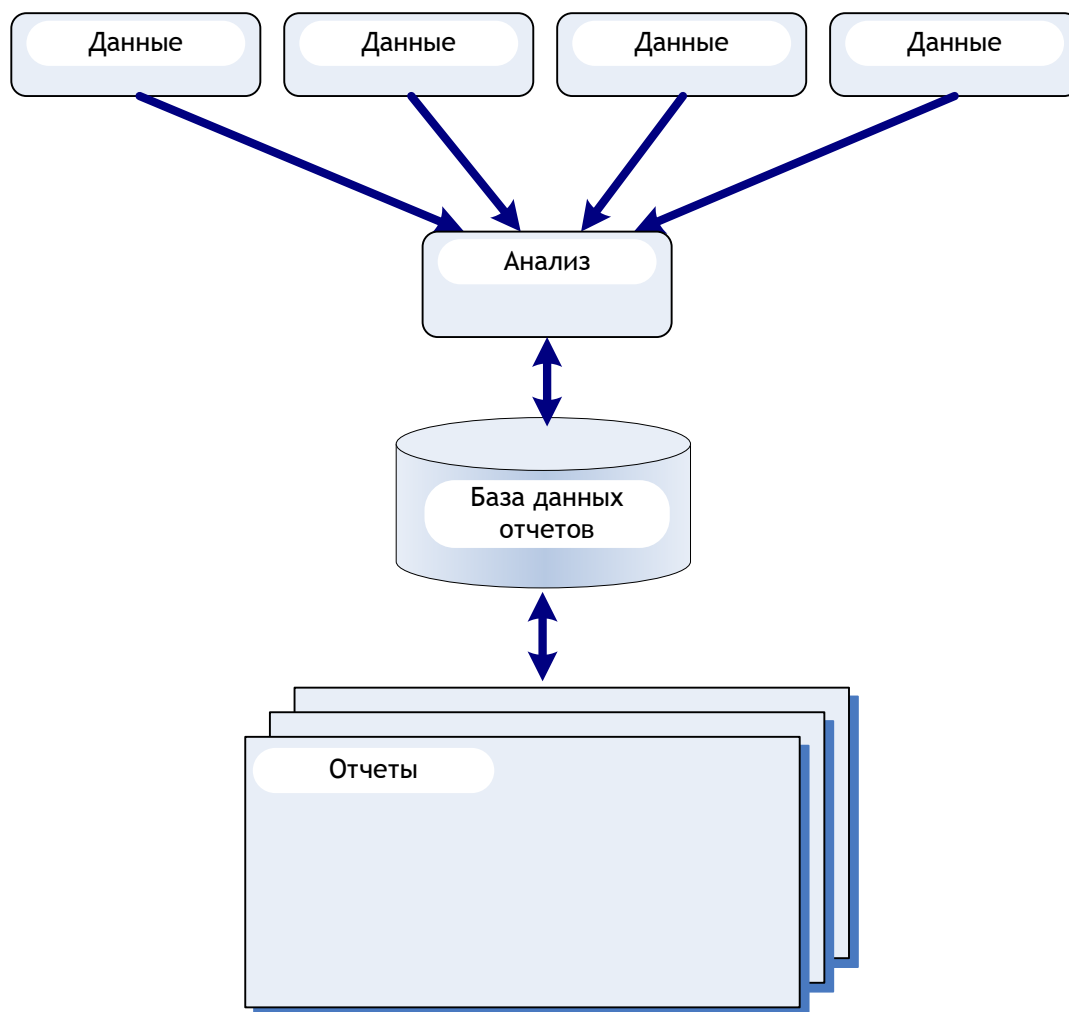


Рисунок 6 - Структурная схема формирования отчетности

База данных отчетов хранит архивные данные и рассчитанные значения, если таковые необходимы при формировании отчета. Данные для отчетов в БД обрабатываются алгебраически либо статистически. Собранные из разных источников, данные подвергаются анализу и расчету, для записи алгоритма обработки применяются SCIL-выражения. Вся информация по потреблению и распределению газа формируется в соответствии с иерархической структурой производства предприятия. Затем данные записываются в базу. По ним составляются оперативные отчеты, отчеты по тревогам и событиям.

2.2.2 Автоматическое ограничение подачи газа

Для предотвращения крупных потерь газа, система должна обеспечивать закрытие аварийной задвижки на трубопроводе, на котором обнаружен повышенный расход. Открытие задвижки должно осуществляться оператором с рабочего места, после устранения причины повышенного расхода газа.

Также, аварийная задвижка должна применяться для предотвращения аварийных ситуаций. Узел учета должен контролировать основные параметры газа в трубопроводе, а именно, давление и температуру. В случае, если контролируемые параметры выходят за допустимые границы, система должна автоматически обеспечивать закрытие аварийной задвижки.

Параметры отключения должны задаваться оператором и изменяться в зависимости от технологического процесса.

2.3. Выбор программного обеспечения для проектируемой системы

Информационное обеспечение представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств «Альфа ЦЕНТР» создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, «Альфа ЦЕНТР» обеспечен необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

Информационное обеспечение состоит из:

1. Документов:

- регламентирующих работу системы;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2. Информации, которая образуется в процессе функционирования системы:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних систем;
- отчетная и диагностическая информация.

«Альфа ЦЕНТР» обеспечивает хранение коммерческой и технической информации в базе сервера не менее десяти лет. База данных отвечает требованиям повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

Информационное обеспечение делится на вне машинное и внутри машинное.

Организация информационного обеспечения изображена на рисунке 7.



Рисунок 7 - Организация информационного обеспечения

Система выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 8.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов системы;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

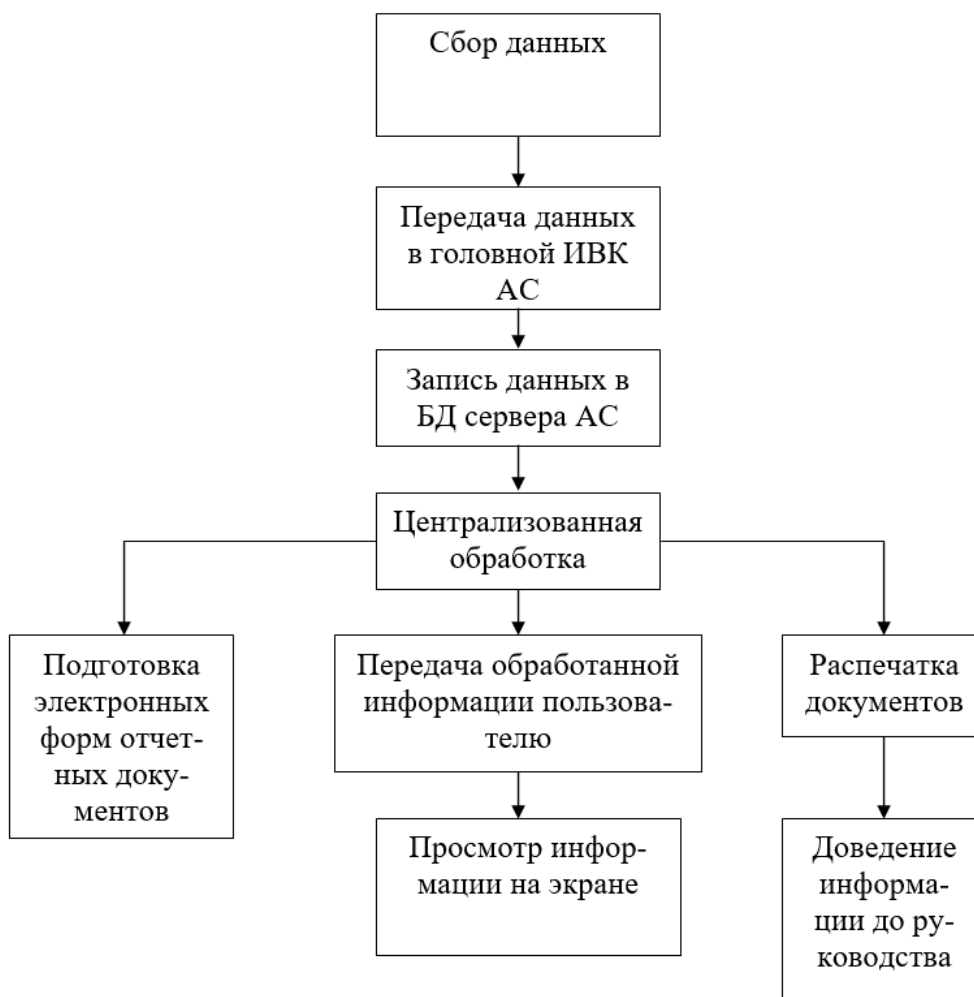


Рисунок 8 - Технологический процесс сбора и обработки данных

При взаимодействии ИВК и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях, произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемыми и потребленными энергоресурсами;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты.

Вне машинная информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);
- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Внутри машинная информация предназначена для обеспечения функционирования системы и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутри машинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных).

Программы, находятся на «жестких» дисках АРМов диспетчеров.

База данных находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

База данных построена на основе Oracle SE и обеспечивает хранение всей информации системы:

- первичных и расчетных данных;
- диагностической информации;
- описание коммуникаций;
- описание электрических схем;
- описание расчетных схем.

Для ведения электронного архива коммерческих и технологических данных используется система управления базами данных ORACLE 11.x, соответствующая стандарту ISO/IEC 9075^1992, «Язык баз данных SQL» (Database Language SQL).

Указанная система позволяет сформировать:

- глобальный список пользователей с разграничением прав доступа к информации;

- автоматический регламент копирования информации из баз данных на долговременные внешние носители;
- журналы регистрации событий с фиксацией идентификации пользователей баз данных и внесённых изменений с привязкой к единому системному времени;
- список сформированных отчётных документов.

Информационное и программное обеспечение разрабатываемой АС позволяет разделить задачи хранения, обработки и передачи информации по модульному принципу с соблюдением принципов открытости систем.

Система классификации и кодирования информации обеспечивает:

- единообразие представления всех данных;
- выделение элементарных идентифицирующих понятий и однозначную идентификацию каждого объекта;
- возможность вносить изменения и влиять на изменение структуры классификации без потерь баз данных;
- возможность дополнения классификационной структуры новыми идентифицирующими понятиями, возникающими в процессе развития;
- возможность классификации без ограничений на уровень вложенности;
- учёт представления пользователей в создаваемых классификациях;
- совместимость создаваемых классификаторов с отраслевыми;
- возможность расширения.

Информационное обеспечение посредством программных и технических средств обеспечивает:

- ввод, обработку, накопление и хранение информации;
- информационную совместимость ИВК и ИИК;
- представление информации в форме, удобной для пользователя;

- актуальность и достоверность информации в базах данных, ее хранение с минимально необходимой избыточностью, а также контроль полноты и непротиворечивости информации;
- адаптируемость к возможным изменениям информационных потребностей пользователей.

База данных может быть функционально разделена на несколько частей, в зависимости от того, какую часть измерительной системы она охватывает.

ИВК представляет собой программное обеспечение автоматизированной измерительной системы, которое позволяет производить:

- подготовку Базы данных для ввода параметров элементов системы.
- тестирование Баз данных;
- создание и выполнение одиночных запросов к Бадам данных;
- регистрацию элементов измерения системы;
- тестирование и компоновка элементов измерения и их характеристик;
- тестирование результатов измерения;
- подготовка структуры тарифов для формирования финансовых отчетов;
- устанавливать связь с узлами учета автоматически или по запросу оператора;
- осуществлять сбор и передачу данных от узлов учета;
- осуществлять хранение учетных и других данных в Базе данных системы;
- производить конверсию данных для передачи в другие компьютерные системы для последующей обработки или мониторинга;

- осуществлять обработку результатов измерения для выставления счета установленной формы, производить анализ, строить прогноз и осуществлять контроль управления энергопотреблением.

Во второй главе был осуществлён выбор технических решений. Разработана структурная схема, состоящая из шести уровней. Для каждого уровня определены функции и назначение. Также, были описаны функции, реализуемые системой в целом. Полученные данные, позволили осуществить выбор программного обеспечения Альфа-Центр, на базе которого и будет построена система.

ГЛАВА 3. РЕАЛИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ

3.1. Выбор аппаратного обеспечения системы

3.1.1 Линии связи ИК с центральной частью системы

Линии связи ИК с центральной частью системы предназначены для передачи данных между узлами учета и сервером сбора коммерческой информации, а также АРМами пользователей. В состав этой категории входят следующие технические средства:

1. Коммуникационные низковольтные комплектные устройства (КНКУ) в составе:
 - преобразовательное оборудование (Advantech ADAM-4542+-AE), необходимое для конвертирования интерфейса RS-485 в Ethernet-FX;
 - преобразовательное оборудование (Advantech ADAM-4520), необходимое для конвертирования интерфейса RS-232 в RS-485.
2. Каналы связи:
 - прокладываемые в рамках проектируемой системы внутрицеховые каналы связи RS-485 между тепловычислителями/ВИПР и преобразовательным оборудованием КНКУ;
 - прокладываемые в рамках проектируемой системы волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) между зданиями для связи оборудования КНКУ, установленных в них, с коммуникационным оборудованием серверного НКУ;
3. Оборудование серверного низковольтного комплектного устройства (СНКУ):
 - преобразовательное оборудование (Advantech ADAM-4542+-AE, шлюзы Advantech ADAM-4570), необходимое для конвертирования интерфейса Ethernet-FX в Ethernet-TX и организации TCP/IP стека;

- коммуникационное (коммутатор Korenix JetNet 5628G), необходимое для обмена данными между сервером, узлами учета и АРМами пользователей.

Технические параметры устройств уровня №3 АСКУТЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Технические параметры устройств уровня №3 АСКУТЭ

Характеристика	Модули серии ADAM-4000			
	Advantech ADAM-4542+-AE	5628G Advantech ADAM-4570	Advantech ADAM-4520	Korenix JetNet
Тип и количество интерфейсных портов	1*Ethernet FX/SC SM, 1*RS-232/422/485	1*Ethernet 100BASE-TX, 2*RS-232/422/485	1*RS-232, 1*RS-422, 1*RS-485	4*Ethernet Gigabit COMBO RJ-45/SFP
Тип исполнения	На DIN-рейку	На DIN-рейку	На DIN-рейку	Стоечное, высота 1U
Рабочая температура	-10...+70°C	0...+60°C	0...+75°C	-40...+70°C
Параметры питания	DC (10...30) В	DC (10...30) В	DC (10...30) В	~220 В, 50 Гц
Потребляемая мощность	Не более 1.5 Вт	Не более 2 Вт	Не более 1 Вт	Не более 40 Вт

3.1.2 Центральная часть системы

Центральная часть системы состоит из сервера сбора коммерческой информации с установленным на нем ПО и АРМов пользователей.

Сервер сбора коммерческой информации представляет собой HP ProLiant DL380 G7 стоечного исполнения высотой 2U, устанавливаемый в

серверное НКУ. Для обеспечения коммуникации с нижними уровнями системы он оснащен четырьмя Ethernet 1000BASE-TX портами. Для повышения отказоустойчивости в состав сервера входят 5 жестких дисков, объединенных интегрированным в него контроллером в массив RAID 5.

Сервер сбора коммерческой информации является источником точного времени в системе, его время синхронизируется с астрономическим посредством подключенного к нему GPS-приемника.

Технические параметры сервера сбора информации HP ProLiant DL380 G7 представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Технические параметры сервера сбора информации

Характеристика	Значение
Модель процессора	Intel Xeon E5640
Количество процессоров	1
Объем и тип ОЗУ	6 Гбайт DDR3, 1333 МГц
Тип жестких дисков	300 GB SAS HDD, 10000 об/мин
Количество жестких дисков	5
Сетевой контроллер	HP NC382i, Ethernet 10/100/1000 Мбит/с
Оптический дисковод	DVD Super Multi, (8x DVD/DVD+RW, 6x DVD-RW, 5x DVD-RAM)
Тип исполнения	Стоечный, высотой 2U
Параметры электропитания	АС (100-240) В, (50 ... 60) Гц, 460 Вт
Рабочая температура	(+10...+35) ⁰ С

Пользователи получают доступ к отчетам потребления энергоресурсов с существующих АРМов, имеющих доступ к локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

3.1.3 Размещение технических средств

Компоненты системы устанавливаются в шкафах, обеспечивающих возможность размещения оборудования в промышленных помещениях, предотвращающие несанкционированный доступ к оборудованию, обеспечивающие климатическую защиту оборудования.

Оборудование всех НКУ системы получает питание от шкафов АВР через источники бесперебойного питания, что обеспечивает его работу в течение 30 минут после пропадания сетевого напряжения, и имеют нагревательный элемент для поддержания постоянной нормальной рабочей температуры микроклимата.

Монтаж оборудования необходимо производить при температуре и относительной влажности окружающего воздуха, оговоренных предприятиями-изготовителями в технических условиях на изделие.

Крепление оборудования осуществлять способами, предусмотренными конструкцией изделий и деталями, входящими в комплект.

Заземление оборудования выполнять в соответствии с требованиями инструкций предприятий-изготовителей, ПУЭ и СНиП 3.05.06-85.

Заземление экранов кабелей магистрали RS-485 следует выполнять только на одном конце магистрали.

Кабели магистрали интерфейса RS-485 следует прокладывать, по возможности, в непосредственной близости от горизонтальных заземлителей. Допускается прокладка данных кабелей совместно с контрольными кабелями. При прокладке кабелей магистрали интерфейса RS-485 и кабеля связи по одной трассе с силовыми кабелями, расстояние между ними в свету должно быть не менее:

0,45 м – для кабелей с цепями 220 В;

0,60 м – для кабелей с цепями 380 В;

1,2 м – для кабелей 6-10 кВ.

Нарезку кабеля производить только после уточнения трассы на объекте, с учетом запаса по длине не менее 2% для компенсации возможных температурных деформаций самих кабелей и конструкций, по которым они проложены. Укладывать запас кабеля в виде колец (витков) запрещается.

Кабели должны быть жестко закреплены в конечных точках у концевых заделок, на вертикальных участках трассы, с обеих сторон изгибов (кратность радиуса изгиба по отношению к внешнему диаметру кабеля должна быть не менее 10).

В местах крепления оболочки кабелей должны быть предохранены от механических повреждений при помощи эластичных прокладок.

Указания по монтажу оборудования узлов учета тепловой энергии пара, сетевой воды, горячего водоснабжения, технической воды и хозяйственно-питьевого водопровода приведены в общих указаниях на эти узлы.

3.1.4 Описание защиты от несанкционированного доступа

Защита от несанкционированного доступа к компонентам технического обеспечения осуществляется на физическом уровне.

В целях предотвращения несанкционированного физического вмешательства в работу устройств системы предусмотреть пломбирование оборудования узлов учета и открывающихся частей шкафов системы. На шкафы вместо пломбы может быть установлена этикетка визуального контроля.

3.1.5 Выбор метода измерения

К выбору метода измерения нужно подходить самым тщательным образом. Следует учитывать, что каждый из методов имеет свои достоинства и недостатки и выбор должен основываться на результатах тщательной метрологической экспертизы как самих методов измерения и реализующих их устройств, так и условий их градуировки и последующей эксплуатации.

Традиционно коммерческий учет газа основан на объемном и скоростном методах измерения объема газа, реализованных на базе диафрагменных (мембранных), ротационных и турбинных счетчиков газа и измерительных комплексов на их основе.

Рассмотрим метод переменного перепада давлений с использованием стандартных сужающих устройств (прежде всего — диафрагм) в комплексе с современными интеллектуальными преобразователями давления и разности давлений. К достоинствам этих расходомеров следует отнести простоту конструкции преобразователя расхода и возможность поверки и проверки работоспособности беспродувным методом, т. е. при отсутствии расходомерных стендов. Данная возможность обусловлена наличием наиболее полной научно-технической, в том числе стандартизированной информации по данному методу измерения..

Недостатками являются, во-первых, малый диапазон измерения (ранее не превышающий значения 1:3, а в настоящее время, с появлением многопредельных интеллектуальных датчиков давления, увеличившийся до 1:10). Во-вторых, высокая чувствительность к неравномерности эпюры скоростей потока на входе в СУ, обусловленной наличием в подводящем или отводящем трубопроводах гидравлических сопротивлений (запорной арматуры, колен и т. д.). Данное обстоятельство определяет необходимость наличия перед указанными СУ прямых участков длиной не менее 10 диаметров условного прохода (Ду) трубопровода. В ряде случаев, например при установке СУ после гидравлических сопротивлений, таких как не полностью открытый вентиль, прямой участок перед СУ достигает длины 50 Ду и более.

Метод основан на том, что поток вещества, протекающего в трубопроводе, неразрывен и вместе установки сужающего устройства скорость его увеличивается. При этом происходит частичный переход потенциальной энергии давления в кинетическую энергию скорости, вследствие чего статическое давление перед местом сужения будет больше,

чем за суженным сечением. Разность давлений до и после сужающего устройства – перепад давления – зависит от расхода протекающего вещества и может служить мерой расхода.

Основы измерения расходов газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами и общие технические требования к расходомерным устройствам регламентируются Правилами РД 50 – 213 – 80. согласно правилам, расходомерное устройство состоит из расходомера (стандартного сужающего устройства, дифманометра, приборов для измерения параметров среды и соединительных линий) и прямых участков трубопроводов до и после сужающего устройства с местными сопротивлениями.

Приведенные в Правилах положения справедливы при соблюдении следующих условий измерения: характер движения потока в прямых участках трубопроводов до и после сужающего устройства должен быть турбулентным, стационарным; фазовое состояние потока не должно изменяться при его течении через сужающее устройство (жидкость не испаряется, растворенные в жидкости газы не выделяются, исключается конденсация водяного пара из газов с последующим выпадением жидкой фазы в трубопроводе вблизи сужающего устройства); во внутренней полости прямых участков трубопроводов до и после сужающего устройства не скапливаются осадки в виде пыли, песка, металлических предметов и др. видов загрязнений; на поверхности сужающего устройства не образуются отложения, изменяющие его конструктивные параметры; при измерении расхода газа отношение абсолютных давлений на выходе и входе сужающего устройства больше или равно 0,75.

Ротационный счётчик - это один из первых типов газовых счётчиков, которые начали использовать для подсчёта расхода газа. Ротационные счётчики чаще применяются на предприятиях, где потребление природного газа не превышает 200 кубометров в час, реже – в частных секторах. Достоинства ротационных счётчиков: у ротационного счётчика относительно

большая пропускная способность при сравнительно небольших размерах и массе, он долговечен и выдерживает некоторые перегрузки.

Недостатки ротационных счётчиков: ротационный газовый счётчик стоит больше, чем иные из-за дорогостоящих материалов, применяемых для его производства, а также он требует тщательной подгонки всех деталей.

Турбинные газовые счётчики очень сложны по своей конструкции. В их основе – корпус, где на подшипниках установлено колесо турбины. Турбинные газовые счётчики в основном применяют на предприятиях с очень высоким потреблением природного газа, а также на магистралях с относительно высоким давлением. Современный счётный механизм турбинного газового счётчика – это своеобразная компьютерная мини-система. Она не только подсчитывает импульсы и переводит их цифровой эквивалент, но и следит за правильностью работы счетчика, а также сигнализирует о не санкционированном вмешательстве в его работу.

Выберем турбинный счетчик с корректором расхода, поскольку при достаточном уровне погрешности, эти счетчики обладают минимальной стоимостью и являются наиболее простыми в обслуживании.

3.1.6 Выбор прибора для измерения газа

Счетчики предназначены для измерения объема плавноменяющихся потоков очищенных неагрессивных одно- и многокомпонентных газов (природный газ, воздух, азот, аргон и др. с плотностью при нормальных условиях не менее $0,67 \text{ кг/м}^3$) при использовании их в установках промышленных и коммунальных предприятий и для коммерческого учета газа.

Для измерения расхода газа необходимо выбрать датчик с пределом основной допускаемой погрешности не ниже 1 и диапазоном измерения не менее $15 \text{ м}^3/\text{ч}$. Сравнение характеристик счетчиков приведено в таблице 3

Таблица 3 – Сравнение параметров счетчиков

Параметр	СГ-16М	СТГ	TZ/Fluxi	TRZ
Необходимость прямых участков (до/после счетчика, d _y)	5 / 3	2 / 1	2 / 1	2 / 1
Температура измеряемого газа, °С	-20...+50	-30...+60	-30... +60	-20... +60
Температура окружающей среды, °С	-30...50			-20 ... +70
Максимальное рабочее давление, МПа	1,6	1,6	1,6	1,6
Основная погрешность	±1%	±1%	±1%	менее 1 %
Диапазоны измерения счетчика Q _{min} : Q _{max}	1:10, 1:20	1:10, 1:20,	1:10, 1:20, 1:30	1:10, 1:20, по спец. заказу 1:30
Расходы газа при рабочих давлениях, м ³ /ч Q _{min} ... Q _{max}	10 ... 2500	8 ... 1600	8 ... 10000	13 ... 25000
Межповерочный интервал, лет	3	6	8	10
Средний срок службы, лет	10	12	12	12
Необходимость принудительного смазывания трущихся деталей	Есть	Нет	Нет	Нет

На основе таблицы 3 выбран счетчик TRZ НПФ «Раско», как обладающий наилучшими характеристиками.

3.1.7 Выбор привода аварийной задвижки

Выбор привода аварийной задвижки проводился между МЭП-25000/100-50-00К и AumaMatic.

Характеристики датчиков сведены в таблицу 4.

Таблица 4 - Характеристики МЭП-25000/100-50-00К и AumaMatic

Наименование характеристики	Значение	
	МЭП	AumaMatic
ИМ	МЭП	AumaMatic
Номинальный крутящий момент, Нм	25000	30000
Номинальное время полного хода выходного вала,	100	10
Номинальный полный ход штока, мм	50	-
Напряжение питания, В	380	380
Частота, Гц	50	50
Потребляемая мощность, Вт	200	100
Габариты, мм	310/380/550	210/500/350
Температура окружающей среды, °С	-50...+50	-50...+70
Срок службы, лет	Не менее 15	20 лет

В качестве привода аварийной задвижки были выбраны электроприводы AumaMatic AMExB01.1 с блоками электронного управления. К их преимуществам можно отнести:

- защита от перегрузки по крутящему моменту;
- контроль температуры электродвигателя в сочетании с термовыключателем в электроприводе;
- электроники привода и блока управления от перенапряжений до 4кВ;
- высокая вибрационная прочность (1г для 10...200Гц).

3.2. Настройка и конфигурирование компонентов системы

3.2.1 Настройка программного обеспечения "Альфа ЦЕНТР"

В пакет программного обеспечения, устанавливаемого на сервер, входит:

- операционная система Windows Server 2012;
- прикладное программное обеспечение "Альфа ЦЕНТР" АС_SE в комплекте с лицензиями на систему управления базой данных (СУБД) ORACLE 9.x.x;
- прикладное программное обеспечение "Альфа ЦЕНТР Time" АС_T для работы с УССБ;
- прикладное программное обеспечение "Альфа ЦЕНТР Import/Export" АС_I/E для импорта/экспорта данных;
- прикладное программное обеспечение "Альфа ЦЕНТР Monitoring" АС_M для мониторинга данных по АИИС КУЭ;
- OPC-сервер для передачи информации в OPC-совместимые программные комплексы.

СУБД ORACLE 9.x.x - это система управления базой данных, формируемой ПО «Альфа ЦЕНТР». Является законченным сертифицированным программным продуктом одного из мировых лидеров – разработчиков и поставщиков систем СУБД.

Критериями выбора являются:

- широкий ареал распространения по всему миру со стабильным рынком сбыта;
- работа в многопользовательском режиме;
- наличие системы авторизации и разделения прав пользователей;
- поддержка системы транзакций;
- масштабируемость;

- наличие вариантов исполнения под несколько операционных систем;
- наличие стандартных механизмов архивации и восстановления;
- наличие стабильного рынка средств разработки приложений;
- поддержка системы национальных языков.

ПО «Альфа ЦЕНТР» SE является законченным сертифицированным программным продуктом производителя – компании "Эльстер Метроника" г. Москва. Сертификат об утверждении типа средств измерений под номером RU.C.34. 004.A № 9062, Государственный реестр средств измерений с регистрационным номером № 20481-00.

Основным критерием выбора является то, что комплекс ИВК "Альфа ЦЕНТР" осуществляет сбор, обработку, хранение и передачу информации метрологически аттестованным, защищенным от несанкционированного доступа и сертифицированным для проведения коммерческих расчетов, единым распределенным программно-аппаратным комплексом.

ПО «Альфа ЦЕНТР» AC_SE(PE) производства ООО "Эльстер Метроника" г. Москва, предназначено для измерения и учета энергии и мощности, а также автоматического сбора, обработки и хранения данных со счетчиков и отображения полученной информации в удобном для анализа виде (в виде таблиц и графиков на экране АРМ или в файлах формата АСКП, XML или XLS).

Программный пакет серии "Альфа ЦЕНТР" позволяет удовлетворить потребности в автоматизации технического учета энергоресурсов. Все варианты программного обеспечения полностью совместимы на уровне справочников и данных.

Комплекс в параллельном режиме (одновременно) автоматически осуществляет:

- сбор данных со счетчиков;
- самодиагностику и диагностику компонентов на всех уровнях системы;

- проведение расчетов;
- анализ полноты данных и проведение сбора недостающих данных.

"Альфа ЦЕНТР" позволяет формировать расчетные группы счетчиков, осуществлять автоматические расчеты по группам счетчиков с учетом полноты пришедших данных и автоматические перерасчеты.

ПО "Альфа ЦЕНТР" решает следующие задачи:

- измерение параметров;
- автоматические расчеты в соответствии с описаниями расчетных групп и соответствующих им описаниям временных зон;
- ведение архивов по результатам расчетов;
- диагностика полноты данных;
- поддержание единого системного времени с целью обеспечения синхронности измерений;
- отслеживание превышения мощности заданных лимитов.

Для обеспечения высокой степени работоспособности, комплекс осуществляет автоматическую диагностику и фиксирует все случаи неисправности в собственном журнале событий. В целях защиты измерительных данных и параметров комплекса от несанкционированных изменений предусмотрена многоуровневая система ограничения доступа.

ПО «Альфа ЦЕНТР SE(PE)» имеет архитектуру "клиент-сервер" и состоит из следующих компонентов:

- ПО коммуникационного сервера, которое реализует параллельный опрос счетчиков по одной или нескольким линиям связи, а также информационное взаимодействие с центрами сбора и обработки данных;
- ПО расчетного сервера, осуществляющее диагностику полноты данных;
- ПО сервера базы данных и приложений;

– клиентского ПО.

На рисунке 9 показана единая архитектура комплекса Альфа ЦЕНТР SE.

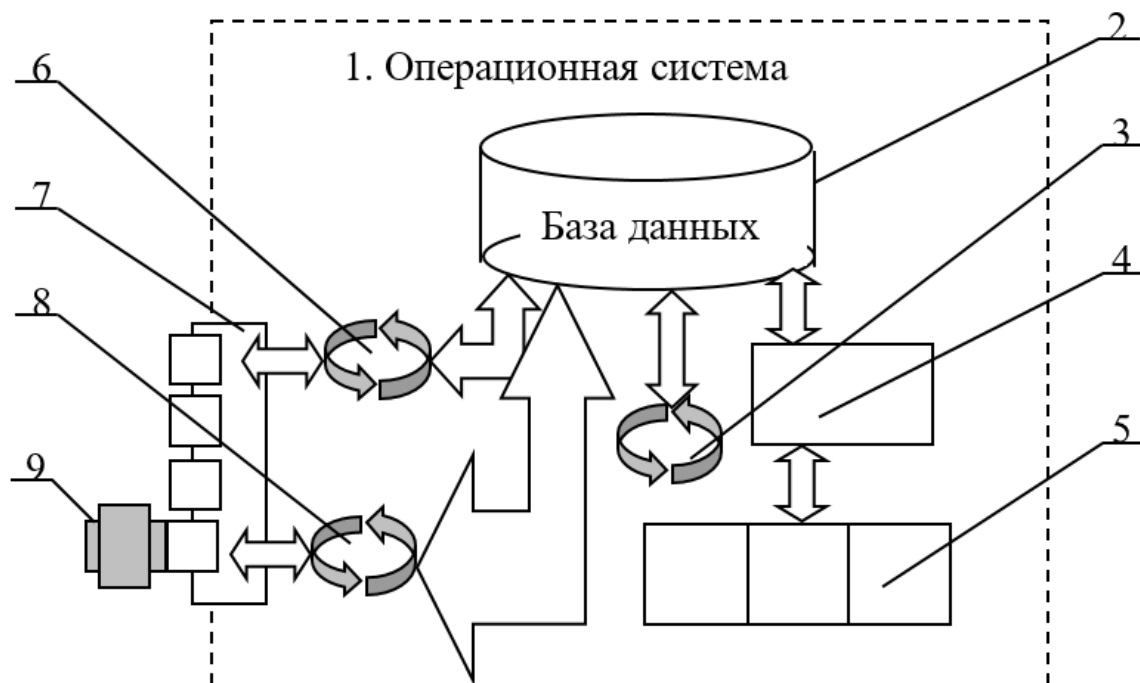


Рисунок 9 - Единая архитектура комплекса Альфа ЦЕНТР SE (РЕ).

Обозначения:

1. Операционная система Microsoft Windows;
2. База данных – информационная база системы на основе ORACLE;
3. Расчетный сервер – управление расчетами;
4. Модуль взаимодействия с базой данных;
5. Модули формирования отчетов, графиков, экранных форм;
6. АМР сервер – передача данных на верхний уровень;
7. Коммуникационные порты компьютера;
8. Коммуникационный сервер – опрос счетчиков, УСПД, других серверов;
9. HASP ключ – защита от несанкционированного доступа.

Установка Альфа ЦЕНТР SE производится в два этапа:

- установка сервера БД Oracle 9.x.
- установка клиентских мест.

Общая последовательность установки сервера БД:

- установка сервера БД Oracle 9.x;
- установка Альфа ЦЕНТР БД;
- установка драйвера HASP;
- установка модуля Альфа ЦЕНТР Администратор;
- регистрация коммуникационного, расчетного и AMR- сервера
- установка Альфа ЦЕНТР Резерв (запустить программу установки ACBackupSetup.exe);
- установка модуля управления расчетным сервером;
- установка модуля управления коммуникационным сервером;
- установка модуля управления AMP сервера для работы по RS-232;
- установка модуля управления AMP сервера для работы по TCP/IP;
- установка модуля отображения статусов серверов.

Общая последовательность установки клиентских мест:

- установка Альфа ЦЕНТР клиент с указанием IP- сервера БД Oracle;
- установка Альфа ЦЕНТР (экранного интерфейса);
- установка дополнительных модулей ("АС_Резерв");
- регистрация копии Альфа ЦЕНТР в ООО "Эльстер Метроника".

3.2.2 Настройка модулей Альфа-Центр

Коммуникационный модуль является частью программы и работает с использованием каналов связи различной природы (по интерфейсу RS-485, Ethernet, телефонным линиям, радиоканалам стандарта GSM и т.д.). При

наличии переносного компьютера, фотосчитывающей головки Unicom probe и ПО «АС Laptop» возможен опрос счетчиков через оптический порт.

Коммуникационные порты компьютера осуществляют доступ к коммуникационному модулю. С помощью диалога добавления и настройки портов описываются характеристики коммуникационных портов, тип линии, скорость порта.

Для предоставления данных другим узлам системы, в программе предусмотрен «АМР сервер». Он работает по выделенным или коммутируемым линиям, по протоколу TCP/IP или на прямую через RS-232 порт.

Расчетный сервер, действующий на клиентском месте, служит для вычисления расчетных группы за день. При включении компьютера расчетный сервер стартует, и его иконка находится на панели задач. Активизировать расчетный сервер можно двойным нажатием левой кнопки мыши или выбрав пункт в меню *Расчетный сервер* в ПО «Альфа ЦЕНТР». Остановить расчетный сервер можно выбрав меню закрыть по правой кнопке мыши. В меню *Параметры...* настраивается частота запуска автоматического расчета и количество дней, которые участвуют в расчете.

Механизм формирования групп учета с агрегированием данных по нескольким точкам, заложенный в ПО «Альфа ЦЕНТР», позволяет автоматизировать учет.

ОРС-сервер предназначен для передачи информации по электроэнергии, с интервалами усреднения: 3 и 30 минут, в ОРС-совместимые программные комплексы.

3.3. Разработка инструкции по эксплуатации

3.3.1 Порядок настройки АИИС в ПО Альфа ЦЕНТР

1. Установка технического интервала;
2. Описание УСПД и его точек учета;

3. Заполнение календаря специальных дат;
4. Заполнение справочной информации (необходимо для описания расчетных групп):
5. Справочник временных (тарифных) зон;
6. Справочник субъектов рынка;
7. Справочник элементов баланса.
8. Составление расчетных групп;
9. Описание коммуникаций:
10. Добавление и настройка коммуникационных серверов
11. Добавление и настройка коммуникационных портов;
12. Описание точек опроса;
13. Добавление в точки опроса счетчиков или УСПД.
14. Если необходимо, добавление пользователей с различными уровнями доступа;
15. Опрос счетчиков или УСПД

Занесение информации о счетчиках объекта:

Шаг 1 Описание объекта

1. № - Номер объекта. Поле обязательно для ввода и номер объекта должен быть уникальным в рамках типа объекта;
2. Название - Название объекта;
3. Адрес - Адрес объекта и любая другая информация об объекте.

Шаг 4 Описание счетчиков объекта

1. № Счетчика - Серийный номер счетчика. № Счетчика должен обязательно совпадать с его серийным номером. Поле обязательно для ввода и серийный номер счетчика должен быть уникальным;
2. Тип счетчика - Тип счетчика, выбирается из списка типов счетчиков;

Для комплексного анализа собранных измерений со счетчиков или УСПД в программе предусмотрены расчетные группы. Существуют разные типы расчетных групп:

Расчетная группа описывается в два этапа:

1. Описание самой расчетной группы;
2. Добавление измерений в расчетную группу.

После создания коммерческих расчетных необходимо их рассчитать.

Балансовая группа - Для данного типа группы рассчитываются балансы, небалансы, средние небалансы за период и т. д. Создается из двух коммерческих предварительно созданных расчетных групп.

Любые изменения, сделанные в параметризации коммерческой расчетной группе "задним числом" требуют обязательного перерасчета.

Описание расчетной группы:

1. Расчетная группа - Уникальный номер расчетной группы;
2. Тип расчетной группы - Выбирается тип расчетной группы - коммерческая или техническая. Для технической расчетной группы можно задать лимит при превышении, которого, во время мониторинга мощности по расчетной группе, график будет сигнализировать красным цветом и звуковым сигналом. Если лимит равен 0, то его не использовать;
3. Детализации - Существуют три уровня детализации (см. справочник элементов баланса), которые описывают расчетную группу. Если какой-то уровень детализации не нужен, то из списка выбирается 0 (не детализировано);
4. Тип измерения - Тип измерения расчетной группы;
5. Вариант временной зоны - Вариант временной зоны, которому принадлежит группа;
6. Период действия – Период, в течении которого расчетная группа будет участвовать в расчетах;
7. Объект взаимодействия - Объект взаимодействия.

После описания расчетной группы надо добавить в нее измерения в следующей последовательности:

1. Тип объекта - Выбирается из списка тип объекта;
2. Объект - Выбирается из списка объект;

3. Нормальное/Реверсивное - Нормальное или реверсивное измерение.
4. Выбирается из списка измерение(измерения), которые будут входить в расчетную группу. Для того, чтобы выбрать из списка много измерений, надо их выбирать при нажатой клавиши *Ctrl* или *Shift*.
5. Знак (плюс или минус) с которым будет суммироваться измерение(измерения) в расчетной группе.

Для расчета балансов, небалансов, среднего небаланса по объекту или группе объектов существует особый тип групп - балансовые группы. Для описания балансовой группы необходимо в рамках объекта, где она будет создана, создать две расчетные группы, одна для приема энергии другая для отдачи и включить в них соответствующие измерения. Затем в балансовой группе эти две группы указать.

1. № - Уникальный номер балансовой группы;
2. Детализация - Первый уровень детализации всегда баланс. Детализацию второго уровня можно выбрать из справочника;
3. Тип измерения - Тип измерения балансовой группы;
4. Прием - Выбирается расчетная группа для приема энергии;
5. Отдача - Выбирается расчетная группа для отдачи энергии.

3.3.2 Настройка коммуникационной программы

Программа “Альфа ЦЕНТР Коммуникатор” служит для описания в базе данных схем опроса счетчиков и (или) УСПД, описания схемы передачи данных между серверами Альфа ЦЕНТР и для ручного (тестового) опроса устройств. Главное окно программы состоит из:

- Основного меню программы и верхней панели инструментов
- Древа коммуникаций (в левой части основного окна)
- Панели действий (в правой части основного окна)

Дерево коммуникаций иерархически представляет схему сбора данных.

Основными элементами древа коммуникаций являются:

- Коммуникационные сервера. Компьютеры, с которых осуществляется сбор данных и(или) которые сами служат источниками информации. В базу данных должно быть введено описание, по крайней мере, одного сервера.
- Порты. Для каждого коммуникационного сервера должны быть описаны сериальные порты, через которые осуществляется доступ к устройствам и связь с серверами верхнего уровня.
- Точки опроса. Для каждого коммуникационного сервера указываются группы приборов учета (счетчики и УСПД), опрашиваемые с данного компьютера совместно, и способы связи с этими группами. Данные группы приборов, объединенные общим методом доступа, называются точками опроса.
- Список УСПД. Независимо от способов доступа в базе данных формируются описания опрашиваемых УСПД (Устройств сбора и передачи данных). Под термином УСПД, подразумеваются промышленные контроллеры, сервера сбора и хранения данных, осуществляющие сбор и хранение информации, полученной с приборов учета (счетчиков) для последующей ее передачи на сервер верхнего уровня.

Для внесения изменений в дерево коммуникаций необходимо выделить требуемую запись и выбрать опцию из контекстного меню “Действия”. Меню “Действия” также возникает при нажатии правой кнопки “мыши” на требуемой записи дерева.

В результате выполнения команд меню “Действия” в дерево коммуникаций добавляются новые элементы, корректируются или удаляются старые записи.

Стандартные команды меню “Действия”:

- Обновить. Обновляет элементы текущей ветки дерева, перечитывая информацию из базы данных. Данная операция может использоваться, например, для сортировки элементов.

- Добавить. Вызывает форму добавления нового элемента.
- Удалить. Удаляет выделенный элемент дерева коммуникаций.
- Свойства. Вызывает форму для коррекции параметров выделенного элемента.

Основное меню:

- “Поиск” - вызывается форма “Поиск счетчиков, УСПД в схеме опроса”, служащая для поиска счетчика в точках опроса или в описании УСПД.
- “Журнал опроса” – вызывается форма “Журнал опроса” для просмотра событий, произошедших в системе сбора данных.
- “Монитор автоматического опроса” – вызывается программа “Монитор автоматического опроса” для оперативного просмотра состояния сбора данных.
- “Службы Альфа ЦЕНТР” – вызывается форма “Состояние и управление автоматическими службами Альфа ЦЕНТР”.
- “Свойства” – вызывается форма “Параметры опроса”, задающая параметры доступа к базе данных коммуникационной программы, режим и уровень диагностики, а, также, задающая номер текущему коммуникационному серверу.
- “Один сервер показывать” – позволяет переключить режим отображения только ветки дерева коммуникаций, относящейся к текущему коммуникационному серверу. Номер текущего коммуникационного сервера (ПК на котором работает программа), задается в форме “Параметры опроса”.

Дерево коммуникаций иерархически представляет схему сбора данных.

Основными элементами дерева коммуникаций являются:

- Коммуникационные сервера. Компьютеры, с которых осуществляется сбор данных и(или) которые сами служат

источниками информации. В базу данных должно быть введено описание, по крайней мере, одного сервера.

- Порты. Для каждого коммуникационного сервера должны быть описаны, в случае их наличия, последовательные порты (COM-порты), через которые осуществляется доступ к устройствам и связь с серверами верхнего уровня.
- Точки опроса. Для каждого коммуникационного сервера указываются группы приборов учета (счетчики и УСПД), опрашиваемые с данного компьютера совместно, и способы связи с этими группами. Данные группы приборов, объединенные общим методом доступа, называются точками опроса.
- Список УСПД. Независимо от способов доступа в базе данных формируются описания опрашиваемых УСПД (Устройств сбора и передачи данных). Под термином УСПД, подразумеваются промышленные контроллеры, сервера сбора и хранения данных, осуществляющие сбор и хранение информации, полученной с приборов учета (счетчиков) для последующей ее передачи на сервер верхнего уровня.

Альфа ЦЕНТР Коммуникатор, допускает:

- Ввод в базу данных двух и более описаний портов, ссылающихся на один физический интерфейс, но отличающихся коммуникационными параметрами (скорость, тип линии и др.)
- Возможность ввода одной точки учета (счетчика) в описания точек учета двух и более УСПД.
- Возможность добавления одного счетчика или УСПД в описание двух и более точек опроса; параметры опроса одного устройства при этом могут отличаться в зависимости от точки опроса, в которой устройство описано.

При описании плана автоматического опроса, должно быть соблюдено основное правило:

Опрос устройства (счетчика или УСПД) не должен осуществляться одновременно разными способами (через разные точки опроса).

Достигаться это должно применением следующих схем:

- Разделение во времени опроса одного устройства через разные каналы связи (точки опроса).
- Ручная консервация точки опроса.
- Описание автоматического переключения между главной и резервными точками опроса.

Возможен выбор двух вариантов опроса устройств:

- По заданному расписанию
- Постоянно, с указанной частотой синхронизации.

При указании способа связи с точкой опроса возможно:

- Указание для каждой точки опроса уникального серийного устройства
- Указание одного серийного устройства для многих точек опроса
- Указание признака “использовать любой свободный коммутируемый порт”

Указание уникального серийного порта при описании способа связи с точкой опроса делает возможным режим постоянного соединения, исключает ожидание освобождения порта.

При данном способе связи, точки опроса, использующие общий СОМ-порт, будут опрашиваться по очереди, ожидая освобождения порта. Использование параметра “максимальное количество повторов в течении одного интервала” ограничивает использование порта одной точкой опроса, освобождая время для опроса оставшихся. Данный вариант применяется при использовании коммутируемого метода доступа, когда с одного модема, осуществляются звонки по разным телефонным номерам с целью сбора данных. Режим “постоянного соединения” в данном случае не применим. (Используется режим опроса по расписанию).

При использовании данного признака происходит автоматический выбор любого, свободного в момент опроса порта с типом линии “коммутируемая” и с признаком “Доступен как любой коммутируемый”. Выбранный порт используется для коммутируемого доступа к точке опроса. Данный вариант применяется при использовании коммутируемого метода доступа, когда с одного модема, осуществляются звонки по разным телефонным номерам с целью сбора данных.

Режим “постоянного соединения” соединения в данном случае не применим. (Используется режим опроса по расписанию).

Работа “по заданному расписанию” характерна тем, что после завершения каждого сеанса связи, коммуникационные и другие ресурсы сервера (порт RS-232, ОЗУ), освобождаются. В режиме опроса “по расписанию”, для каждого устройства в точке опроса, индивидуально задается интервал опроса (от одного раза в минуту до одного раза в день). Интервалы опроса, указываемые для устройств в одной точке опроса, могут отличаться друг от друга. Интервал опроса, указываемый при описании точки опроса, в данном режиме, игнорируется.

Наряду с интервалом опроса, для каждого устройства указываются:

- Максимальное количество попыток установить соединение – параметр, используемый при коммутируемом методе доступа - определяет количество последовательных попыток набора номера, в случае если соединение не может быть установлено.
- Максимальное количество попыток опроса в течение одного интервала – определяет количество повторных сеансов связи, в случае, если, предыдущие сеансы связи, по каким-либо причинам оказались неуспешными.
- Пауза перед опросом – пауза после наступления очередного интервала и перед началом опроса - дает возможность УСПД собрать последнюю информацию со счетчиков, или, при опросе

счетчика, гарантирует, что последний интервал графика нагрузки записан в его архив.

- Порядковый номер в списке опроса – определяет порядок, в котором будут опрашиваться устройства в точке опроса после установления связи.

Пример 1:

Точка опроса объединяет три счетчика, доступных по коммутируемому каналу связи. Для всех счетчиков определен интервал опроса – 30 минут, указано максимальное количество попыток опроса за интервал – 3. Сбор данных с двух счетчиков осуществлен успешно, связи с 3-м счетчиком нет – повторный опрос будет проведен еще не более 2-х раз в течение данного 30-мин интервала. Независимо от результата повторных опросов, попытки опроса прекратятся, до наступления следующего 30-мин интервала.

Пример 2:

Определены две точки опроса с коммутируемым методом доступа, связь с которыми осуществляется по одному модему, но с разными номерами телефонов каждые 30 минут; максимальное количество попыток опроса за интервал для всех счетчиков -3, максимальное количество попыток установить соединение с точкой опроса -3. В случае, один из удаленных модемов не отвечает(выключен), будет предпринято не более 3-х попыток установить с ним связь в течении 30 минут ,и в каждой попытке будет произведено 3 набора номера. Остальное время модем будет свободен для связи со второй точкой опроса.

Режим постоянного соединения устанавливается отметкой “Постоянное соединение”, а также заданием интервала опроса и частоты синхронизации, в параметрах точки опроса. В режиме постоянного соединения коммуникационные и другие ресурсы не освобождаются после завершения сеанса связи. Этот режим используется, как правило, при сборе данных в оперативном темпе.

Если в точке опроса определена группа (или один) счетчиков, то в режиме постоянного соединения:

- Опрос всех счетчиков начнется при старте сервера опроса и продолжится с общим для всех счетчиков интервалом, указанным при описании точки опроса. (Интервал опроса и другие параметры, заданные индивидуально для каждого счетчика, будут игнорироваться.)
- Ресурсы, после очередного сеанса связи освобождены не будут (в частности при коммутируемом методе доступа, связь не будет разорвана).
- В случае потери связи с удаленной точкой опроса в режиме постоянного соединения, опрос будет запущен вновь после наступления, указываемого при описании точки опроса, интервала и будет вновь предпринята попытка установить соединение.

Если в точке опроса определена группа (или одно) УСПД, то в режиме постоянного соединения:

- Опрос УСПД начнется сразу же при старте сервера опроса, и будет продолжаться с частотой (паузой между сеансами связи), указываемой в параметре “частота синхронизации”.
- Ресурсы, после очередного сеанса связи освобождены не будут (в частности при коммутируемом методе доступа или при использовании протокола ТСР, связь не будет разорвана).
- В случае потери связи с удаленной точкой опроса в режиме постоянного соединения, опрос будет запущен вновь после наступления, указываемого при описании точки опроса, интервала и будет вновь предпринята попытка установить соединение.

Устройство добавляется в две или более точки опроса. При этом, в описании точек опроса указываются диапазоны времени (дни месяца, дни недели, часы), в которые разрешен опрос в автоматическом режиме. Ограничения по времени формируются таким образом, чтобы не позволить

одновременный доступ к одному устройству по разным точкам опроса (каналам связи). Это позволяет:

- Опрашивать устройства в указанные дни и диапазоны суток по разным каналам связи.
- Опрашивать устройства по одному или разным каналам в разное время суток с разным интервалом и свойствами (например, осуществлять сбор параметров электросети или коротких интервалов профиля расходов только в дневные часы).

Ручная консервация предотвращает опрос в автоматическом режиме данной точки опроса (ручной опрос возможен). Смена признака консервации требует перезапуска сервера опроса.

Для описания автоматического переключения на резервный канал связи, следует определить основную точку опроса (основной канал) и, по крайней мере, одну резервную точку (резервный канал). Опрашиваемые устройства указываются в описании как основной, так и резервной точек опроса; в описании основной точки опроса указывается ссылка на резервную точку и задается критерий переключения - максимальное количество неудачных попыток опроса. Опрос резервной точки начнется, в автоматическом режиме, только, если количество подряд идущих неудачных сеансов опроса основной точки превысит, указанное для нее, максимально допустимое.

Опрос резервной точки опроса продолжится до первой неудачной попытки или до истечения значения параметра “Максимальное количество сеансов опроса по резервному каналу”, указываемому для нее (в описании основной точки опроса данный параметр игнорируется). Общее время работы по резервному каналу связи, зависит таким образом от значения параметра “Максимальное количество сеансов связи по резервному каналу” и интервала опроса, указываемого для устройств резервной точки опроса.

В случае, если после переключения, первая же попытка связи по резервному каналу (точке опроса) оказалась неудачной и для резервной

точки опроса также указан резервный канал (точка опроса), эта, следующая по порядку, резервная точка опроса, станет активной; в противном же случае, будет сделана попытка восстановить связь по основной точке опроса.

Примеры описаний автоматического переключения:

Удаленный сервер опрашивается по выделенному каналу связи каждые 30 минут. В случае отсутствия связи более двух часов следует предпринять попытку опроса сервера по коммутируемому каналу связи.

Создается две точки опроса, одна определяет основной выделенный канал связи, другая – коммутируемый резервный.

Удаленный сервер добавляется в описание обеих точек опроса.

Для сервера в основной точке опроса задаются следующие параметры:

“Интервал опроса” = 30 минут.

“Максимальное количество повторов на интервал” = 3.

Для основной точки опроса задается параметр:

“Максимальное количество неудачных попыток опроса перед переключением на резервный канал” = 12.

Для резервной точки опроса определен параметр:

“Максимальное количество сеансов связи по резервному каналу” = 1.

В данном варианте, в случае пропадания связи по выделенному каналу связи, будут в течение 2 часов предприниматься попытки опроса сервера, по 3 попытки каждые 30 минут, и, если связь не будет установлена, произойдет автоматическое переключение на резервный канал связи и будет предпринята попытка опроса по коммутируемой линии.

УСПД собирает информацию непосредственно со счетчиков и передает их на центральный сервер сбора с интервалом 30 минут.

Для УСПД в основной точке опроса определены следующие параметры:

“Интервал опроса” = 30 минут

“Максимальное количество неудачных попыток опроса перед переключением на резервный канал” = 1.

Для резервной точки опроса определен параметр:

“Максимальное количество сеансов связи по резервному каналу” = 1.

В данном случае, в случае неудачного опроса по основному каналу (головному УСПД), автоматически будет сделана попытка связи с УСПД нижнего уровня, и, независимо от результата опроса, при наступлении следующего интервала, опрос опять начнется с основной точки опроса.

Коммуникационный сервер – это программа, с помощью которой осуществляется сбор информации со счетчиков и УСПД с последующей записью в базу данных сервера Альфа ЦЕНТР. В зависимости от конфигурации системы, в сети может быть один и более коммуникационных серверов. Каждый коммуникационный сервер необходимо описать в центральной базе данных. Для добавления описания нового сервера, выделите в дереве коммуникаций элемент “Коммуникационные сервера” и, в меню “Действия” выберите опцию: “Новый сервер”; далее добавьте описание нового коммуникационного сервера.

Для удаления и редактирования описания коммуникационного сервера, выделите его в дереве коммуникаций и выполните опции “Удалить” для удаления описания или “Свойства” для редактирования.

Описание коммуникационного сервера состоит из уникального в рамках базы данных номера и наименования, задаваемого пользователем. Альфа ЦЕНТР Коммуникатор будет осуществлять сбор данных в ручном и автоматическом режимах только по тем точкам опроса, которые установлены для текущего коммуникационного сервера (сервера, на котором работает программа). Номер текущего коммуникационного сервера задается в форме “Параметры опроса”. В случае если сервер базы является единственной коммуникационной машиной в сети, ему следует задать номер 1.

Для добавления описания нового порта в базу данных Альфа ЦЕНТР, выделите запись “Порты” в дереве коммуникаций, вызовите контекстное меню “Действия” и выполните опцию “Добавить”. Для удаления или изменения описания конкретного коммуникационного порта, выделите его в

дереве коммуникаций и выполните опции “Удалить” или “Свойства” из меню “Действия”.

При описании сериальных портов в базе данных указывается:

- Идентификатор (№) порта – уникальное среди всех портов коммуникационного сервера число, идентифицирующее порт в базе данных. Идентификатор порта не может быть изменен.
- Порт – наименование физического устройства (COM1 – COM256) коммуникационного сервера. В списке портов допустимо указывать одинаковые порты, но с разными параметрами коммуникаций.
- Тип линии, связанный с портом. Поддерживаются следующие типы линий:
 1. Прямая – обозначает любой тип связи без использования стандартных модемов, например, сеть устройств, работающих по протоколу RS-485.
 2. Выделенная – обозначает, что указанный порт соединен с локальным модемом, находящемся в состоянии выделенной связи с удаленным.
 3. Коммутируемая – обозначает, что указанный порт соединен с модемом, требующем набора номера для установления связи.
 4. Оптический порт – обозначает, что с данного порта осуществляется опрос устройств по оптическому интерфейсу.
- Скорость порта выбирается из списка. Этот параметр указывает скорость, на которой коммуникационная программа работает с портом. Скорость должна быть согласована со скоростью порта опрашиваемого устройства или модема.
- Строка инициализации модема указывается (в случае необходимости) при использовании коммутируемого канала связи. В этом параметре указывается команда для модема, которая будет подана в начале сеанса связи, перед набором любого номера.

- Характеристики аппаратного управления потоком передачи (CTS/RTS) зависят от типа, связанного с данным портом устройства и, как правило, не требуются изменение указываемых по умолчанию величин.
- Формат кадра RS-232 (количество бит данных, стоповых бит, контроль четности.) зависит от характеристик опрашиваемого прибора, и, как правило не требует изменения.
- Признак “Доступен как любой коммутируемый” указывается для портов с типом линии “Коммутируемая” и означает, что данный порт будет доступен для автоматического опроса по нему точек опроса с типом связи “Любой коммутируемый”.

3.3.3 Настройка точек опроса

Точка опроса определяет группу приборов учета (счетчиков, УСПД), объединенных общим методом доступа, (каналом связи); сбор данных со всех приборов возможен за один сеанс связи.

Для добавления описания новой точки опроса выделите в дереве коммуникаций коммуникационный сервер, с которого должен осуществляться доступ к ней, выделите “Точки опроса”, и, из меню “Действия” выполните команду “Добавить”. Для удаления точки опроса, выделите ее, и из меню “Действия” выполните команду “Удалить”. Для изменения параметров точки опроса выделите ее и выполните команду “Свойства”.

Команда “Обновить” обновляет список точек опроса выделенного коммуникационного сервера.

Команда “Добавить” добавляет описание новой точки опроса в базу данных.

Команда “Удалить” удаляет описание выделенной точки опроса из базы данных.

Команда “Свойства” позволяет изменить описание выделенной точки опроса.

При описании общих параметров точки опроса последовательно указываются:

- Номер точки опроса – уникальный в рамках базы данных учетный номер, однозначно определяющий данную точку опроса (канал) в базе данных.
- Название точки опроса
- Способ соединения определяет способ доступа к точке опроса. Из списка следует выбрать один из описанных ранее в базе данных портов коммуникационного сервера либо выбрать специальный тип способа соединения – ТСП или “любой коммутируемый порт”. Способ соединения ТСП определяет, что связь будет осуществляться по указанному протоколу; при выборе данного способа требуется дополнительно указать IP-адрес и ТСП-порт. Способ соединения “любой коммутируемый порт” означает, что в автоматическом режиме (при запущенном сервере опроса) опрос данной точки опроса будет производиться по любому свободному порту с признаком подключенной линии “коммутируемая”.
- Телефон необходимо указать если выбран порт с типом линии “коммутируемая” или указан способ соединения “любой коммутируемый порт”. Телефон указывается в формате команды для набора номера модемом и может включать дополнительные команды для модема (выбор скорости, протокол соединения и др.)
- IP-адрес и ТСП-порт следует указать в случае выбора способа соединения – протокол ТСП.
- Максимальное время ожидания физического соединения с точкой опроса.

- Количество попыток установить соединение с опрашиваемой точкой опроса (повторов звонка).
- Состояние точки опроса выбирается трех вариантов: “Нормальное” – означает, что сбор данных с устройств данной точки опроса будет осуществляться в автоматическом режиме; “Консервированное” – означает, что сбор данных в автоматическом режиме не будет осуществляться; “Резервный канал” означает, что опрос данной точки начнется только в случае если невозможно осуществить сбор данных с основной точки опроса (основного канала) для которого данная точка опроса является резервной. В зависимости от выбранного состояния точка опроса будет выделена разными значками в дереве коммуникаций.

Параметры постоянного соединения:

- Признак использования постоянного соединения указывается в случае необходимости опроса устройств в точке опроса в оперативном режиме (например, для получения коротких интервалов графика нагрузки). В случае отметки постоянного соединения, программа, в автоматическом режиме будет осуществлять сбор данных постоянно, не разрывая физического соединения. В случае использования режима постоянного соединения следует указать частоту синхронизации и интервал опроса, общий для всех устройств в данной точке. Опрос УСПД в режиме постоянного соединения начинается сразу же при старте сервера опроса и продолжается с указываемой частотой синхронизации, пока сервер опроса работает и соединение не разорвано. Опрос счетчиков в режиме постоянного соединения начинается сразу же при старте сервера опроса и продолжается с интервалом, указываемом при описании точки опроса. В режиме постоянного соединения, интервалы опроса, указываемые

индивидуально для счетчиков или УСПД игнорируются. См. “УСПД в плане опроса”, “Счетчики в плане опроса”).

- В поле “Синхронизация” указывается пауза в секундах между последовательными опросами УСПД в точке опроса при использовании режима постоянного соединения. Минимально допустимая частота синхронизации архивов сервера и УСПД 3 секунды. При опросе счетчиков данный параметр не используется.
- В поле “Интервал опроса” указывается, общий для всех счетчиков, интервал опроса в режиме постоянного соединения. В случае разрыва соединения, автоматический опрос данной точки возобновится при наступлении нового интервала опроса.

В третьей главе был проведен выбор аппаратного обеспечения, а именно, линии связи, преобразователи интерфейсов, сервер для ПО Альфа-Центр. Также, была рассмотрена настройка и конфигурирование системы ПО Альфа-Центр.

Для сотрудников предприятия была разработана инструкция по эксплуатации, содержащая порядок параметризации и настройки АИИС в ПО Альфа ЦЕНТР, а также, настройку программы Коммуникатор, осуществляющую сбор данных.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-8202	Спирин С. А.

Институт	ИнЭО	Кафедра	ИКСУ
Уровень образования	Дипломированный специалист	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Петухов Олег Николаевич	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8202	Спирин С. А.		

ГЛАВА 4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Составление перечня работ

Трудоемкость выполнения ВКР оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Разделим выполнение дипломной работы на этапы, представленные в таблице 3.

Таблица 3 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работы	Содержание работы	Должность исполнителя
Разработка задания на НИР	1	Составление и утверждение задания НИР	Руководитель, студент-дипломник
Проведение НИР			
Выбор направления исследования	2	Изучение поставленной задачи и поиск материалов по теме	Студент-дипломник, руководитель
	3	Выбор моделей и способов анализа	Студент-дипломник
	4	Календарное планирование работ	Руководитель, студент-дипломник
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Разработка моделей для исследования	Руководитель, консультант, студент-дипломник
	6	Поиск методов решения	студент-дипломник
	7	Реализация моделей	Студент-дипломник, консультант
Обобщение и оценка результатов	8	Анализ полученных результатов, выводы	студент-дипломник, консультант
	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, консультант, студент-дипломник
Оформление отчета по НИР	10	Составление пояснительной записки	Студент-дипломник

Расчет трудоемкости осуществляется опытно-статистическим методом, основанным на определении ожидаемого времени выполнения работ в человеко-днях по формуле

$$T_{ожі} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max}}{5} \quad (1)$$

где $T_{ожі}$ – расчетная трудоемкость выполнения работы;

$t_{\min}$ – минимальное время, необходимое для выполнения работы;

$t_{\max}$ – максимальное время, необходимое для выполнения работы.

Рассчитаем значение ожидаемой трудоёмкости работы:

Для установления продолжительности работы в рабочих днях используем формулу:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (2)$$

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

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

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

Для удобства построения календарного план-графика, длительность этапов в рабочих днях переводится в календарные дни и рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k \quad (3)$$

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

k – коэффициент календарности, предназначен для перевода рабочего времени в календарное.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$k = \frac{T_{кг}}{T_{кг} - T_{вд} - T_{пд}} \quad (4)$$

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

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

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

Определим длительность этапов в рабочих днях и коэффициент календарности:

$$\kappa = \frac{T_{\text{КГ}}}{T_{\text{КГ}} - T_{\text{ВД}} - T_{\text{ПД}}} = \frac{365}{365 - 104 - 10} = 1,45,$$

тогда длительность этапов в рабочих днях, следует учесть, что расчетную величину продолжительности работ T_k нужно округлить до целых чисел.

Результаты расчетов приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Временные показатели проведения ВКР

№ раб .	Исполнители	Продолжительность работ						
		$t_{\min}$ челдн .	$t_{\max}$ чел- дн	$t_{\text{ож}}$ чел- дн	T_p раб.д н	T_k кал.д н	Y_i , %	Γ_i , %
1	Студент дипломник руководитель	4	7	5,2	2,6	8	6,61	6,61
2	Студент дипломник	15	25	19		28	23,14	29,75
3	Руководитель, студент дипломник	5	10	7	3,5	11	9,09	38,84
4	Руководитель, консультант, студент дипломник	3	11	6,2	2,0666 67	9	7,44	46,28
5	студент дипломник	9	15	11,4		17	14,05	60,33
6	Студент дипломник, консультант	5	13	8,2	4,1	12	9,92	70,25
7	студент-дипломник, консультант	7	14	9,8	4,9	15	12,40	82,64
8	Студент дипломник	2	7	4		6	4,96	87,60
9	Руководитель, консультант, студент дипломник	2	11	5,6	1,8666 67	9	7,44	95,04
10	Студентдипломник, руководитель	2	7	4	2	6	4,96	100,00
ИТОГО						97		

4.2 Определение альтернативных направлений разрабатываемого метода

Идея работы заключается в автоматизации сбора данных по объему газа израсходованного на собственные нужды. Используем морфологический подход именно к этой методологии, таблица 5.

Таблица 5. Морфологическая матрица работы

	1	2	3	4
А. Визуализация результатов	График	Текстовый отчет	Числовая информация	Текстовая информация
Б. Скорость работы системы	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая
В. Время обновления данных, мин	10	8	1	2
Г. Интерфейс	Русский	Английский	Французский	Англо-русский

Предложим три варианта решения технической задачи:

1) А4Б1В1Г1 – в первом случае методика позволяет представлять информацию в текстовой форме, скорость работы системы высокая, время обновления данных комфортное для визуального восприятия, удобство работы для русскоговорящих пользователей.

2) А3Б2В2,3Г1 – во втором случае методика позволяет представить конечный результат в виде чисел, скорость работы системы средняя, время обновления данных позволяет своевременно определять небалансы в числовом виде, рабочий язык программы – русский.

3) А1Б3В4Г4 – в третьем случае визуализация данных происходит за счет ее представления в графической форме, требуется больше времени на получение по сравнению с первым случаем, интерфейс программы позволяет работать с методикой, как на русском, так и на английском языке.

4.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхи}, \quad (5)$$

где: m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхи}$ – 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 (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.); k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов.

Таблица 6 - Материальный затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З _м), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Бумага	лист	150	100	130	2	2	2	345	230	169
Картридж для принтера	шт.	1	1	1	2000	2000	2000	2150	2150	2150
Интернет	М/бит (пакет)	10	10	10	350	350	350	402,5	402,5	402,5
Ручка	шт.	1	1	1	20	20	20	23	23	23
Дополнительная литература	шт.	2	1	1	400	350	330	920	402,5	379,5
Тетрадь	шт.	1	1	1	10	10	10	11,5	11,5	11,5
Итого								3852	3219,5	3135,5

4.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме.

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены.

Таблица 7. Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования

№ п/ п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.	Кабельный тестер	1	-	-	10156	-	-	10156	-	-
2.	Осциллограф	1	1	1	20000	20000	20000	20000	20000	20000
3	Переносной программатор	-	1	-	-	15000	-	-	15000	-
Итого:								30156	35000	20000

4.3.2 Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы

В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы сводится в табл.4.3.

Таблица 8 - Расчет основной заработной платы

№ п/ п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудо- емкость, чел.- дн.			Заработная плата, прихо- дящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.			Всего зара- ботная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.		
			Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.	Составление и утверждение темы проекта	Руководитель	2	2	2	3,6			8	8	8
2.	Анализ актуальности темы	Рук.студ.	1	1	1	4,4			5	5	5
3.	Поиск и изучение материала по теме	Студ.рук.	1	1	1	4,4			5	5	5
4.	Выбор направления исследований	Руководитель	1	2	2	3,6			4	8	8
5.	Календарное планирование работ	Руководитель	2	2	2	3,6			8	8	8
6.	Изучение литературы по теме	Студент	10	10	10	0,8			8,9	8,9	8,9
7.	Подбор нормативных документов	Студ.рук.	3	4	4	4,4			14,8	19,7	19,7
8.	Изучение влияния лазерной обработки на поверхность детали	Студент	4	6	6	0,8			3,6	5,4	5,4
9.	Лазерная обработка поверхности образца	Студент	2	3	4	0,8			1,8	2,7	3,6
10.	Изучение результатов	Студент	2	3	3	0,8			1,8	2,7	2,7
11.	Анализ результатов	Студ.рук.	2	2	2	4,4			9,8	9,8	9,8
12.	Вывод по цели	Студент	3	3	3	0,8			2,7	2,7	2,7
Итого:									79,7	84,2	85,1

Проведем расчет заработной платы относительно того времени, в течение которого работал руководитель и студент. Принимая во внимание,

что за час работы руководитель получает 450 рублей, а студент 100 рублей (рабочий день 8 часов).

$$З_{зн} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (6)$$

где: $З_{осн}$ – основная заработная плата;

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

Максимальная основная заработная плата руководителя (доктора наук) равна примерно 48000 рублей, а студента 31700 рублей.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп} = k_{доп} З_{осн}, \quad (7)$$

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

Таким образом, заработная плата руководителя равна 53760 рублей, студента – 35504 рублей.

4.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} (З_{осн} + З_{доп}), \quad (8)$$

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

На 2016 г. в соответствии с Федеральным закона 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 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%.

Таблица 9 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб			Дополнительная заработная плата, руб		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель проекта	48000	57000	57000	5760	6840	6840
Студент-дипломник	31700	27200	28100	3804	3264	3372
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271					
Итого						
Исполнение 1	24190,5 руб.					
Исполнение 2	25556,4 руб.					
Исполнение 3	25829,5 руб.					

4.3.4 Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\sum \text{статей}) k_{\text{нр}}, \quad (9)$$

где: $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%. Таким образом, наибольшие накладные расходы при первом исполнении равны: $Z_{\text{накл}} = 3745306,5 \cdot 0,16 = 599249,2$ руб.

4.4.5 Формирование бюджета затрат проекта

Затраты на проект сведем в таблицу 10.

Таблица 10. Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
Материальные затраты НТИ	3852	3219,5	3135,5	Пункт 4
Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	30156	35000	20000	Пункт 4.1
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	79700	84200	85100	Пункт 4.2

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9564	10104	10212	Пункт 4.3
Отчисления во внебюджетные фонды	24190,5	25556,4	25829,5	Пункт 4.4
Накладные расходы	23594	25292,8	23084,3	16 % от суммы ст. 1-5
Бюджет затрат	171057	183373	167361	Сумма ст. 1- 6

4.4 Определение ресурсной, финансовой, социальной и экономической эффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (11)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно- исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{p.i} = \sum a^i b^i \quad (12)$$

где: I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки; a^i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки; b_i^a, b_i^p – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{исп.}i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{I_{p-\text{исп.}i}}{I_{\text{исп.}i}^{\text{финр}}} \quad (13)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (см.табл.11) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.}i}}{I_{\text{исп.}i}^{\text{max}}} \quad (14)$$

Таблица 11 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,75	1,00	0,49
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,24	4,24	4,29
3	Интегральный показатель эффективности	5,30	4,24	8,24
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,60	0,48	1,00

Сравнив значения интегральных показателей эффективности можно сделать вывод, что реализация технологии в третьем исполнении является более эффективным вариантом решения задачи, поставленной в данной работе с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3 – 8202	Спирин С. А.

Институт	ИнЭО	Кафедра	ИКСУ
Уровень образования	Дипломированный специалист	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Рабочим местом является помещение диспетчерской. В диспетчерской рабочей зоной является место за персональным компьютером. Технологический процесс представляет собой автоматическое управление и контроль основных параметров ДНС. Здание, в котором находится диспетчерская, расположено на территории ДНС. Вредными факторами производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: недостаточная освещённость рабочей зоны, отсутствие или недостаток естественного света, повышенный уровень шума, повышенная или пониженная влажность воздуха. Опасными проявлениями факторов производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: электрический ток. Чрезвычайной ситуацией, которая может возникнуть на рабочем месте, является возникновение пожара.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	1. СанПиН 2.2.4.548 – 96. 2. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 – 03 3. СП 52.13330.2011, 4. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03 5. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ 6. СНиП 2.11.03-93 7. ППБ 01-93 8. Федеральный закон. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. №123-ФЗ, 2013.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	1. Повышенная или пониженная влажность воздуха; 2. Недостаточная освещённость рабочей

– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	зоны. 3. Повышенный уровень шумов на рабочем месте. 4. Электромагнитное излучение
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Электрический ток (Источником является ПК, пульт управления) Пожар (на ДНС подготавливается нефть, которая является легковоспламеняющейся жидкостью)
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Воздействие на литосферу, гидросферу не происходит. Воздействие на атмосферу происходит в результате выбросов углеводородов, связанных с технологическим процессом
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Возможные ЧС на объекте: разлив нефти, утечка газа, пожар, взрыв. Наиболее типичной ЧС является пожар(возгорание)
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Рабочее место при выполнении работ в положении сидя должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78.
Перечень графического материала:	

При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	
--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Извеков Владимир Николаевич	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 8202	Спирин С. А		

ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Автоматизация производственных процессов является высшей формой развития техники добычи и транспортирования газа, предусматривающей применение передовой технологии, надёжного и высокопроизводительного оборудования.

Как и всякая деятельность, обслуживание автоматизированных установок проистекает из определенных мотивов и направлено на достижение конкретных целей. Абсолютно безопасной деятельности не существует и эта область не исключение.

Основными причинами возникновения чрезвычайных ситуаций на предприятиях являются несоответствие технологических процессов современным требованиям безопасности, недостаточный уровень обучения и квалификации персонала, устаревшее оборудование и отсутствие надёжных средств защиты.

Разрабатываемая в работе система учета газа, устанавливается в технологических помещениях на трубопроводах установки подготовки газа. Пользователем данной дипломной работы является оператор. Рассмотрим факторы, влияющие на его работоспособность.

5.1 Производственная безопасность

В данном разделе рассматриваются вопросы, связанные с основными нормами техники безопасности, эргономики, пожарной безопасности, а также вопросы безопасности при непосредственной эксплуатации системы.

Для предотвращения несчастных случаев и профессиональных заболеваний, которые возможны в процессе работы, предусматриваются технические и организационные мероприятия, призванные сделать труд безопасным.

Применяются меры по предупреждению, устранению, а также снижению степени воздействия опасных и вредных производственных факторов (О и ВПФ) на работающих.

Вредные и опасные производственные факторы рассматривают согласно ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. О и ВПФ подразделяются на четыре группы:

- физические;
- химические;
- биологические;
- психофизиологические.

На оператора на его рабочем месте воздействуют следующие О и ВПФ:

- использование оборудования, которое находится под опасными для жизни человека напряжениями, т.е. существует опасность поражения электрическим током;
- при работе, в процессе настройки цифрового регулятора – повышенная нагрузка на органы зрения;
- повышенный уровень шума;
- выделение вредных веществ в атмосферу помещения;
- неудовлетворительное состояние микроклимата;
- помещение котельной не имеет естественного освещения, поэтому необходимо обеспечить нормальную освещенность;
- отсутствие или недостаток естественного освещения;
- недостаточная освещенность рабочей зоны.

Опасные производственные факторы на рабочем месте оператора котельной приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Фактическое состояние условий труда по факторам производственной среды и трудового процесса

N п/п	Наименование фактора производственной среды и трудового процесса, ед. измерения	ПДК, ПДУ, допустимый уровень	Фактический уровень фактора производственной среды и трудового процесса	Продолжительность воздействия (часы/%)	Класс условий труда
1	2	4	5	6	7
1	Шум				3.1
	Эквивалентный уровень звука, дБА	80	81	100 %	3.1
	Уровень звука, дБА (служебное помещение)		77	80 %	
	Уровень звука, дБА (производство)		86	20 %	
2	Вибрация общая				2
	служебное помещение	III (a) категория - технологическа я		80 %	
	Корректированный уровень (ось X)	92	90		
	производство	III (a) категория - технологическа я		20 %	
	Корректированный уровень (ось X)	92	90		
	Эквивалентный корректированный уровень:			100 %	
	ОСЬ X	92	90		2
3	Микроклимат (теплый период)				1
	служебное помещение	Категория - Ia		80 %	1
	Температура воздуха, °C	21.0-28.0	25		1
	Скорость движения воздуха, м/с	0-0.1	0.1		1
	Влажность воздуха, %	15-70	48		1
	производство	Категория - Ia		20 %	2
	Температура воздуха, °C	21.0-28.0	27		2
	Скорость движения воздуха, м/с	0.1-0.2	0.1		2
	Влажность воздуха, %	15-60	53		1
4	Микроклимат (холодный период)				1
	служебное помещение	Категория - Ia		80 %	1
	Температура воздуха, °C	20.0-25.0	24		1
	Скорость движения воздуха, м/с	0-0.1	0.1		1
	Влажность воздуха, %	15-75	50		1
	производство	Категория - Ia		20 %	2
	Температура воздуха, °C	20.0-25.0	25		2
	Скорость движения воздуха, м/с	0-0.1	0.1		2
	Влажность воздуха, %	15-70	53		1
5	Световая среда				2
	служебное помещение	разряд – Б-2 (СП 52.13330.2011)		80 %	
	КЕО, %	0.5	0.5		2
	Освещенность рабочей поверхности (общая), лк	200	210		2
	Коэффициент пульсации, %	20	10		2
	производство	разряд - VII (СП 52.13330.2011)		20 %	
	КЕО, %	0.5	0.7		2

	Освещенность рабочей поверхности (общая), лк	200	265		2
	Коэффициент пульсации, %	20	10		2
6	Тяжесть труда (м)	-	-	-	2
7	Тяжесть труда (ж)	-	-	-	2
8	Напряженность труда	-	-	-	2

5.2 Экологическая безопасность

Источниками загрязнения окружающей среды в процессе эксплуатации электрооборудования могут быть:

- деятельность обслуживающего персонала (бытовые, производственные отходы);
- кабельные линии (воздействие изоляционных материалов, электромагнитное излучение);
- выбросы продуктов производства (шум, выбросы газа, газо-конденсата при аварийных ситуациях).

Мероприятия по защите окружающей среды:

- Электромагнитное излучение:
 - а) создание экранирования обеспечивающее ограничение распространения электромагнитного излучения;
 - б) соблюдение санитарных норм.
- Шум:
 - а) своевременное обслуживание оборудования;
 - б) эксплуатация оборудования в номинальных режимах;
 - в) обустройство шумоизоляции;
 - г) применение средств индивидуальной защиты.
- Вредные выбросы в атмосферу:
 - а) контроль состояния оборудования, применение автоматизации, обеспечивающей предупреждение развития аварийных ситуаций;
 - б) соблюдение природоохранного законодательства.

По СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов" для

предприятия устанавливаем санитарную зону 500 м, так как оно относится к предприятиям II класса.

5.3. Производственная санитария

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать ГОСТ 12.1.005-88. С целью создания нормальных условий для разработчика установлены нормы производственного микроклимата.

Большое внимание необходимо уделять параметрам окружающей среды. От температуры, давления и влажности зависят условия электробезопасности. Микроклиматические условия в помещении существенно сказываются на качестве работы и производительности труда, а также на здоровье работающих, такая деталь как пыль, при длительном воздействии, может привести к тяжелым последствиям.

Показателями, характеризующими микроклимат, являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

Оптимальные нормы и фактические значения температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Значения показателей, характеризующих микроклимат

Наименование измеряемых параметров (рабочей зоны)	Фактическое значение	Нормативное значение	Класс условий труда	Время пребывания, %
служебное помещение		Категория - Ia	1	80

Температура воздуха, °С	24	20.0-25.0	1	
Скорость движения воздуха, м/с	0.1	0-0.1	1	
Влажность воздуха, %	50	15-75	1	
производство		Категория - Ia	2	20
Температура воздуха, °С	25	20.0-25.0	2	
Скорость движения воздуха, м/с	0.1	0-0.1	2	
Влажность воздуха, %	53	15-70	1	

Эти нормы устанавливают оптимальные значения температуры, влажности и скорости движения воздуха для рабочей зоны. Под оптимальными климатическими параметрами принято принимать такие, которые при длительном и систематическом воздействии на человека обеспечивают сохранение нормального функционирования и теплового состояния организма, создают ощущение комфорта и являются предпосылкой высокого уровня работоспособности. Оптимальные и допустимые микроклиматические параметры должны учитывать специфику надежного функционирования ЭВМ.

Для продуктивной работы оператора необходимо, чтобы условия труда на его рабочем месте соответствовали психологическим, санитарно-гигиеническим требованиям безопасности труда.

5.4 Требования к уровню шума

С физиологической точки зрения шум рассматривается как звук, мешающий разговорной речи и негативно влияющий на здоровье человека. Шум значительно ослабляет внимание работающего, замедляет скорость психологических реакций, в результате снижается производительность труда

и ухудшается качество работы. Шум влияет на физическое состояние человека: угнетает центральную нервную систему, вызывает ухудшения обмена веществ и даже его нарушение, что может привести к профессиональным заболеваниям.

Согласно классификации шума по ГОСТ 12.1.003-83 в рассматриваемом помещении шум является постоянным, широкополосным. Для широкополосного шума допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте для помещений конструкторских бюро по ГОСТ 12.1.003-83 следует принимать в соответствии с таблицей 14.

Таблица 14 - Значения предельно допустимого уровня шума на рабочем месте

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц								Уровень звука, дБ
63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
71	61	54	49	45	42	40	38	50

5.5 Техника безопасности

Согласно классификации помещений по электробезопасности работа проводилась в помещении без повышенной опасности (класс 01 по ГОСТ 12.1.019-79), характеризующимся наличием следующих условий:

- переменное напряжение питающей сети 220 В, частотой 50 Гц;
- относительная влажность воздуха не более 75 %;
- средняя температура не более 35°C;
- пол бетонный.

При нормальном режиме работы оборудования опасность поражения током невелика. Однако, возможны режимы, называемые аварийными, когда

происходит случайное электрическое соединение частей оборудования, находящихся под напряжением с заземленными конструкциями.

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме компьютера, не должны превышать значений указанных в таблице 6.3 (по ГОСТ 12.1.038-82).

Во время работы мы имеем дело с рабочим местом, оснащенным электрооборудованием, поэтому мы должны выполнять правила техники безопасности при работе с электрооборудованием.

Согласно классификации помещений по электробезопасности работа проводилась в помещении без повышенной опасности (класс 01 по ГОСТ 12.1.019-79), характеризующимся наличием следующих условий:

- переменное напряжение питающей сети 220 В, частотой 50 Гц;
- относительная влажность воздуха не более 75 %;
- средняя температура не более 35°C;
- наличие деревянного полового покрытия.

При нормальном режиме работы оборудования опасность поражения током невелика. Однако, возможны режимы, называемые аварийными, когда происходит случайное электрическое соединение частей оборудования, находящихся под напряжением с заземленными конструкциями.

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме компьютера, не должны превышать значений указанных в таблице 15 (по ГОСТ 12.1.038-82).

Таблица 15 - Напряжения прикосновения и токов

Род тока	U , В	I , мА
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Напряжения прикосновения и токи приведены при продолжительности воздействия не более 10 минут в сутки и установлены исходя из реакции ощущения.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур и влажности, должны быть уменьшены в три раза.

Предельно допустимые значения напряжения прикосновения и токов при аварийном режиме напряжением до 1000 В с глухозаземленной или изолированной нейтралью и выше 1000 В с изолированной нейтралью, не должны превышать значений, указанных в таблице 1.5 (по ГОСТ 12.1.038-82).

Основными техническими способами и средствами защиты от поражения током являются:

- защитное зануление;
- выравнивание потенциалов;
- защитное заземление;
- защитное отключение;
- изоляция токоведущих частей;
- оградительные устройства и другие.

Защитное заземление – это преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением.

Защитным занулением называется преднамеренное электрическое соединение с нулевым защитным проводником металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением.

Защитное отключение – быстродействующая защита, которая обеспечивает автоматическое отключение электроустановки при возникновении в ней опасности поражения током.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Определим категорию пожароопасности. В соответствии с пунктом 21 статьи 27 Федерального закона «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» ФЗ-123 определять категории по взрывопожарной и пожарной опасности помещений и зданий, в том числе и котельных, следует производить по нормативным документам по пожарной безопасности. Таким документом в настоящее время является СП 12.13130.2009. Категория цеха по пожарной опасности определяется путем последовательной проверки ее принадлежности к той или иной категории – от категории А по взрывопожарной опасности к категории Г по пожарной опасности.

В соответствии с СП 12.13130.2009 следует рассматривать вариант аварии, при котором в помещение может поступить наибольшее количество горючего вещества, в данном случае природного газа. Это может произойти, если газовый трубопровод, будет разрушен по всему сечению.

Избыточное давление взрыва не превышает 5 кПа. В этом случае помещение не относится к категории А по взрывопожарной опасности. Вещества и материалы, которые обращаются в помещении, не подпадают под критерии категории Б, следовательно, следующим этапом будет проверка на отнесение помещения котельной по пожарной опасности к категории Г. В соответствии с п.Б.1 Приложения Б СП 12.13130.2009 определение категории Г помещения осуществляется путем сравнения временной пожарной нагрузки на каждом из участков в помещении т.е. нужно посчитать все горючие материалы, входящие в состав технологического оборудования, а также горючую изоляцию проводов и кабелей. По расчету получается, что удельная пожарная нагрузка менее 1 МДж/м², помещение можно отнести к категории Г по пожарной опасности.

Наибольшую опасность для жизнедеятельности производственного персонала представляют аварии и катастрофы технических систем.

Причинами аварий и катастроф могут являться стихийные бедствия, нарушения режимов технологических процессов (несоблюдение технологической дисциплины) либо правил эксплуатации производственного, энергетического, транспортного и др. оборудования, а также правил техники безопасности.

Рабочая среда характеризуется высокой взрываемостью и воспламеняемостью, газ ядовит. Кроме того, электродвигатели исполнительных механизмов работают под высоким напряжением, опасным для жизни.

Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного» характера (1994 г.) определяет общие для Российской Федерации правовые нормы в области защиты населения, всего земельного, водного, воздушного пространства в пределах Российской Федерации, объектов производственного и Социального назначения, а также окружающей природной среды от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Основные цели закона: предупреждение возникновения и развития ЧС, Снижение размеров ущерба и потерь от ЧС, ликвидация ЧС.

Единая государственная Система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций объединяет органы управления, силы и средства федеральных органов исполнительной власти, органов местного самоуправления, организаций, в полномочия которых входит решение вопросов по защите населения от чрезвычайных ситуаций.

Объем и содержание мероприятий по защите населения и территорий от ЧС определяется, исходя из принципа необходимой достаточности и максимально возможного использования имеющихся сил и средств.

Наиболее опасной чрезвычайной ситуацией на объекте является пожар. Пожар в помещении с горючими газами – это особая опасность, так как возгорания становятся причиной огромных материальных потерь. Такие помещения характеризуются небольшими площадями. Известно, что пожар

может возникнуть из-за взаимодействия горючих частиц, окисления и источника воздуха. В производственных помещениях присутствуют все три фактора возникновения пожаров.

Противопожарная защита – это целый комплекс организационных и технических мер для обеспечения безопасности людей, направленных на предотвращение потенциальных пожаров, ограничение их распространения, а также для создания условий для их незамедлительного устранения. Электронная схема системы автоматизации, кондиционеры, источники электрического питания, образующие перегревы, искры и пропускающие электричество, могут стать причиной возгораний.

В современных компьютерах микросхемы располагаются с высокой плотностью. Кабели и провода для соединения располагаются вблизи друг к другу. Теплоту выделяет протекающий в микросхемах ток. В случаях перегрева изоляционные материалы микросхем даже могут плавиться. Но и эти системы могут представлять из себя потенциальную опасность во время бесконечной работы. Трансформаторные станции и генераторы снабжают электрической энергией системы. Для подстанций особую опасность представляют агрегаты с масляным охлаждением. Из-за этого обычно устанавливают сухие трансформаторы.

Двигатели могут пропускать искры, перегреваться и самовозгораться – в этом причины их пожарной опасности. Чтобы аппараты работали безопасно, нужно грамотно рассчитать их мощность и скорость работы, обеспечить для них безопасные системы охлаждения. Во время ремонтных, обслуживающих и профилактических работ применяются различные вещества для смазки, жидкости, которые легко воспламеняются, выкладываются временные проводники электричества, ведется пайка и чистка отдельных узлов. Тут возникает дополнительная пожарная опасность и требуется дополнительная защита.

Важная задача пожарной защиты - это обеспечение помещениям высокой прочности в случае воздействия высокой температуры и

препятствие их разрушению. Если учесть высокую стоимость оборудования, то части здания должны иметь 1 и 2 степени огнестойкости.

Среди лучших средств для тушения небольших очагов возгорания: пожарный ствол, огнетушитель, пожарный водопровод, песок, одеяла из асбеста, и т. д. В здании пожарные краны должны находиться в каждом коридоре, у каждого входа и на лестничных клетках.

Для тушения огня на начальной стадии применяйте огнетушитель. Существуют такие группы огнетушителей по виду огнетушащих веществ:

Пенные используют для гашения горящих жидкостей, оборудования и элементов строительных конструкций. Ими нельзя тушить электрическое оборудование, которое находится под напряжением.

Для тушения электрических приборов применяют газовый огнетушитель, а также для тушения жидких и твердых материалов.

В производственном помещении необходимо применять огнетушитель с углекислотой, который отличается высокой эффективностью и может сохранить электронное оборудование, из-за диэлектрических свойств углекислого газа.

В каждом помещении должна быть установлена система автоматической сигнализации для оповещения пожарной службы о возгораниях. Кроме этого, она может автоматически активировать системы тушения пожара еще до приезда пожарной охраны. Система автоматической сигнализации состоит из извещателя и приемного пульта.

Уровень эффективности срабатывания автоматической сигнализации зависит от их правильного подбора и места установки. Если пластмассовое или бумажное изделие загорится в таком помещении, он даст мало теплоты, зато много дыма, на который среагирует извещатель. Тепловые извещатели могут применяться в любых других помещениях – в залах с дизельными генераторами, лифтами, трансформаторными будками и кабельными каналами, воздуховодами. Все предметы вычислительных центров нужно оборудовать индивидуальными системами тушения. Лучшее решение – это

применение установок тушения пожаров газом, которые заполняют помещения специальным веществом с содержанием газов, которые забирают из воздуха кислород.

Опасность электрических установок заключается в том, что проводя ремонтные или сервисные работы, человек может прикоснуться к частям, находящимся под высоким напряжением. Чем особо опасны электрические установки: проводниками с током, корпусами ЭВМ и прочими приборами, которые могут оказаться под напряжением вследствие сбоев, не подав предупредительные сигналы. Человек начинает реагировать на электрический ток, только когда тот начинает проходить через его тело. Правильное обслуживание электрических установок, а также своевременное проведение ремонта и работ по профилактике могут уберечь от ударов током. Правильная организация предполагает ряд технических мероприятий и средств, которые устанавливают «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭ и ПТБ потребителей) и «Правила установки электроустановок» (ПУЭ). Существует несколько категорий помещений, для каждого из которых свои требования, которые обеспечат нормальный уровень безопасности во время ремонта или эксплуатации. Если у помещения повышенная опасность, то все электрические инструменты должны иметь двойную изоляцию и работать под напряжением не более 42 В. В вычислительном центре к таким помещениям относятся комнаты с вычислительными приборами и компьютерами, помещения для сервисной и периферийной аппаратуры. Если помещение особо опасно, то светильники должны работать под напряжением не более 12 В, а работа под напряжением 42 В разрешается только с применением резиновых перчаток и ковриков. Работу без снятия напряжения можно проводить на токоведущей части, либо за ней. К таким работам можно отнести наладку отдельных узлов и сегментов. Если вы будете работать с установкой, выдающей 1000 В, необходимы дополнительные

меры безопасности, к примеру: специальные ограждения возле рабочих мест и любых других частей, к которым можно случайно прикоснуться; работа в перчатках и на резиновом коврике; использование специальных инструментов с хорошей изоляцией, если таковых нет, всегда пользуйтесь перчатками. Подобные работы должны выполнять минимум два специалиста.

В основном законе нашего государства - Конституции Российской Федерации, принцип охраны труда определён в статье 37: Каждый имеет право на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены.

5.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Основные принципы государственной политики в области охраны труда представлены в федеральном законе РФ "Об основах охраны труда в Российской Федерации", принятом 23 июня 1999 года. В частности:

- признание приоритета жизни и здоровья работника по отношению к результатам производственной деятельности;
- государственное управление и координация деятельности в области охраны труда, государственный надзор и контроль за соблюдением требований охраны труда;
- установление единых нормативных требований по охране труда для предприятий всех форм собственности;
- обеспечение общественного контроля за соблюдением законодательства в области охраны труда;
- обязательность расследования несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- обучение безопасным методам труда и подготовка специалистов в области охраны труда;
- гарантирование компенсаций за вред, причинённый работникам другие принципы.

Дополнительные условия охраны труда рассматриваются при составлении коллективного договора и контракта, т.е. индивидуального трудового договора (КЗоТ РФ, глава 3).

Правительством Российской Федерации 12 августа 1994 года принято постановление N937 "О государственных нормативных требованиях по охране труда в Российской Федерации".

Этим постановлением установлено, что в Российской Федерации действует система нормативных правовых актов, содержащих единые нормативные требования по охране труда, обязательные для применения при проектировании, строительстве (реконструкции) и эксплуатации объектов, конструировании машин, механизмов и оборудования, разработке технологических процессов, организации производства и труда.

Согласно постановлению, можно выделить следующие виды нормативных правовых актов по охране труда (в скобках приводятся сокращённые обозначения):

Государственные стандарты Системы Стандартов Безопасности Труда (ГОСТ ССБТ) - утверждают Госстандарт России и Минстрой России.

Отраслевые стандарты системы стандартов безопасности труда (ОСТ ССБТ) - утверждают федеральные органы исполнительной власти.

Санитарные правила (СП), санитарные нормы (СН), гигиенические нормативы (ГН) и санитарные правила и нормы (СанПиН) - утверждает Госкомсанэпиднадзор России.

Строительные нормы и правила (СНиП) - утверждает Минстрой России.

Правила безопасности (ПБ), правила устройства и безопасной эксплуатации (ПУБЭ), инструкции по безопасности (ИБ) - утверждают федеральные органы надзора в соответствии с их компетенцией.

Все ГОСТы по безопасности труда объединены в один класс, которому присвоен номер 12. Для удобства класс 12. Разбит на группы стандартов, причём номер группы указывается цифрой с точкой после номера класса.

Группы стандартов:

гр. 0. - основополагающие и организационно-методические стандарты. Например, ГОСТ 12.0.004-90 «Организация обучения работников безопасности труда».

гр. 1. - стандарты требований безопасности по различным видам опасных и вредных производственных факторов. Например, ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие санитарно-гигиенические требования».

гр. 2. - Стандарты требований безопасности к производственному оборудованию. Например, ГОСТ 12.2.009-80 «Станки металлообрабатывающие. Требования безопасности»

гр.3. - стандарты требований безопасности к производственным процессам. Например, ГОСТ 12.3.002-76 «Процессы производственные. Общие требования безопасности».

гр.4. - стандарты требований безопасности к средствам защиты.

В зависимости от характера нарушения и последствий предусмотрены три формы ответственности:

Дисциплинарная - замечание, выговор, строгий выговор, увольнение. Возможно лишение премии.

Административная ответственность применяется за нарушения, где не предусмотрена уголовная ответственность и, в соответствии со статьёй 41 Кодекса РСФСР об административных правонарушениях, влечёт наложение штрафа в размере до ста минимальных размеров оплаты труда. Штрафы имеют право налагать должностные лица органов государственного надзора и контроля по охране труда (государственные инспекторы Рострудинспекции) и инспекторы специального государственного надзора (Госпожарнадзор, Госэнергонадзор и др.). При этом государственные инспекторы имеют право налагать штраф до 50, а главные государственные инспекторы и руководители инспекций - до 100 минимальных оплат труда.

Уголовная ответственность определяется судом. В соответствии со статьёй N143 уголовного кодекса Российской Федерации (УК РФ),

нарушение правил техники безопасности или иных правил охраны труда, совершённое лицом, на котором лежали обязанности по соблюдению этих правил, если это повлекло по неосторожности причинение тяжкого или средней тяжести вреда здоровью человека, наказывается штрафом в размере от двухсот до пятисот минимальных размеров оплаты труда или в размере заработной платы или иного дохода осужденного за период от двух до пяти месяцев, либо исправительными работами на срок до двух лет, либо лишением свободы на срок до двух лет.

То же деяние, повлекшее по неосторожности смерть человека, наказывается лишением свободы на срок до пяти лет.

В некоторых случаях возможна и Материальная ответственность, которая имеет два вида:

- материальная ответственность работника за нанесённый им ущерб предприятию (работодателю);
- материальная ответственность предприятия (работодателя) перед работником за нанесённый ему ущерб на работе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы была разработана система учета газа Пеляткинского газо-конденсатного месторождения ОАО «Норильскгазпром». Система позволяет осуществлять учет газа собственных нужд в автоматическом режиме, а также, осуществлять управление аварийной задвижкой, при выходе параметров за установленный диапазон..

Основным направлением деятельности предприятия является добыча природного газа. Рассмотрение технологии предприятия позволило выявить потребность в учете газа собственных нужд, для повышения эффективности предприятия за счет снижения расхода и потерь.

Для реализации технического задания был осуществлён выбор технических решений. Разработана структурная схема, состоящая из шести уровней.

Также, были описаны функции, реализуемые системой. Полученные данные, позволили осуществить выбор программного обеспечения Альфа-Центр, на базе которого и была построена система. Информационное обеспечение Альфа-Центр, посредством программных и технических средств обеспечивает:

- ввод, обработку, накопление и хранение информации;
- информационную совместимость ИВК и ИИК;
- представление информации в форме, удобной для пользователя;
- актуальность и достоверность информации в базах данных, ее хранение с минимально необходимой избыточностью, а также, контроль полноты и непротиворечивости информации;
- адаптируемость к возможным изменениям информационных потребностей пользователей.

Для реализации системы, был проведен выбор аппаратного обеспечения, а именно, линии связи, преобразователи интерфейсов, сервер

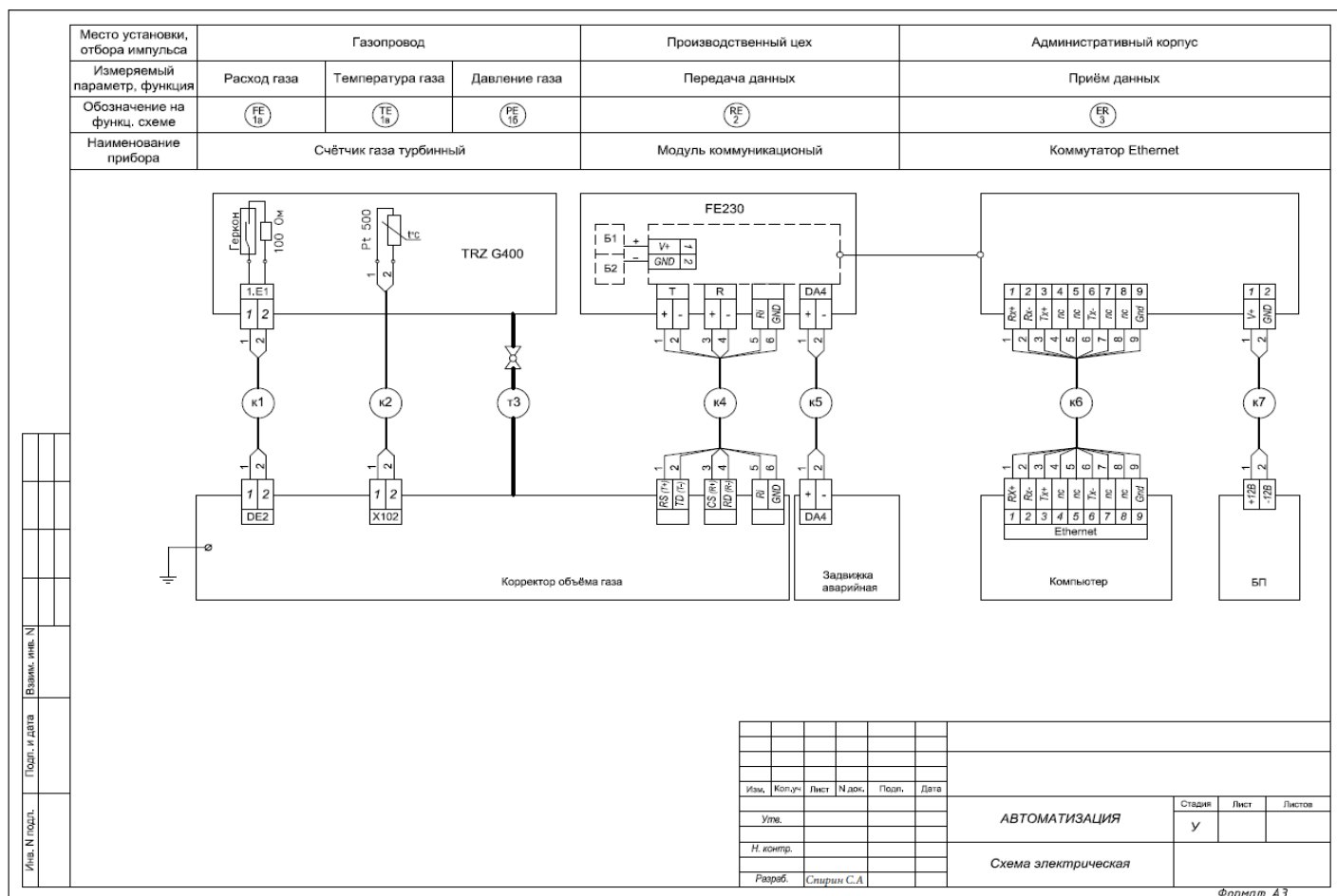
для ПО Альфа-Центр. Также, была рассмотрена настройка и конфигурирование системы ПО Альфа-Центр.

Для сотрудников предприятия была разработана инструкция по эксплуатации, содержащая порядок параметризации и настройки АИИС в ПО Альфа ЦЕНТР, настройку программы Коммуникатор, осуществляющую сбор данных, пример добавления точки учета.

Список использованной литературы

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. РД 34.09.191-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, продаже и распределении».
3. ГОСТ 34.601-90 «Автоматизированные системы. Стадии создания».
4. ПР 50.2.009-94. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений.
5. ПР 50.2.006-94. Порядок проведения поверки средств измерений.
6. РД 50-34.698-90. Методические указания. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.
7. Правила устройства электроустановок ПУЭ, 6-е издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ в период с 01.01.92 по 01.01.15.
8. Овчаренко, Н. И. Автоматика энергосистем: учебник для вузов / Н. И. Овчаренко; под ред. А. Ф. Дьякова. - 3-е изд., испр. – Москва: Издат. дом МЭИ, 2009. – 475 с.
9. Достижения современной науки в области энергосбережения: материалы первой международной научно - практической конференции, 4-7 декабря 2013 г., Чебоксары / [Рос. гос. аграр. ун-т -МСХА им. К. А. Тимирязева, Чуваш. гос. с.-х. академия, Чуваш. регион. отд-ние «Рос. союза молодых ученых» ; под ред. М. А. Ершова и др.]. –Чебоксары: Пегас, 2013. – 306 с.
10. Внедрение систем автоматизированного учета и контроля параметров энергопотребления (АСКУЭ, АИИСКУЭ) // ООО ПВФ «Центр энергосберегающих технологий». [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.estc.dias.ru/askue/> (дата обращения: 20.02.2016).

Приложение А



Приложение Б

