

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

Институт кибернетики
Направление подготовки 27.04.04 Управление в технических системах
Кафедра систем управления и мехатроники

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Цифровое управление предварительной подготовкой газа на месторождении УДК 622.279.8:622.691.5-529

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8АМ5Б	Сконин Кирилл Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры СУМ	Громаков Евгений Иванович	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
СУМ	Губин Владимир Евгеньевич	К.Т.Н.		

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 рискованную работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области автоматизации технологических процессов и производств, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам
P10	Иметь широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду.
P11	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.

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

Институт кибернетики
Направление подготовки 27.04.04 Управление в технических системах
Кафедра систем управления и мехатроники

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой СУМ
_____ Губин В.Е.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
8АМ5Б	Сконин Кирилл Николаевич

Тема работы:

Цифровое управление предварительной подготовкой газа на месторождении

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

09.06.2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Объектом исследования является установка предварительной подготовки газа (УППГ) на месторождении. Режим работы непрерывный. На УППГ осуществляется первичная подготовка газа от кустов скважин для дальнейшей транспортировки к установке комплексной подготовки газа. Автоматизированная система управления УППГ должна обеспечивать надежную и эффективную работу объекта управления, а так же повышать экономическую эффективность и экологическую безопасность.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><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></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Построение математической модели технологических объектов газового промысла 2 Алгоритмы распределения заданной производительности между УППГ 3 Алгоритмы распределения заданной производительности УППГ по кустам скважин 4 Проектирование АСУТП УППГ 5 Разработка функциональная схема автоматизации 6 Выбор средств реализации АСУТП 7 Разработка схемы соединения внешних проводок 8 Разработка алгоритмов управления АС
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Добывающая газовая скважина. Схема автоматизации, выполненная в AutoCAD. 2 Добывающая газовая скважина. Схема внешних соединений, выполненная в AutoCAD.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Петухов Олег Николаевич</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Извеков Владимир Николаевич</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8АМ5Б	Сконин Кирилл Николаевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 132 с., 26 рис., 15 табл., 4 прил.

Ключевые слова: автоматизированная система управления, газодобывающее предприятие, газовый промысел, диспетчерское управление, единая система газоснабжения, программируемый логический контроллер, противоаварийная автоматическая защита, установка предварительной подготовки газа, система автоматического регулирования, SCADA.

Объектом исследования является установка предварительной подготовки газа (УППГ).

Цель работы – повышение надежности и экономической эффективности производства на типовом газодобывающем предприятии путем создания автоматизированной системы управления технологическими процессами, обеспечивающей оптимизацию эксплуатационных режимов объектов добычи и подготовки газа и управление их производительностью

В данном проекте были разработаны алгоритмы автоматического контроля, управления и регулирования режимов технологических объектов от скважин до УППГ, а также алгоритмы противоаварийной защиты.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на газодобывающих предприятиях. Данная система позволит сократить затраты на добычу газа, повысить надежность системы в целом, сократить число аварийных ситуаций.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

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

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

техническое задание на АС (ТЗ) – утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы;

СУБД - система управления базами данных это – совокупность программных и языковых средств, предназначенных для управления данными в базе данных, ведения базы данных, обеспечения многопользовательского доступа к данным;

SCADA (англ. Supervisory Control And Data Acquisition) – инструментальная программа для разработки программного обеспечения

систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных;

объект управления – обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления;

программируемый логический контроллер (ПЛК) – специализированное компьютеризированное устройство, используемое для автоматизации технологических процессов. В отличие от компьютеров общего назначения, ПЛК имеют развитые устройства ввода-вывода сигналов датчиков и исполнительных механизмов, приспособлены для длительной работы без серьёзного обслуживания, а также для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды. ПЛК являются устройствами реального времени;

диспетчерский пункт (ДП) – центр системы диспетчерского управления, где сосредоточивается информация о состоянии производства;

автоматизированное рабочее место (АРМ) – программно-технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. При разработке АРМ для управления технологическим оборудованием как правило используют SCADA-системы;

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

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

В представленной работе используются следующие обозначения и сокращения:

Аббревиатура	Краткая характеристика
PLC (ProgrammableLogicControllers)	Программируемые логические контроллеры (ПЛК).
OPC (ObjectProtocolControl)	OLE для управления процессами
IP (InternationalProtection)	Степень защиты
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСУ	Автоматизированная система управления
ГДП	Газодобывающее предприятие
ГП	Газовый промысел
ГПУ	Газопромысловое управление
ГРС	Газораспределительная станция
ДКС	Дожимная компрессорная станция
ЕСГ	Единая система газоснабжения
ИБП	Источник бесперебойного питания
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
НКТ	Насосно-компрессорные трубы
ОСОДУ	Отраслевая система оперативно-диспетчерского управления
ПАЗ	Противоаварийная автоматическая защита
ПО	Программное обеспечение
САР	Система автоматического регулирования
САУ	Система автоматизированного управления
УКПГ	Установка комплексной подготовки газа
УППГ	Установка предварительной подготовки газа
УСО	Устройство согласования с объектом
ЦДП	Центральный диспетчерский пункт
ЦДС	Центральная диспетчерская служба

Оглавление

Введение	12
1 Современные проблемы комплексной автоматизации газодобывающих предприятий	14
1.1 Структура современных газодобывающих компаний	14
1.2 Анализ функционирования производственно-диспетчерской службы газодобывающей компании	17
1.3 Модель СИМ автоматизации предприятия	20
1.4 Системы класса MES	24
1.5 Пути автоматизации управления производством	28
1.6 Цели и задачи исследований при решении проблем комплексной автоматизации и оптимизации производственных процессов	30
2. Математическая постановка задачи распределения заданной производительности между технологическими объектами газодобывающего предприятия	33
2.1 Постановка задачи распределения объемов добычи газа между промыслами и между газовыми куполами	33
2.2 Построение агрегированной модели разработки месторождения	36
2.3 Построение математической модели технологических объектов газового промысла	43
2.4 Алгоритмы распределения заданной производительности между УППГ	47
2.5 Алгоритмы распределения заданной производительности УППГ по кустам скважин	49
2.6 Выводы по главе	55
3 Проектирование автоматизированной системы управления	57
3.1 Описание технологического процесса предварительной подготовки газа	57

3.2 Разработка структурной схемы автоматизированной системы управления	59
3.3 Разработка функциональной схемы автоматизации	61
3.4 Выбор средств реализации АСУ ТП	63
3.4.1 Выбор контроллерного оборудования	63
3.4.2 Выбор средств контроля технологического процесса	66
3.4.3 Выбор исполнительных устройств	69
3.5 Разработка схемы соединения внешних проводок	70
3.6 Вывод по главе	70
4 Алгоритмическое и программное обеспечение системы автоматизированного управления	72
4.1 Алгоритм единого диспетчерского управления	72
4.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром	79
4.3 Программное обеспечение системы автоматизированного управления	80
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	82
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности	82
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	82
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений	83
5.1.3 FAST-анализ	84
5.1.4 SWOT – анализ	87
5.1.5 Оценка готовности проекта к коммерциализации	89
6 Социальная ответственность	93
6.1 Производственная безопасность	94
6.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	94
6.1.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследования	95
	10

6.1.3	Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов (техника безопасности и производственная санитария)	96
6.2	Экологическая безопасность	104
6.2.1	Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	104
6.2.2	Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду	104
6.2.3	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	105
6.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	106
6.3.1	Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований	106
6.3.2	Анализ причин, которые могут вызвать ЧС на производстве при внедрении объекта исследований	107
6.3.3	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	108
6.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	109
6.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	109
6.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Эргономические требования к рабочему месту	110
	Заключение	112
	Список используемых источников	114
	Приложение А	118
	Приложение Б	119
	Приложение В	120
	Приложение Г	121

Введение

В современных условиях ведущие газодобывающие предприятия ведут стратегию, направленную на оптимизацию и снижение расходов на производство продукции, а также повышение эффективности управления. Такие результаты достигаются за счет усовершенствования систем управления процессами добычи и подготовки газа, путем создания и внедрения автоматизированных систем управления, обеспечивающих оптимизацию режимов добычи и подготовки газа.

Совершенствование методов контроля и управления достигается как за счет увеличения объема контролируемых параметров, так и за счет более качественной обработки этой информации. Разработка информационно-управляющих систем и их внедрение невозможно без использования последних достижений в области вычислительных средств и систем автоматизации.

На данный момент на предприятиях добычи и подготовки газа внедрены информационно-управляющие системы, использующие в своей основе современные средства автоматизации и телемеханики и SCADA-системы, в результате чего качественно повысился уровень обеспечения диспетчерских служб. Однако существует разрыв, между существующим уровнем автоматизации диспетчерского управления и возможностями, которые предоставляют современные SCADA-системы. Диспетчерское управление как правило представлено функциями контроля и протоколирования, и намного реже выполняет функции автоматизированного управления. Такой разрыв связан прежде всего с отсутствием в системах управления математических моделей и алгоритмов управления, охватывающих все технологические объекты процесса добычи и подготовки газа. Помимо этого существуют и другие ограничения, такие как пространственная распределенность объектов управления и наличие нескольких уровней иерархии управления. Поэтому на предприятиях газовой отрасли пока не реализованы в полной мере

автоматическое регулирование и управление технологическими режимами эксплуатации месторождения.

Все вышесказанное указывает на то, что решение проблем управления технологическими процессами газодобывающего предприятия, позволяющих оптимизировать режимы эксплуатации технологических объектов и их производительность, является в настоящий момент актуальной задачей.

Основной целью данной работы является повышение надежности и экономической эффективности производства на типовом газодобывающем предприятии путем создания автоматизированной системы управления технологическими процессами, обеспечивающей оптимизацию эксплуатационных режимов объектов добычи и подготовки газа и управление их производительностью.

Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач:

- разработка методов решения задачи оптимизации эксплуатационных режимов технологических объектов добычи и подготовки газа, основанных на математической модели разработки газовой залежи, учитывающей технологические и природные параметры продуктивных пластов;
- разработка алгоритмов автоматического контроля, управления и регулирования режимов технологических объектов от скважин до УППГ и УКПГ, а также алгоритмы противоаварийной защиты;
- разработка интегрированной автоматизированной системы управления технологическими процессами.

1 Современные проблемы комплексной автоматизации газодобывающих предприятий

1.1 Структура современных газодобывающих компаний

Современные газодобывающие компании вносят значительный вклад в экономику нашей страны. Все предприятия данной отрасли объединены в единую систему газоснабжения (ЕСГ), являющуюся самой крупной системой газоснабжения в мире. ЕСГ России представляет собой сложный производственно-технологический комплекс, который состоит из взаимосвязанных и центрально управляемых объектов добычи, переработки, транспорта и хранения газа и газового конденсата.

Под управлением головной организации ЕСГ обеспечивает слаженное взаимодействие предприятий добычи, транспорта и переработки газа с целью надежного и эффективного газоснабжения коммунально-бытовых и промышленных потребителей. Роль головной организации выполняет аппарат управления «Газпром». На рисунке 1.1 показана упрощённая четырехуровневая структура управления ЕСГ [1].

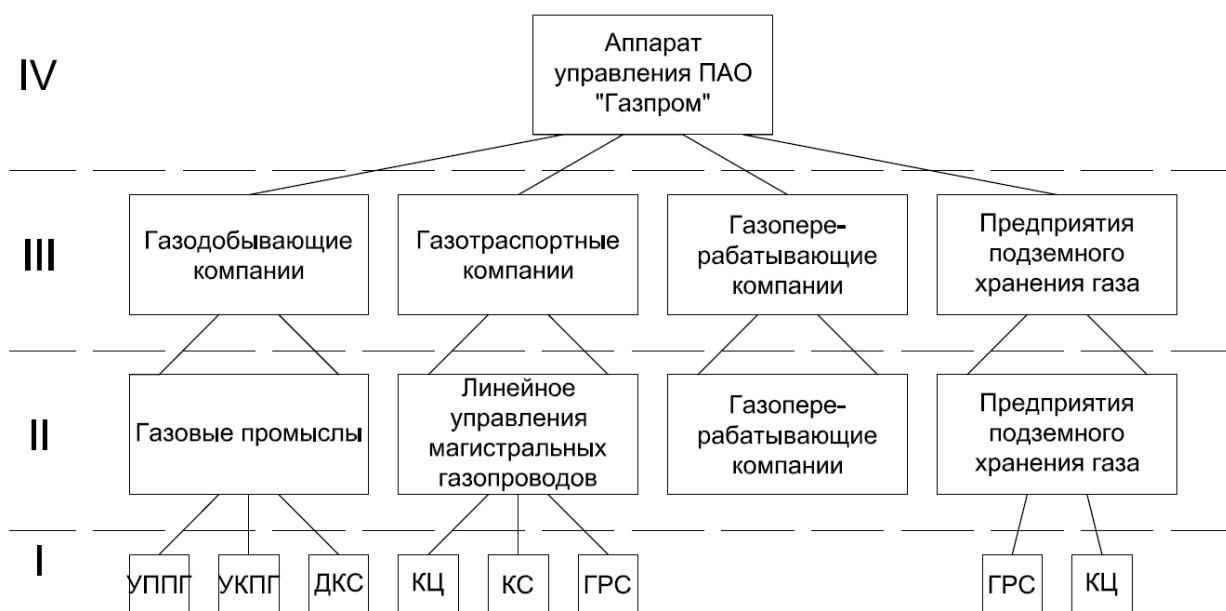


Рисунок 1.1 – Структура управления ЕСГ

На IV уровне иерархической структуры находится аппарат управления ПАО «Газпром». Основу III уровня иерархии составляют газодобывающие

компания (ГДК). От качества управления на этом уровне во многом зависит работа ЕСГ в целом, так как именно ГДК должны обеспечивать своевременную сдачу газа в установленном количестве в магистральный газопровод. Газодобывающие компании содержат в своем составе несколько газовых промыслов (II уровень), которые обычно территориально удалены друг от друга. Газовый промысел представляет собой территориально-распределенный технологический комплекс, который состоит из скважин на месторождениях, установок предварительной подготовки газа (УППГ), установок комплексной подготовки газа, установок дегазации и стабилизации конденсата (УДСК), дожимных компрессорных станций (ДКС) для поддержания пластового давления, газосборных сетей и прочих производственных объектов. Каждый газовый промысел, через систему межпромысловых коллекторов, соединен с магистральным газопроводом и продуктопроводами.

При этом следует отметить тот фактор, что ГДК являются предприятием с непрерывным технологическим процессом и включает в себя объекты, расположенные на разных уровнях иерархии управления. Одной из особенностей управления ГДК является тот факт, что все объекты одного уровня взаимосвязаны с объектами другого уровня, и требуют четкого и эффективного взаимодействия всех производственных служб [2]. При этом газодобывающие компании имеют свои специфические особенности:

- Территориальная удаленность между объектами управления. Эта особенность накладывает повышенные требования к обмену информацией как между разными уровнями, так и в пределах одного уровня управления.
- Сложность прогнозирования и планирования. Газовый пласт характеризуется меняющейся во времени производительностью, и в совокупности с технологическими объектами не является полностью контролируемой системой. Поэтому возникает необходимость проводить интеллектуальный анализ

технологической, техноэкономической и геолого-промысловой информации, накопленной за всю историю промысла

- Опасность производства. Эта особенность предъявляет особые требования к качеству управления. Ошибочные решения могут повлечь за собой непоправимые последствия.

В состав газодобывающего предприятия входят множество производственных и вспомогательных служб. Деятельность всех этих подразделений нацелена на обеспечение бесперебойного процесса добычи, подготовки и транспорта углеводородного сырья в заданных объемах и с заданным качеством.

Подразделения ГДК выполняют следующие основные задачи:

- Технологическая служба. Осуществляет планирование, выполнение и контроль всех технологических процессов добычи, подготовки и транспорта газа, оценку эффективности режимов работы.
- Отдел главного механика. Осуществляет работы по поддержанию технологического оборудования в работоспособном состоянии, выполняет технический осмотр, текущий и планово-предупредительный ремонт оборудования и установок.
- Метрологическая служба. Решает задачи, связанные с поверкой, калибровкой и ревизией контрольно-измерительных приборов.
- Геолого-промысловая служба. Решает задачи прогнозирования добычи углеводородного сырья (УВС), расчета режимов работы добывающих скважин, подготовки месячных эксплуатационных рапортов.
- Производственно-Диспетчерская служба (ПДС). Данная служба выполняет контроль основных технологических процессов, координацию работы операторов технологических установок, при возникновении внештатных ситуаций принимает необходимые меры. Помимо этого, ПДС подготавливает и передает отчеты о

работе оборудования и выполнению поставленных производственных планов на вышестоящий уровень управления и специалистам смежных служб.

Каждая из этих служб чаще всего имеет пространственное разделение: часть специалистов службы находится непосредственно на промысле, а другая часть располагается в аппарате управления компании.

1.2 Анализ функционирования производственно-диспетчерской службы газодобывающей компании

На рисунке 1.2 показана иерархическая структура производственно-диспетчерских служб в контексте ЕСГ. Из рисунка видно, что все промысловые диспетчерские службы подчиняются центральному производственно-диспетчерскому (ЦПДС), которая в свою очередь взаимодействует с аппаратом управления газодобывающей компании и диспетчерами газотранспортных компаний. Данная структура помогает оперативно принимать решения в случае нестандартных ситуаций на предприятии.

Под диспетчеризацией понимается централизация (концентрация) оперативного контроля и координацию управления производственными процессами с целью обеспечения согласованной работы отдельных звеньев предприятия или группы предприятий для достижения наивысших технико-экономических показателей, выполнения графиков работ и производственной программы [3].

ЦПДС выполняет множество функций, связанных с решением следующих задач: непрерывный круглосуточный мониторинг производства, координация служб ГДК, выполнение производственного плана по добыче газа, анализ производственных данных и формирование сводной отчетности.

В настоящее время большинство задач свода отчетов, мониторинга производства и координация служб ГДК автоматизированы, а задачи анализа производственных данных автоматизированы достаточно слабо.

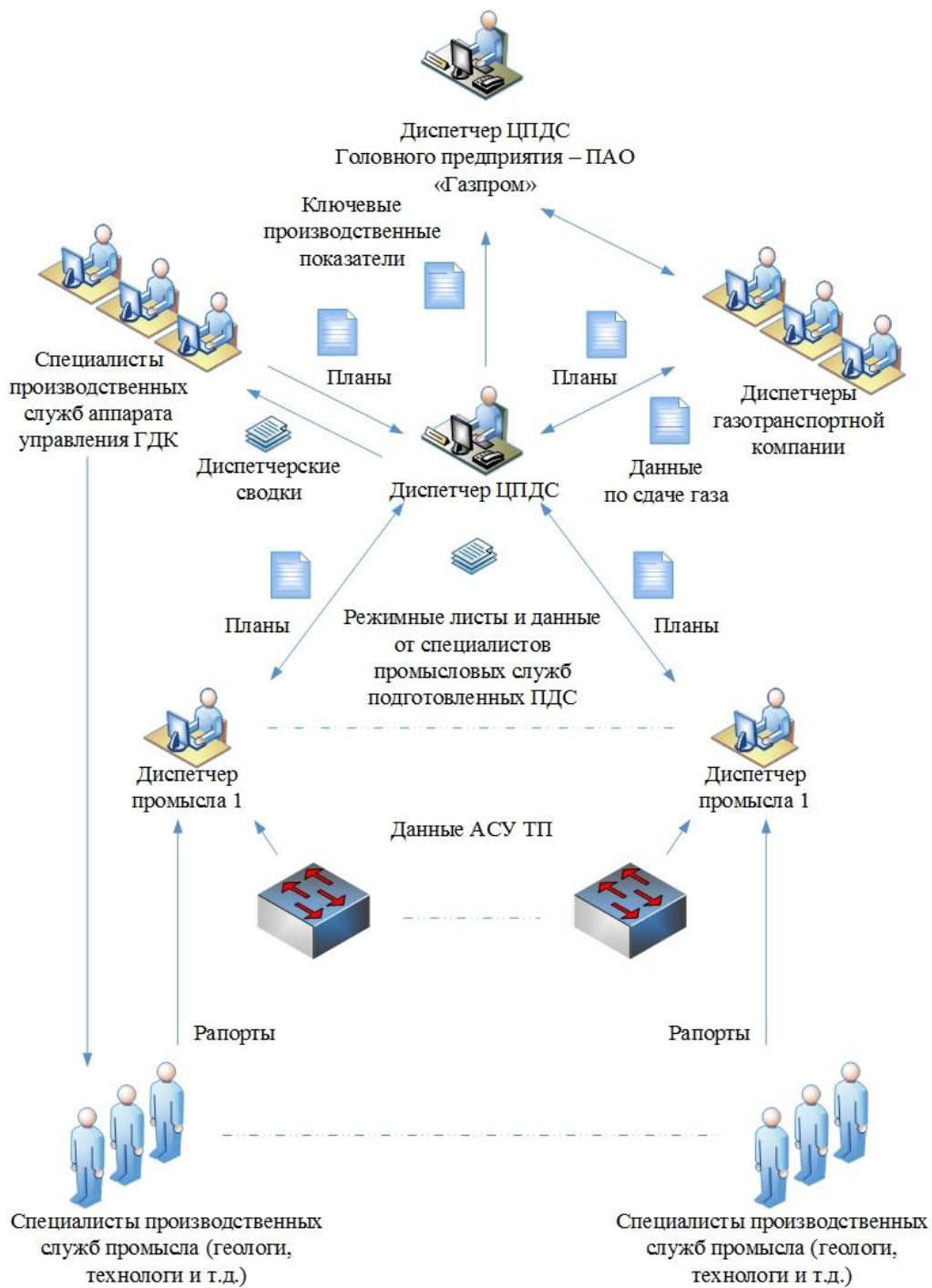


Рисунок 1.2 – Схема взаимодействия служб газодобывающей компании

В большинстве случаев отсутствуют средства автоматизированного анализа производственных данных, и диспетчеру приходится производить оперативный анализ и принимать решения основываясь только на свой опыт и рекомендации специалистов промысла.

Стабильность производственных процессов напрямую зависят от качества диспетчерских решений. Ошибочное или необоснованное диспетчерское решение, а также несвоевременное вмешательство в производственный процесс даже в условиях высокоавтоматизированного контроля может привести к катастрофическим последствиям.

На уровне промысла диспетчерские службы решают задачи добычи и подготовки природного газа необходимого количества и требуемого качества, а также минимизация затрат топливно-энергетических и материально-технических ресурсов. И если системы автоматического управления и регулирования выполняют локальное управление отдельными технологическими объектами, то уровень диспетчерского управления должен обеспечивать интегральность всей системы в целом. Однако диспетчерское управление в настоящее время решает лишь задачи мониторинга процесса добычи газа за счет внедренных SCADA-систем.

В [4] описаны основные функции оперативно-диспетчерских служб. Основные функции ЦДС для уровня ГДК:

- контроль состояния технологического оборудования кустов газовых скважин, газосборных сетей, крановых площадок, межпромысловых коллекторов, УКПГ, УППГ, ГС в реальном времени;
- распределение нагрузок по ГПУ, УКПГ, ДКС;
- планирование оперативных резервов для покрытия пиковых нагрузок и последствий нештатных ситуаций;
- оптимизация и контроль режима работы технологических установок;
- контроль и учет расхода энергоресурсов (топливный газ, электроэнергия, вода);
- подготовка данных для взаимодействия с ЦПДУ, смежными предприятиями и с ДП КС, выполнение этого взаимодействия;

- оперативное оповещение ЦПДУ ОАО "Газпром" информацией об авариях, несчастных случаях, нештатных ситуациях на предприятии;
- планирование регламентных работ, планово-предупредительных ремонтов;
- моделирование и прогнозирование динамики режимов работы пласта, газосборной сети, межпромысловых коллекторов УКПГ, УППГ, ГС;
- контроль и локализация аварийных и нештатных ситуаций собственными ресурсами;
- контроль качества газа и конденсата газа;
- оптимизация и контроль режима работы технологических установок;
- контроль и учет расхода энергоресурсов (топливный газ, электроэнергия, вода).

Проведенный анализ показывает, что диспетчерское управление является сложным процессом, выполняющим множество функций. Это в свою очередь определяет необходимость автоматизации самого процесса диспетчерского управления.

1.3 Модель СИМ автоматизации предприятия

В конце 80-х гг. была опубликована статья Теодора Дж. Вильямса на тему "Reference Model for Computer-Integrated Manufacturing (СІМ)"[5] в которой подводился итог исследовательским и прикладным работам в этой области. В рамках концепции СИМ информационные системы образуют пирамиду, включающую в себя пять уровней. На рисунке 1.3 показан один из вариантов этой модели в упрощенном виде.

Каждое сечение пирамиды имеет площадь, пропорциональную обрабатываемому объему данных. Системы верхнего уровня оперируют минимальным обобщенным объемом данных на относительно больших

временных промежутках, а системы нижнего уровня имеют дело с большим потоком данных в режиме реального времени.

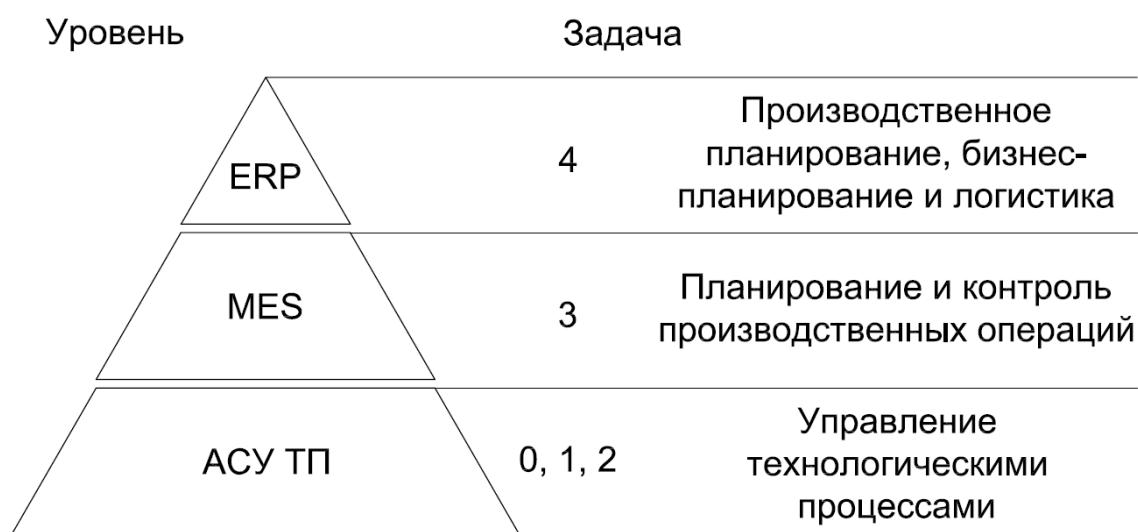


Рисунок 1.3 – Архитектура СИМ

Первые три уровня в архитектуре СИМ представляют собой автоматизированные системы управления технологическими процессами АСУ ТП: нулевой уровень представляет собой элементы сбора информации (оборудование, датчики). первый уровень представлен программируемыми логическими контроллерами (PLC - programmable logic controllers). Второй уровень — это системы диспетчерского управления SCADA, взаимодействующие с оборудованием нижнего уровня. Третий уровень представлен системами управления производством (Manufacturing Execution System - MES). Верхний уровень пирамиды – это системы управления ресурсами предприятия (Enterprise Resource Planning ERP).

Рассмотрим подробнее задачи автоматизации газодобывающих компаний разных уровней управления.

Уровень АСУ ТП представляет собой комплекс программно-технических средств автоматизации технологических процессов на предприятии. По функциональным признакам АСУ ТП делится на три уровня (0, 1 и 2 уровень модели СИМ). Нижний (полевой) уровень выполняет функции функции

первичного преобразования, передачи информации о технологическом объекте и приема управляющих сигналов. Оборудование среднего (контроллерного) уровня, выполняющее функции сбора, первичной обработки данных и выработки управляющих воздействий на исполнительные механизмы. Верхний (диспетчерский) уровень представлен SCADA-системами и выполняет функции сбора, визуализации, обработки и хранения данных.

Первоначально термин SCADA использовался только для обозначения человеко-машинного интерфейса АСУ ТП, но в настоящее время под SCADA принято понимать систему диспетчерского контроля и сбора данных [6]. Помимо этого, основными функциями SCADA являются прием и обработка информации от контроллеров нижних уровней, ведение архива данных, графическое представление хода технологического процесса, прием команд оператора и передача их в адрес контроллеров нижних уровней, оповещение эксплуатационного и обслуживающего персонала об обнаруженных аварийных событиях, формирование сводок и других отчетных документов а так же обмен информацией с автоматизированной системой управления предприятием (с приложениями MES-уровня).

В настоящее время на отечественном рынке получили признание более двух десятков SCADA-программ. В отрасли газодобычи обычно используются следующие системы: RealFlex - (компания BJ Software Systems), InTouch- (компания WonderWare), FIX - (компания Intellution), Genesis - (компания Iconics), RSView - (компания Rockwell Software Inc), Proficy - (компания GE Fanuc) и другие [7, 8]. Все из перечисленных систем достаточно универсальны и успели зарекомендовать себя в разных отраслях промышленности.

Системы третьего уровня управления (MES-системы) будут рассмотрены в отдельном разделе.

Системы четвертого уровня управления – ERP-системы. Рынок таких систем является одним из самых молодых и быстроразвивающихся в мире промышленной автоматизации. С каждым годом объем ERP-рынка

увеличивается, и прогноз на ближайшие годы умеренно оптимистичный. Обычно ERP-система – информационная система идентификации и планирования всех ресурсов предприятия, предназначенная для автоматизации всех сфер деятельности предприятия начиная от планирования бизнес-процессов заканчивая контролем их реализации и последующего анализа достигнутых результатов [9].

ERP-системы обладают широким набором функций [10, 11], основные из которых следующие:

- формирование планов продаж и производства;
- управление проектами, включая планирование необходимых для их реализации этапов и ресурсов;
- оперативное управление финансами, составление финансового плана и контроль его исполнения;
- управление закупками, включая ведение договоров и реализация централизованных закупок, а также обеспечение учета и оптимизация складских и цеховых запасов;
- планирование потребностей в материалах и комплектующих.

За последнее время в мире накоплен достаточно большой опыт по внедрению систем автоматизации на предприятиях, однако, как показывает практика, с использованием ERP не все так однозначно хорошо, как хотелось бы. Внедрение таких систем является достаточно дорогостоящей и длительной процедурой, и по статистике только шестая часть случаев внедрения информационных систем завершается вовремя и в рамках запланированного бюджета. Третья часть проектов прекращается досрочно, а по остальным проектам превышаются сроки или бюджет, либо ограничивается запланированный функционал.

Неудачи внедрения ERP – систем обычно обусловлены отсутствием на предприятии отлаженных бизнес-процессов и отсутствием систем управления предприятием третьего уровня – MES систем.

Основная идея СИМ подразумевает интеграцию информационных систем, находящихся на всех уровнях модели в единую информационную систему [12]. Если на предприятии отсутствует нулевой уровень управления, то невозможно реализовать первый уровень, при отсутствии первого уровня, невозможно реализовать второй и т.д. В результате ERP система не сможет реализовать все свои функции без успешно внедренной MES.

1.4 Системы класса MES

MES (Manufacturing Execution System) – класс автоматизированных систем, предназначенных для контроля и оптимизации производственной деятельности предприятий [13]. Такое определение понятию дает международная ассоциация Manufacturing Enterprise Solutions Association International (MESA International) [14], которая занимается разработкой концепций, требований и стандартов в данной области. Она же определила перечень основных функций MES системы:

- RAS (Resource Allocation and Status) контроль состояния и распределение ресурсов – управление ресурсами производства: оборудованием, персоналом, материалами, инструментами и т.д.;
- ODS (Operations/Detail Scheduling) оперативное/детальное планирование – расчет производственных расписаний;
- DPU (Dispatching Production Units) диспетчеризация производства – управление потоками производственных единиц;
- DOC (Document Control) управление документами – контроль содержания документов выпускаемой продукции, документов для обмена информацией внутри предприятия;
- DCA (Data Collection/Acquisition) сбор и хранение данных – управление данными, циркулирующих в производственной среде предприятия;
- LM (Labor Management) управление персоналом – обеспечивает управление персоналом в реальном масштабе времени;

- QM (Quality Management) управление качеством продукции – анализ производственных показателей с целью обеспечения надлежащего качества продукции;
- PM (Process Management) управление производственными процессами – мониторинг, автоматическая корректировка производственных процессов и поддержка принятия решений оператором;
- MM (Maintenance Management) управление техобслуживанием и ремонтом – обеспечение работоспособности оборудования и инструментов посредством техобслуживания, планового и оперативного ремонта;
- PTG (Product Tracking and Genealogy) отслеживание истории продукта – представление информации о том, на какой стадии производства и в каком состоянии находится изделие;
- PA (Performance Analysis) анализ производительности – формирование отчетов о фактических результатах производственной деятельности.

Данная модель получила название MESA-11, и описывает «идеальную» систему, которой в настоящее время пока не существует, так как для некоторых отраслей нет потребности во всех функциях модели.

Рассмотрим подробнее возможность применения функций MESA-11 на газодобывающих предприятиях.

Функция оперативного/детального планирования может быть реализована для расчета краткосрочных планов добычи углеводородного сырья, например, план добычи на сутки и для расчета технологических режимов работы газовых скважин. Диспетчера необходимо обеспечить средствами поддержки принятия решений, которые могли бы на основе статистических данных выполнить расчет тенденций развития технологического процесса и сформировать план показателей для каждой их скважин. Очевидным является то, что данная MESA-11 не сможет покрыть

расчетную часть задачи формирования технологического режима работы скважин, так как такой расчет является сложным алгоритмом. Поэтому для реализации поддержки принятия решений необходимо расширить функцию оперативного/детального планирования за счет использования методов интеллектуального анализа данных (ИАД) [15].

Функция управления документами может быть использована для ведения плановой и отчетной документации, построения диспетчерских сводок и месячных эксплуатационных рапортов.

Функция диспетчеризации производства может решать задачу управления службами промысла на основе диспетчерских сводок из разных источников.

Функция сбора и хранения информации подразумевает взаимодействие информационных систем между разными уровнями управления. Данная функция имеет большое значение, так как современным ГДК приходится работать с большими объемами данных от различных систем управления технологическими процессами. Помимо этого накопленная база данных необходима для решения задач интеллектуального анализа данных.

Функция управления производственными процессами может быть востребована диспетчерами, операторами и технологами для осуществления мониторинга состояния производственного процесса и анализа трендов технологических параметров.

Таким образом можно сделать вывод, что система управления газодобывающим предприятием может содержать только пять функций модели MESA-11. В свою очередь каждая из необходимых функций должна быть модифицирована в соответствии с требованиями, предъявляемыми современными ГДК.

В настоящее время мировой рынок MES представлен достаточно большим количеством производителей. Одни представляют «коробочные» решения, в то время как другие предлагают инструментальную среду для самостоятельной разработки completed системы. В таблице 1.1

представлены некоторые популярные MES, предназначенные для предприятий с непрерывным типом производства.

Таблица 1.1 - Основные поставщики MES – систем.

№	Название системы	Компания	Область применения
1	Aspen MES	Aspen Technology	Управление промышленной деятельностью нефтеперерабатывающих компаний
2	Broner MES	Broner Metals Solutions	Металлургия
3	Business.Flex PKS	Honeywell	Система широкого профиля
4	CitectIM Solutions	Citect Pty	Горнодобывающая, автомобильная, пищевая промышленность и энергетика
5	Factory Suite A2	Wonderware	Энергетика, нефтегазовая, химическая
6	iTAC MES	iTAC Software	Медицинская техника, фармацевтика, производство электроники, энергетика
7	PI Systems	OSI Software	Нефтеперерабатывающие и химические заводы, энергетика
8	Proficy	GE Fanuc	Универсальная система
9	SIMATIC IT	Siemens Nederland NV	Энергетика, нефтегазовая отрасль, транспорт, химическая промышленность
10	Yokogawa MIPP	Yokogawa Electric Corporation	Нефтегазовая отрасль, химическая промышленность, фармакология, энергетика, металлургия

По данным ассоциации MESA, на сегодняшний день все MES-системы используются в фармацевтической, пищевой, аэрокосмической, автомобильной промышленности, производстве полупроводников, резины, пластмасс, машиностроении, в том числе тяжелом, в электронике, инструментальном производстве, в тонкой химической промышленности. Реже они получили распространение в строительстве, здравоохранении, производстве бумаги, на предприятиях водо-, электро- и теплоснабжения и в горнодобывающей промышленности.

Преградами для внедрения MES являются следующие причины:

- высокая стоимость модернизации и сопровождения;
- сложность внедрения;

- проблемы достоверности данных и недостаточная оперативность в их представлении;
- потребность в высококвалифицированных специалистах;
- отсутствие методологии и внедрения отраслевых MES-систем [13].

В нефтегазовой отрасли низкое распространение MES – системы получили по причине перечисленных выше факторов, а также потому что не каждая из существующих систем может удовлетворить всем предъявляемым требованиям газодобывающих предприятий. Такие предприятия в целом являются сложными техноэкономическими системами и существует ряд задач, решение которых требует выполнения сложных аналитических функций при анализе производственных данных. Осложняющими факторами решения таких задач являются необходимость анализа большого объема исторических производственных данных и сложность в постановке задачи по разработке модели.

1.5 Пути автоматизации управления производством

Основными документами при создании автоматизированных систем диспетчерского управления являются общесистемные требования по транспорту газа [17] и по добыче и хранению газа [4]. Данные документы в свое время определили стратегию развития автоматизации в газовой отрасли, однако учитывая накопленный опыт и то, что они были составлены в конце 90-х годов прошлого века, данные документы нуждаются в корректировке.

В настоящее время причины качественного изменения характера оперативно-диспетчерского управления заключаются в следующем:

- ужесточение требований к надежности и безопасности систем газоснабжения, а также соблюдение экологических правил и норм;
- интенсивное внедрение своевременных средств автоматизации, программных и информационно-вычислительных систем;

- повышение сложности самого объекта управления и расширение функций диспетчерского управления, включая функцию принятия решений.

Теме диспетчерского управления посвящено достаточно много публикаций, которые можно разделить на следующие группы:

- анализ и выбор проектных решений и SCADA-систем [18, 19, 20, 21];
- анализ диспетчерской деятельности и задачи построения тренажеров для подготовки диспетчерского персонала [22, 23, 24];
- оптимизация и моделирование технологических процессов [26, 26];
- анализ практического опыта диспетчерского управления технологическими процессами в газовой отрасли [22, 23, 27];

Создание АСУ сложными технологическими процессами начинается с внедрения SCADA. На данный момент большинство компаний уже автоматизировали технологические процессы, и созданные при этом АСУ ТП являются весьма современными системами. Однако системы класса MES, которые могут вывести управление производством на качественно новый уровень, в большинстве газодобывающих компаний только начинают развиваться.

Исторически сложились три основных пути внедрения MES-систем:

- разработка MES-системы путем усовершенствования функций SCADA-системы;
- разработка MES-системы путем расширения функциональности ERP;
- разработка MES-системы «с нуля».

Рациональным является подход, подразумевающий создание MES путем усовершенствования современных SCADA-систем. Преимущество такого подхода заключается в полной и эффективной интеграции созданной MES-

системы со SCADA. OSI Systems, PSI AG, Wonderware и другие производители SCADA выбрали такой подход при разработке MES-систем [7].

Однако есть и минус данного подхода. Эффективно такой подход работает только при условии полной унификации средств автоматизации, что практически невозможно встретить в уже существующих предприятиях.

Следующий подход в автоматизации, заключающийся в наделении функциями MES ERP-системы. Данный метод является самым сложным и наименее рациональным, так как существует принципиальная разница между этими системами в плане требований к управлению начиная от быстродействия и надежности и заканчивая требованиями к интеграционным возможностям и масштабируемости.

Внедрение существующих MES затрудняется высокой стоимостью и необходимостью адаптировать такие системы к компаниям газовой отрасли, поэтому существует еще один подход – разработка MES «с нуля». Данный подход имеет ряд достоинств: позволяет учесть требования специалистов, эффективно реализовать специфические для отрасли функции, создать удобный пользовательский интерфейс. Однако есть и недостатки, связанные с зависимостью от разработчика в плане сопровождения и последующего развития системы.

1.6 Цели и задачи исследований при решении проблем комплексной автоматизации и оптимизации производственных процессов

Проведенный анализ современных подходов в области автоматизации управления производством определил направление исследований, проведенных в данной работе, основной целью которых является разработка и внедрение комплексной системы автоматизации, охватывающей все уровни управления газодобывающим предприятием и осуществляющей оптимизацию его технологических режимов.

Для достижения поставленной цели должны быть решены следующие задачи:

- разработана теоретическая основа для создания математической модели технологических объектов газового промысла, обеспечивающей решение задач оптимизации эксплуатационных режимов технологических объектов и выработку рекомендаций по управлению производительностью добычи;
- разработана концепция построения интегрированной автоматизированной системы управления газодобывающего предприятия;
- разработаны комплексные алгоритмы автоматического контроля, управления и регулирования технологических режимов эксплуатации скважин и УППГ, алгоритмы аварийной защиты технологического оборудования.

Решение поставленных задач приведет к получению следующих результатов:

- повысится надежность сбора данных, контроля над работой газовых промыслов;
- появится возможность оперативного дистанционного управления объектами в режиме реального времени;
- повысится качество поставляемого газа, снижение потерь углеводородного сырья, уменьшение расходов газа на собственные нужды, эксплуатационных затрат при добыче и подготовке газа;
- снизятся затраты электроэнергии и др. энергоносителей;
- будут оптимизированы режимы добычи и подготовки газа;
- снизятся затраты на текущий и капитальный ремонт оборудования;
- повысится устойчивость, надежность, технологическая безопасность и эффективность эксплуатации технологического оборудования;

- улучшится экологическая обстановка в зонах добычи и подготовки газа путем предотвращения или сокращения масштабов аварийных ситуаций;
- будет более эффективным использование кадрового, технического и производственного потенциала предприятия.

2. Математическая постановка задачи распределения заданной производительности между технологическими объектами газодобывающего предприятия

2.1 Постановка задачи распределения объемов добычи газа между промыслами и между газовыми куполами

Задачу рационального распределения объемов добычи газа можно разделить на задачи верхнего и нижнего уровня диспетчерского управления. Задача на уровне газового месторождения (верхний уровень) заключается в распределении заданных объемов добычи между входящими в состав месторождения газовыми промыслами. Задача на уровне газового промысла (нижний уровень) связана с распределением производительности между скважинами и кустами скважин газового промысла. Решение данных задач с целью выполнения планируемого уровня добычи, является одной из основных функций системы диспетчерского управления.

Газовый промысел включает в себя следующие технологические объекты:

- установка комплексной подготовки газа (УКПГ);
- установка предварительной подготовки газа (УППГ) при удалении объектов добычи более 20 км;
- межпромысловый коллектор и газовый шлейф;
- запорно-регулирующая арматура;
- скважины и кусты скважин;
- призабойная зона скважин.

Газ с кустов скважин поступает на установку предварительной подготовки, где осуществляется сепарация газа от капельной жидкости и механических примесей. Выделившиеся из газа жидкость с механическими примесями поступает в емкость сбора пластовой воды. После сепараторов очищенный газ поступает на узел учета, и дальше подается в

межпромысловый трубопровод. Для предотвращения гидратообразования в газ подается ингибитор гидратообразования. Для аварийной остановки УППГ на входных и выходных коллекторах, а также на входе и выходе каждого сепаратора предусмотрена запорная арматура с дистанционным управлением.

Предположим, что залежи газового месторождения и кусты скважин удовлетворяют следующим условиям:

- каждый промысел эксплуатирует свою газоносную площадь, гидродинамически связанную с другими площадями;
- в процессе эксплуатации промыслов значение пластовое давление выравнивается для всего месторождения;
- пласт, эксплуатируемый кустом скважин, считается однородным;
- забои скважин размещаются равномерно по всему месторождению, и приток газа к ним подчиняется закону Дарси [28];
- существует максимально допустимый дебит скважин, позволяющий оценить максимальную добычу газа на месторождении.

На рисунке 2.1 показана схема двухуровневого диспетчерского управления объектами газового месторождения:



Рисунок 2.1 – Схема двухуровневого диспетчерского управления объектами добычи газа

Согласно представленной схеме можно сформулировать задачу распределения производительности, с целью обеспечения заданного уровня добычи.

На верхнем уровне необходимо распределить заданную производительность месторождения Q_M между УППГ $Q_1 \dots Q_n$, учитывая максимально возможный объем добычи каждого УППГ.

На нижнем уровне необходимо распределить производительность k -го УППГ Q_k между подключенными к нему кустами скважин $\{Q_k^i\}$.

Для решения поставленных задач необходимы следующие исходные данные:

- количество эксплуатационных скважин;
- количество кустов скважин;
- расстояние от кустов скважин до УППГ;
- максимальный дебит скважины;
- начальные пластовое и устьевое давление;
- пластовая и устьевая температура;
- данные о составе добываемого газа;
- схемы подключений скважин, кустов скважин и УППГ между собой;
- данные о наличии и местах расположения регулирующих органов;
- технические характеристики скважин и шлейфов.

Область допустимых решений определяется:

- обеспечением заданного уровня добычи газа;
- отсутствием гидратообразования в шлейфах и скважинах;
- ограничения, связанные с возможными аварийными ситуациями на технологических объектах.

Управляющие воздействия, влияющие на режим работы скважин:

- поддержание на входах УППГ рациональных значений давления, находящихся в допустимом диапазоне значений;
- изменение положения регулирующей арматуры;

- определение дебита скважин.

Критерием оптимальности управляющих воздействий является минимальные потери пластовой энергии, что в свою очередь подразумевает минимальные потери давления в системе «пласт-скважина-шлейф-УППГ».

Таким образом задача рационального распределения объема добычи газа по скважинам формулируется следующим образом: при максимально возможных давлениях на входах УППГ обеспечить такие значения дебитов скважин, объединенных в кусты, при которых будет выполнено задание на общую для промысла производительность.

Поставленную задачу можно рассматривать и решать в статике и не учитывать изменение природных и технологических параметров со временем, если решается задача распределения объема добычи газа за маленький промежуток времени, например, суточную производительность УППГ.

Решение поставленных задач позволит:

- снизить затраты на добычу газа;
- увеличить длительность безкомпрессорного периода добычи газа;
- повысить конечную газоотдачу пласта;
- повышение эффективности разработки и эксплуатации газовой залежи;
- снижение выбросов вредных веществ в атмосферу;
- предотвращение аварийных ситуаций на объектах добычи.

2.2 Построение агрегированной модели разработки месторождения

Агрегированная математическая модель газового промысла используется для прогнозирования эксплуатационных режимов и оптимального управления технологическими установками. Для составления модели, воспользуемся результатами исследований, представленных в [29]. В данной работе предлагаются модели для основных режимов дренирования залежи (газового, жесткого водонапорного и водонапорного) в виде уравнений, представляющих собой зависимости накопленного объема добычи

газа от технологических и природных параметров продуктивных пластов.

Построенные модели позволят получить следующие характеристики:

- нагрузку по кустам газовых скважин на основании данных о запасах газа и пластовых параметров;
- параметры технологического процесса во всех контрольных точках;
- допустимые положения запорно-регулирующей арматуры для поддержания требуемого расхода газа.

Под газовым режимом подразумевается такой режим, при котором в процессе эксплуатации объем, занимаемый газом, и значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений не изменяются, а пластовое давление падает. При жестком водонапорном режиме подразумевается, что значение пластового давления не меняется, а увеличиваются значения коэффициентов фильтрационного сопротивления за счет того, что объем освобождаемый газом заполняется вторгшейся в залежь водой и происходит ухудшение фильтрационных свойств коллектора. При моделировании жесткого водонапорного режима будем использовать предположение о том, что продвижение подошвенной воды будет доминирующим по отношению к вторжению краевой воды. Моделирование водонапорного режима основано на предположении о том, что гидростатическое давление в процессе вторжения воды в залежь остается равным пластовому давлению [29].

При построении модели предположим, что забои скважин, объединенных в куст, находятся на площади круга радиуса R_3 . Все скважины в одном кусту имеют одинаковые характеристики. Общую зону дренирования куста можно имитировать кругом радиуса R_k , в пределах которой пласт будем считать однородным по фильтрационно-емкостным характеристикам. Кроме этого считается выполненным предположение о том, что в качестве закона фильтрации газа можно использовать закон Дарси, который согласно работе [30], можно распространить на большинство реальных продуктивных пластов.

По закону Дарси, дебит скважины можно рассчитать по формуле:

$$P_{\Pi}^2 - P_3^2 = A \cdot q, \quad (2.1)$$

где P_{Π} – пластовое давление;

P_3 – забойное давление;

A – коэффициент фильтрационных сопротивлений куста;

q – дебит скважины.

Так как задача решается в статике (рассматриваются небольшие промежутки времени), то для водонапорных режимов можно пренебречь изменением коэффициента фильтрационных сопротивлений A .

Коэффициент A определяется формулой:

$$A = A^* \cdot \varphi = \left(\frac{\mu \cdot Z_n \cdot T_n}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T} \right) \cdot \left(A_k + \frac{R_3}{\sqrt{n} \cdot R_c} \right), \quad (2.2)$$

где μ – вязкость газа при пластовых условиях;

Z_n – коэффициент сверхжимаемости при пластовых условиях;

T_n – пластовая температура (К°);

k – проницаемость пласта;

h – газонасыщенная толщина пласта;

$T = 293$ К°;

R_c – радиус скважины;

A_k – коэффициент внешнего фильтрационного сопротивления куста, который зависит от типа скважины в кусте:

для центральных скважин:

$$A_k \equiv A_{\text{Ц}} = n_{\text{Ц}} \left[\ln \frac{R_k}{R_3} \right]; \quad (2.3)$$

для краевых скважин:

$$A_k \equiv A_{\text{К}} = n_{\text{К}} \left[\ln \frac{R_k}{R_3} - \frac{1}{2} \left(1 - \frac{R_3^2}{R_k^2} \right) \right]; \quad (2.4)$$

для промежуточных скважин:

$$A_k \equiv A_{\text{П}} = n_{\text{П}} \left[\ln \frac{R_k}{R_3} - \frac{1}{4} \left(1 - \frac{R_3^2}{R_k^2} \right) \right]; \quad (2.5)$$

где R_k – общая зона дренирования куста;

$R_э$ – радиус скважин, объединенных в один куст;

n – число скважин в кусте;

$n_{ц}, n_{к}, n_{п}$ соответственно число центральных, краевых и промежуточных скважин в кусте, то есть $n = n_{ц} + n_{к} + n_{п}$.

При расчете параметра φ необходимо оценить величину коэффициента A_k , среднюю для всех скважин в кусте. При известной схеме размещения центральных, краевых и промежуточных скважин в кусте, данный коэффициент будет определяться формулой:

$$A_k = \frac{A_{ц}n_{ц} + A_{к}n_{к} + A_{п}n_{п}}{n - 1}. \quad (2.6)$$

Потери давления при движении газа в призабойной зоне скважин, объединенных в куст, будут характеризоваться величиной:

$$(P_{п} - P_з). \quad (2.7)$$

Обозначим возможные ограничения на значения дебита скважин:

- максимально допустимое значение дебита, обусловленное сохранением призабойной зоны от разрушения ($q_{max}^п$);
- минимально допустимое значение дебита ($q_{min}^в$), обусловленное возможностью выноса с забоя скважин твердых частиц и капельной жидкости [31, 32];
- минимальный ($q_{min}^г$) и максимальный ($q_{max}^г$) дебит скважины при условии безгидратной эксплуатации.

Выполним минимально допустимого дебита $q_{min}^в$, при снижении которого вынос с забоя скважины капельной жидкости и твердых частиц прекращается. Согласно [31] данное значение можно найти по формуле:

$$q_{min}^в = \alpha \sqrt{P_з}, \quad (2.7)$$

где α – параметр, зависящий от диаметра насосно-компрессорных труб.

Параметр α находится следующим образом [31]. Известно, что v_1 – минимальная скорость газового потока, обеспечивающая вынос твердых

частиц и v_2 – минимальная скорость газового потока, обеспечивающая вынос капельной жидкости с забоя скважины равны:

$$v_1 \approx 5,44\sqrt{d \cdot \rho_{\text{ч}}/\rho_3}, \quad (2.8)$$

где d – диаметр частиц (м);

$\rho_{\text{ч}}$ – плотность частиц (кг/м³);

ρ_3 – плотность газа на забое (кг/м³).

$$v_2 \approx \frac{25,9}{\sqrt{P_3}}, \quad (2.9)$$

Введем в рассмотрение параметр v , такой, что:

$$v = \max\{v_1, v_2\}, \quad (2.10)$$

тогда искомое значение минимально допустимого дебита q_{min}^B , для поверхностных условий, рассчитывается по формуле [31]:

$$q_{min}^B = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot \rho_3 \cdot v}{4\rho_*} \quad (2.11)$$

где ρ_* - плотность газа в стандартных условиях.

$$\rho_3 = \frac{P_3}{Z_3 \cdot T_3 \cdot R}, \quad (2.12)$$

$$\rho_* = \frac{P_*}{Z_* \cdot T_* \cdot R}, \quad (2.13)$$

Отсюда следует, что параметр α равен:

$$\alpha = \max\{\alpha_1, \alpha_2\}, \quad (2.14)$$

$$\alpha_1 = 5,44 \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \frac{Z_* \cdot T_*}{P_*} \sqrt{\frac{d \cdot \rho}{Z_3 \cdot T_3}}, \quad (2.15)$$

$$\alpha_2 = 25,9 \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \frac{Z_* \cdot T_*}{P_*} \cdot \frac{1}{Z_3 \cdot T_3}. \quad (2.16)$$

В соответствии с этим, допустимый диапазон значения дебита скважины принимает вид:

$$q_{min} \leq q \leq q_{max}, \quad (2.17)$$

$$q_{min} = \max\{q_{min}^{\Gamma}, q_{min}^B\}, \quad (2.18)$$

$$q_{max} = \min\{q_{max}^r, q_{max}^n\}. \quad (2.19)$$

При кустовом размещении скважин, если рабочий дебет во время эксплуатации продуктивного пласта равен максимально допустимом, то можно построить зависимости рабочего дебита (максимально допустимого) от текущего значения газоотдачи. Вид такой зависимости для газового режима работы пласта предложен в работе [29] и представлен на рисунке 2.2.



Рисунок 2.2 – Построение зависимости дебита от текущей газоотдачи

На рисунке 2.2а и 2.2б представлены зависимости дебита скважины от пластового давления и пластового давления от газоотдачи (текущего значения накопленной добычи газа). На рисунке 2.2в показана зависимость дебита от текущего значения газоотдачи. Такая зависимость рабочего дебита от газоотдачи $q(\eta(t))$ в момент времени t является основной для решения задачи распределения заданной производительности между УППГ:

$$q(\eta(t)) = \min\{q_{max}^r, q_{max}^n(\eta(t))\}, \quad (2.20)$$

где $q_{max}^n(\eta(t))$ – максимально допустимый дебит, обусловленный соблюдением условий неразрушения призабойной зоны, причем для разных режимов дренирования, выражается следующим образом:

– для газового режима:

$$q_{max}^n(\eta(t)) = \frac{\gamma \cdot P_0^2 (1 - \eta(t))^2 \cdot (2 - \gamma)}{A}, \quad (2.21)$$

где γ - коэффициент пропорциональности, определяющей зависимость допустимой депрессии - ΔP от текущей величины пластового давления - $P_n(t)$, т.е. $\Delta P = \gamma \cdot P_n(t)$. При газовом режиме пластовое давление уменьшается по линейному закону.

– для жесткого водонапорного режима:

$$q_{max}^n(\eta(t)) = (1 - \eta(t)) \frac{\Delta P (2P_0 - \Delta P)}{A}, \quad (2.22)$$

где A - коэффициент фильтрационных сопротивлений пласта в начальный момент времени;

ΔP - максимально допустимая депрессия на пласт;

P_0 - начальное пластовое давление, которое при жестком водонапорном режиме не изменяется за время эксплуатации залежи;

– для водонапорного режима:

$$q_1(\eta(t)) = \frac{\gamma \cdot P_n^2(\eta(t)) \cdot (2 - \gamma)}{A(t)}, \quad (2.23)$$

$$P_n(\eta(t)) = \rho_v g (H + h(\eta(t))), \quad (2.24)$$

$$h(\eta(t)) = \sqrt{\frac{H^2}{4} + (1 - \eta(t))(H + h_0)h_0} - \frac{H}{2}, \quad (2.25)$$

$$A(t) \equiv A(\eta(t)) = \frac{h_0}{h(\eta(t))} A, \quad (2.26)$$

где H – глубина залегания продуктивного пласта;

ρ_v – плотность пластовой воды;

g – ускорение свободного падения;

h_0 – газонасыщенная толщина в начальный момент времени.

Введем обозначения номера УППГ и номера куста скважин $k=1 \dots K$ и $i=1 \dots l_k$, где K – количество УППГ, а l_k – количество кустов скважин, присоединенных к данной УППГ. Тогда любой из перечисленных выше исходных параметров будем иметь двойной индекс ki . Если теперь обозначим

V – балансовый запас газа месторождения, то агрегированная модель разработки принимает вид следующего дифференциального уравнения:

$$V \frac{d\eta}{dt} = \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^{l_k} n_{ik}(t) \cdot q_{ik}(\eta(t)), \quad (2.27)$$

где $n_{ik}(t)$ – число скважин в i -ом кусте k -ого УППГ в момент времени t ;
 $q_{ik}(\eta(t))$ – дебит одной скважины в i -ом кусте k -го УППГ.

Функция $n_{ik}(t)$ это стратегия разработки месторождения и является известной функцией. В частном случае при мгновенном вводе месторождения в разработку $n_{ik}(t) = n_{ik}(0) = const$. В общем случае выбирая вид $n_{ik}(t)$ и решая уравнение (2.27) можно получить характерную зависимость предельной добычи газа от времени в целом по месторождению, которая имеет участки нарастающей (а), постоянной (б) и падающей (в) добычи (рисунок 2.3).

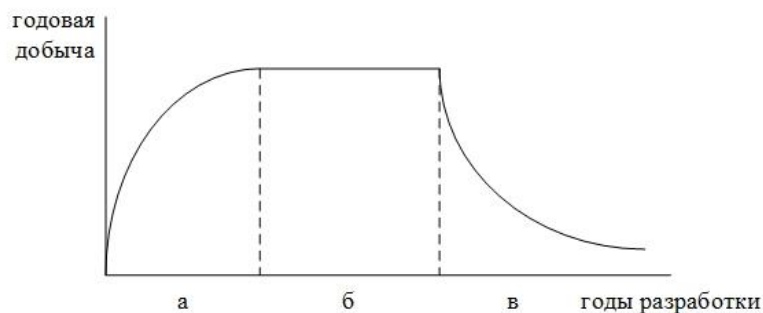


Рисунок 2.3 – Зависимость предельной добычи от времени

2.3 Построение математической модели технологических объектов газового промысла

Для того что бы рассчитать потери давления при движении газового потока по стволу скважины от забоя до устья, можно применить формулу Адамова [31]:

$$P_3 = \sqrt{P_y^2 e^{2b} + Cq^2}, \quad (2.28)$$

где P_y – давление на устье скважины;

q – дебит скважины;

b и C – исходные параметры.

Согласно [31] параметры b и C находятся следующим образом:

$$b = \frac{gl}{Z_c T_c R}, \quad (2.29)$$

$$C = (e^b - 1) \frac{8\lambda}{gD^5} \left(\frac{Z_c T_c P_*}{Z_* T_* \pi} \right)^2, \quad (2.30)$$

$$Z_c = 0,5(Z_3 + Z_*), \quad (2.31)$$

$$T_c = 0,5(T_3 + T_*), \quad (2.32)$$

где g – ускорение свободного падения;

R – газовая постоянная;

l – длина насосно-компрессорных труб (НКТ);

D – внутренний диаметр НКТ;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления в НКТ;

Z_3, Z_* – коэффициент сверхсжимаемости на забое и в стандартных условиях;

T_3, T_* – температура на забое и в стандартных условиях;

P_* – давление в стандартных условиях.

Для расчета потерь давления в шлейфах воспользуемся следующей формулой [33]:

$$P_1^2 - P_2^2 = BQ^2, \quad (2.33)$$

где P_1 и P_2 – давление на входе и выходе газового шлейфа;

B – коэффициент гидравлического сопротивления движения газа по шлейфу;

Q – расход газа.

Параметр B согласно [33] можно определить по формуле:

$$B = \xi \rho T_c Z_c I_{ш} D_{ш}^{-m} \quad (2.34)$$

где ξ – коэффициент, зависящий от размерности приведенных параметров;

Z_c – средний коэффициент сверхсжимаемости газа;

T_c – средняя температура газа в шлейфе;

ρ – относительная плотность газа по воздуху;
 $D_{ш}, l_{ш}$ – внутренний диаметр и длина шлейфа;
 m – коэффициент зависящий от характера движения газа в шлейфе (в [32] принят равным 5,2).

Расчет потери давления в регулирующих органах находится аналогично:

$$P_1^2 - P_2^2 = xQ^2, \quad (2.35)$$

где P_1 и P_2 – давление на входе и выходе регулирующего органа;

x – коэффициент гидравлического сопротивления движения газа через регулирующий орган;

Q – расход газа.

Коэффициент $x \sim F^{-2}$, где F – площадь сечения регулирующего органа.

Из формул (2.33) и (2.35) можно сделать заключение, что в независимости от того, где установлены регулирующие органы, на входе шлейфов (после куста скважин) либо на выходе шлейфа (перед УППГ) зависимость суммарных потерь давления от скважин до УППГ можно найти по формуле:

$$P_1^2 - P_2^2 = (B + x)Q^2, \quad (2.36)$$

Для моделирования движения газа в системе газосбора необходимо ввести следующие обозначения:

k – индекс УППГ, $k \in K$;

K – количество всех УППГ, входящих в месторождение;

i – индекс куста скважин, $i \in l$;

l – количество всех кустов;

l_k – множество индексов кустов, принадлежащих одному k -ому УППГ;

$q_i, q_{maxi}, n_i, P_{pi}, A_i$ – соответственно, дебит одной скважины, максимально допустимый дебит, количество скважин в кусте, пластовое давление, коэффициент фильтрационных сопротивлений для одной скважины i -го куста;

C_i, b_i – коэффициенты сопротивления течения газа в скважине i -го куста;

x_i, B_i – соответственно, коэффициенты сопротивлений регулирующего органа и шлейфа, соединяющих i -ый куст с УППГ.

Параметры $K, l, l_k, q_{maxi}, n_i, P_{ni}, A_i, B_i, b_i, C_i, x_i$ относятся к исходным данным. К искомой информации относится:

q_i – дебит одной скважины в i -м кусте;

P_k – давление на входе k -го УППГ.

Переменные q_i и P_k связаны следующей зависимостью:

$$P_k^2 = (P_{ni}^2 - A_i q_i - C_i q_i^2) \exp(-2b_i) - B_i (n_i q_i)^2 - x_i (n_i q_i)^2, i \in I_k \quad (2.37)$$

В выражении (2.37) для всех $i \in I_k$, т.е. для всех кустов, принадлежащих одной УППГ, давление на входе установки (левая часть уравнения) равны. Поэтому можно сделать заключение, что в стационарном режиме газосбора давление на выходе шлейфов, подключенных к одному УППГ, непрерывно выравниваются [34].

Вследствии этого уравнение (2.37) можно преобразовать к следующему виду:

$$q_i = f_i(P_k, x_i) \equiv \frac{\sqrt{4(c_i + x_i n_i^2)(H_i^2 - P_i^2) + a_i^2 - a_i}}{2(c_i + x_i n_i^2)}, i \in I_k \quad (2.38)$$

где:

$$c_i \equiv C_i \exp(-2b_i) + B_i n_i^2 \quad (2.39)$$

$$H_i \equiv P_{ni} \exp(-b_i) \quad (2.40)$$

$$a_i \equiv A_i \exp(-2b_i) \quad (2.41)$$

Из уравнения (2.37) следует, что дебиты одной скважины куста зависят от природных характеристик призабойной зоны, технологических параметров куста скважин и газосборной системы, а также от входного давления на УППГ.

Из выражения (2.1) следует, что забойное давление скважины i -го куста зависит от дебита. Поэтому, если рассмотреть условия минимального дебита, выполняющего условия выноса из скважины капельной жидкости и твердых частиц, можно принять, что $q_{\min i}^B = q_{\min i}^B(q_i)$, где q_i – рабочий дебит скважины:

$$q_{\min i}^B(q_i) = \alpha_i \sqrt{P_{\pi i}^2 - A_i q_i}. \quad (2.42)$$

Так как дебит скважины зависит от давления на входе УППГ, то можно принять, что минимально допустимый дебит также является функцией давления на входе УППГ. Обозначим эту функцию через $v_i(P_k, x_i)$:

$$v_i(P_k, x_i) \equiv q_{\min i}(f_i(P_k, x_i)). \quad (2.43)$$

Следовательно, ограничение примет вид:

$$v_i(P_k, x_i) \leq f_i(P_k, x_i) \leq q_{\max i}, \quad i \in I_k \quad (2.44)$$

2.4 Алгоритмы распределения заданной производительности между УППГ

В соответствии с поставленной в разделе 2.1 задачей распределения заданной производительности между УППГ, введем обозначение заданной производительности всех УППГ $Q_3(t^*)$ в момент времени t^* .

Решение задачи разделим на два этапа:

- нахождение зависимости максимально возможной производительности каждого УППГ от времени;
- распределение общей производительности промысла в фиксированный момент времени по УППГ с учетом их максимальных возможностей.

На первом этапе введем функцию $F(t, \eta(t))$, такую что:

$$F(t, \eta(t)) \equiv \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^{l_k} n_{ik}(t) \cdot q_{ik}(\eta(t)) \quad (2.45)$$

Тогда выражение (2.27) примет вид:

$$V \frac{d\eta}{dt} = F(t, \eta(t)), \quad (2.46)$$

Если уравнение (2.46) решать каким-либо численным методом при начальном условии $\eta(0) = 0$, то можно получить $\eta(t)$ – зависимость текущего значения газоотдачи от времени. Далее подставляя в зависимость $q_{ik}(\eta(t))$,

функцию $\eta(t)$, можно построить $Q_k(t)$ - зависимость производительности k -й УППГ от времени:

$$Q_k(t) = \sum_{i=1}^{l_k} n_{ik}(t) \cdot q_{ik}(\eta(t)), k = \overline{1, K} \quad (2.47)$$

Тем самым решается первый этап задачи распределения производительности между УППГ.

Реализацию второго этапа будет осуществлять следующим образом.

Пусть:

$$Q^* = \sum_{k=1}^K Q_k(t^*) \quad (2.48)$$

Введем поправочный коэффициент λ такой, что:

$$\lambda = \frac{Q_3(t^*)}{Q^*} \quad (2.49)$$

Так как под Q^* понимается максимально возможная производительность всех УППГ в момент времени t^* , то должно выполняться условие:

$$Q_3(t^*) \leq Q^* \quad (2.50)$$

Производительность k -го УППГ $Q_k^3(t^*)$ в определенный момент времени t^* будет определяться:

$$Q_k^3(t^*) = \lambda Q_k(t^*) \quad (2.51)$$

Из формул (2.48), (2.49) и (2.51) можно убедиться, что:

$$\sum_{k=1}^K Q_k^3(t^*) = Q_3 \quad (2.52)$$

Таким образом алгоритм решения задачи распределения заданной производительности по УППГ включает в себя следующие операции:

- исходя из заданных зависимостей $n_{ik}(t)$ и $q_{\max ik}(\eta(t))$ находим функцию $\eta(t)$, как решение уравнения (2.46);
- строим функцию зависимости производительности УППГ от времени $Q_k(t)$ по формуле (2.47);

- для заданного момента времени t^* определяем по формуле (2.48) максимально возможную производительность всех УППГ Q^* ;
- определяем поправочный коэффициент λ по формуле (2.49);
- рассчитываем производительность каждой УППГ по формуле (2.51).

2.5 Алгоритмы распределения заданной производительности УППГ по кустам скважин

Рассчитав производительность каждой отдельной УППГ, можно перейти к распределению объемов добычи между кустами скважин, относящихся к этой УППГ. Для этого необходимо обратиться к модели распределения заданной производительности по технологическим объектам, элементами которой будут соотношения (2.28)-(2.44), которые определяют предельные значения дебитов скважин и потери давления в системе «призабойная зона – скважина – шлейф – УППГ».

При математической формулировке задачи будем опираться на результаты [34]. Введем следующие обозначения:

Q – заданная производительность УППГ;

P_{min} и P_{max} – минимальное и максимальное значение давления на входе УППГ;

$F_i(P_i, X)$ – функция, определяющая зависимость производительности i -го куста от величины сопротивления регулирующего органа и давления на выходе:

$$F_i(P_i, X) \equiv \sum_{j \in J_i} n_j f_j(P_j, x_j), \quad (2.53)$$

где $X = (\dots, x_j, \dots), j \in J$.

Стоит отметить то, что зависимости $f_j(P_j, x_j)$ и $F_i(P_i, X)$ являются убывающими по каждому из своих аргументов.

Необходимо определить параметры x_j, q_j, P_j с учетом ограничений входных давлений на УППГ, т.е. нужно найти такие $x_j, q_j, P_j, (i \in l, j \in J)$, для которых выполняются следующие условия:

$$\min_{i \in l} \{P_i\} \rightarrow \max_{P, X}, \quad (2.54)$$

$$\sum_{i \in l} F_i(P_i, X) \geq Q, \quad (2.55)$$

$$v_j(P_i, x_j) \leq f_j(P_i, x_j) \leq q_{\max i, j \in J_i}, \quad (2.56)$$

$$P_{\min} \leq P_i \leq P_{\max}, i \in l. \quad (2.57)$$

$$x_j \geq 0, j \in J. \quad (2.58)$$

Если обозначить набор $\{x_j^*, P_i^*\}$ являющийся оптимальным решением задачи (2.54) - (2.58), то Q_i^* будет оптимальной производительностью i -ого куста, и находится по формуле:

$$Q_i^* = \sum_{j \in J} n_i q_j^*, \quad (2.59)$$

где:

$$q_j^* = f_j(P_j^*, x_j^*), j \in J_i, i \in l. \quad (2.60)$$

Критерий (2.54) означает, что необходимо увеличивать выходное давления того куста, на котором оно имеет минимальное значение. Следовательно, это приведет к минимизации разности между давлением на выходе куста и пластовым давлением, что приводит к уменьшению потерь давления в газосборной сети, и уменьшению потерь пластовой энергии.

Так как функции $f_j(P_j, x_j)$ и $F_i(P_i, X)$ убывающие, то для существования допустимых решений задачи (2.54) - (2.58), по крайней мере, необходимо выполнить предположение:

$$\sum_{i \in l} F_i(P_{\min}, O) \geq Q, \quad (2.61)$$

где $O=(0, \dots, 0)$.

Назовем данное предположение предположением 2.1. Поставленная выше задача (2.54) - (2.58) может быть решена одним из методов нелинейного

программирования [35], однако в некоторых частных случаях, рассмотренных ниже, данную задачу можно упростить.

Рассмотрим ситуацию, при которой отсутствуют регулирующие органы в схеме обустройства месторождения, либо степень открытия их максимальная. Это условие предполагает в задаче (2.54) - (2.58) $x_j = 0, j \in J$. В этом случае выражение (2.38) определяющее дебит одной скважины i -го куста q_i в зависимости от давления на выходе P_i запишется следующим образом:

$$q_i = f_i(P_i) \equiv \frac{\sqrt{4c_i(H_i^2 - P_i^2) + a_i^2} - a_i}{2c_i}, i \in I_k \quad (2.62)$$

Пусть:

$$F_i(P_i) = \sum_{i \in J_i} n_i f_i(P_i), \quad (2.63)$$

где $F_i(P_i)$ - производительность i -го куста при давлении на выходе P_i .

Поэтому $f_j(P_i) \equiv f_j(P_j, 0)$ и $F_i(P_i) \equiv F_i(P_i, 0)$ и

$$v_j(P_i) \equiv q_{\min j} (f_j(P_i)), \quad (2.64)$$

Используя введенные обозначения (2.62) и (2.63) задача (2.54) - (2.58) при условии $x_j = 0, j \in J$, представляется в виде:

$$\min_{i \in l} \{P_i\} \rightarrow \max_P, \quad (2.65)$$

$$\sum_{i \in l} F_i(P_i) \geq Q, \quad (2.66)$$

$$v_j(P_i) \leq f_j(P_i) \leq q_{\max i}, j \in J_i, \quad (2.67)$$

$$P_{\min} \leq P_i \leq P_{\max}, i \in l. \quad (2.68)$$

При решении задачи (2.65) - (2.68) примем, что выполняется предположении 2.2:

$$\sum_{i \in l} F_i(P_{\max}, 0) \leq Q, \quad (2.69)$$

Предположение 2.1 и тот факт, что функция $f_i(P_j)$ является непрерывной и монотонной позволяет утверждать, что существует такое значение P^* , при котором в ограничении (2.66) выполняется равенство:

$$\sum_{i \in l} F_i(P^*) = Q, \quad (2.70)$$

где $P_{min} \leq P^* \leq P_{max}, i \in l$.

Ниже представлен алгоритм решения задачи (2.65) - (2.68), который подразумевает, что функция $f_i(P_i)$, а соответственно и функция $F_i(P_i)$ являются убывающими. Пусть множество $\{P_i^*\}$ такое, что $P_i^* = P^*, i \in l$, где P^* удовлетворяет равенству (2.66). Если для данного множества выполняется условие (2.67), то множество $\{P_i^*\}$ является оптимальным решением задачи (2.65) - (2.68). Справедливость вышесказанного можно показать, воспользовавшись следующими соображениями.

1. При выполнении условий (2.61), (2.69), (2.70) и ограничений (2.67) множество $\{P_i^*\}$ становится допустимым решением задачи (2.65) - (2.68). Так как $P_1^* = P_2^* = \dots = P_i^* = \dots = P^*, i \in l$, то значение функции цели в (2.65) для множества $\{P_i^*\}$ равняется P^* .

2. Предположим, что множество $\{P_i^0\}$ – оптимальное решение задачи (2.65) - (2.68), для которого не выполняется приведенное утверждение, а именно, есть такой индекс $k \in J$, такой, что:

$$P_i^0 > P_k^0, i \neq k, i \in l. \quad (2.71)$$

Тогда значение функции цели в (2.65) для набора $\{P_i^0\}$ равняется:

$$\min_{i \in l} \{P_i^0\} = P_k^0. \quad (2.72)$$

3. Так как по предположению множество $\{P_i^0\}$ – является оптимальным решением задачи (2.65) - (2.68), то значение функции цели в этом множестве должно быть не меньше, чем в любом допустимом решении, т.е. с учетом пункта 1 и (2.72):

$$P_k^0 \geq P^*. \quad (2.73)$$

4. Так как $F_i(P_i)$ является убывающей функцией (см. (2.62), (2.63)), то с учетом (2.71) - (2.73) для множества $\{P_i^0\}$ будет выполняться:

$$\sum_{i \in l} F_i(P_i^0) < Q, \quad (2.74)$$

Следовательно, множество $\{P_i^0\}$ не является допустимым решением задачи (2.65) - (2.68), что говорит о противоречии, доказывающему приведенное утверждение.

Итак, приведенное условие оптимальности позволяет свести решение задачи (2.65) - (2.68), к решению одним из численных методов уравнения:

$$\sum_{i \in l} F_i(P) = Q. \quad (2.75)$$

Пример обозначение корня этого уравнения через P^* . Для данного корня проверяем выполнение условий (2.67). Если эти условия выполняются, то найденное значение P^* , позволяет сформировать оптимальное решение задачи (2.65) - (2.68) при $x_j = 0, j \in J$, в виде множества $\{P_i^*\}$, в котором $P_1^* = P_2^* = \dots = P_i^* = \dots = P^*, i \in l$.

Следовательно, в таком случае, оптимальное управление сводится к реализации такой стратегии функционирования системы, при которой давления на выходах всех кустов, принадлежащих одной УППГ, имеют одинаковые значения, обеспечивающие заданную производительность купола. Имея оптимальные значения выходных давлений можно вычислить значение дебита любой скважины и производительность куста.

Если же при $P_i^* = P^*, i \in l$, хотя бы одно из условий (2.67) не выполняется, то необходимо воспользоваться другой вычислительной процедурой поиска оптимального решения задачи (2.65) - (2.68). рассмотрим ситуацию, которая может возникнуть в период постоянной или падающей добычи, при которой нарушается ограничение (2.67). Пусть в множестве $\{P_i^*\}$, где $P_i^* = P^*, i \in l$, корень уравнения такой, что $P^* > P_{min}$ и не выполняется условие (2.67), а именно имеются такие индексы J , для которых:

$$V_j(P^*) > f_j(P^*), j \in K_i \subseteq J_i, \quad (2.76)$$

где K_i – множество индексов кустов, принадлежащих i -ому УППГ, для которых не выполняется условие (2.67).

Тогда множество $\{P_i^*\}$ можно скорректировать, таким образом, что бы решение оказалось в пределах допустимых значений. Процедура корректировки заключается в следующем:

- для каждого, $j \in K_i$ решаем уравнение $v_j(P) = f_j(P)$, корень которого обозначим через p_j ;
- выбирается $p_j^* = \min\{p_j\}$, где $j \in K_i$;
- проверяется выполнение условий (2.68) для $p_j^*: p_j^* \geq P_{min}$. Если условия выполнены, то скорректированное множество $\{P_i^*\}$ принимается за окончательное решении задачи (2.65) - (2.68).

Если возникает ситуации, при которой не существует допустимого решения задачи (2.65) - (2.68), то это может стать обоснованием необходимости использования регулирующих органов в системе газосбора.

Рассмотрим решение задачи распределения производительности по технологическим объектам, при наличии в системе газосбора регулирующих органов.

В начальный период времени может возникнуть ситуация, при которой пластовое давление еще относительно велико, и не выполняется предположение 2.2:

$$\sum_{i \in I} F_i(P_{max}) > Q, \quad (2.77)$$

Найдутся такие индексы, для которых не выполняется условие (2.67):

$$v_j(P_{max}) > q_{max j}, j \in N_i \subseteq J_i, \quad (2.76)$$

где N_i – множество индексов кустов, принадлежащих i -ому УППГ, для которых не выполняется условие (2.67).

Так как рассматривается ситуация с управляющими органами в системе газосбора, то поиск рациональных значений сопротивлений управляющих

органов x_j может быть основан на численном решении для каждого $i \in I$ уравнения:

$$f_j(P_{max}, x_j) = q_{max j}, j \in N_i. \quad (2.76)$$

Очевидно, что данный метод не исчерпывает все возможные решения задачи (2.54) - (2.58). В общем случае решение исходной задачи может быть получено одним из известных методов нелинейного программирования. Если же окажется, что не существует решения задачи (2.54) - (2.58), то это может послужить основанием для изменения исходных технологических параметров, схемы обустройства промысла и его технической реализации.

В качестве подобных изменений можно, например, рассмотреть несколько вариантов:

- ввести в эксплуатацию дополнительные скважины, что позволит сохранить общий объем добычи при меньших дебитах отдельных скважин;
- уменьшить общую заданную производительность УППГ;
- ввести ДКС, что позволит уменьшить P_{min} , а соответственно расширить диапазон допустимых давления;
- провести обработку призабойных зон скважин, что повлечет снижение фильтрационного сопротивления пласта, и в свою очередь уменьшит потери давления в призабойной зоне.

2.6 Выводы по главе

Модели и алгоритмы, описанные в главе, позволяют сделать некоторые выводы:

1. Если с точки зрения пластовых параметров область дренирования куста однородная, то для оптимизации работы нет необходимости в управлении каждой скважиной отдельно. В реальных же условиях скважины как правило обладают разными дебитами, зависящими от состояния обустройства скважины и

фильтрационных характеристик забойной зоны. Поэтому для того, чтобы учесть взаимовлияния скважин и реализовать оптимальный режим управления, необходимо устанавливать регулирующие органы на каждой скважине. Помимо этого установка регулирующих органов на начальной стадии эксплуатации, когда пластовое давление достаточно высоко, позволяют ограничивать величину дебитов скважины, с целью сохранения призабойной зоны скважины от разрушения.

2. В рассмотренных общих случаях, которые, тем не менее могут отвечать реальным ситуациям, поиск рациональных значений управляющих переменных (давлений на входе УППГ, сопротивлений регулирующих органов) удастся свести к численному решению нелинейных уравнений с одним неизвестным, что в значительной степени упрощает решение поставленных задач распределения заданной производительности.
3. При отсутствии в системе обустройства газосборной сети регулирующих органов и при выполнении ограничений на величину дебитов скважин, оптимальной с точки зрения минимизации потерь пластовой энергии будет стратегия управления, при которой на входе УППГ поддерживается максимально возможное и одинаковое по величине давление, обеспечивающее заданную производительность.

3 Проектирование автоматизированной системы управления

3.1 Описание технологического процесса предварительной подготовки газа

Задачей проектирования является создание установки для предварительной подготовки газа, работающей без обслуживающего персонала за счет использования программного комплекса автоматического регулирования подготовкой газа. Газ от кустов газовых скважин поступает на УППГ, где проходит предварительную подготовку. Далее газ по газопроводу поступает на ближайшую УКПГ для подготовки до товарного качества. На протяжении всего срока эксплуатации газовых месторождений установка предварительной подготовки газа работает без обслуживающего персонала за счет использования программного комплекса автоматического регулирования подготовкой газа.

На рисунке 3.1 показана технологическая схема установки предварительной подготовки газа.

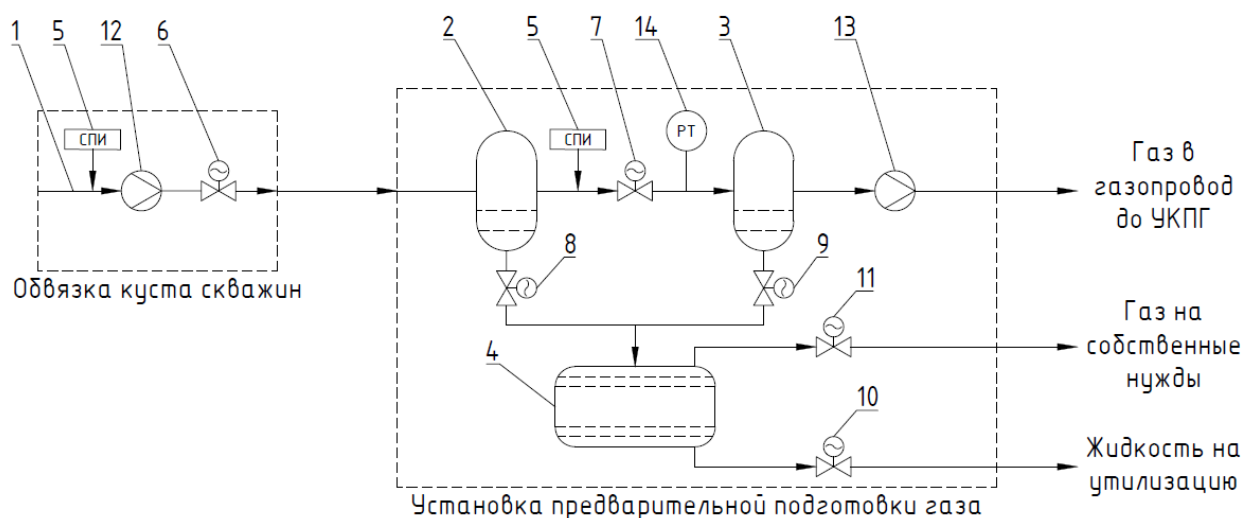


Рисунок 3.1 – Технологическая схема установки предварительной подготовки газа

Установка для предварительной подготовки газа (УППГ) содержит соединенный с линией 1 подачи газа (газопровод-шельф) первичный сепаратор 2. Выход сепаратора 2 по газу соединен с низкотемпературным

сепаратором 3. Выход сепаратора 3 для газожидкостной смеси соединен с дегазатором 4. Система 5 подачи ингибитора гидратообразования установлена на линии 1 подачи газа и на линии, соединяющей первичный и низкотемпературный сепараторы 2 и 3.

В предложенной установке применен программный комплекс автоматического регулирования подготовкой газа, который включает в себя регулирование параметров технологического процесса в автоматическом режиме.

Запорно-регулирующая арматура установки управляется системой автоматического управления (САУ). Запорно-регулирующая арматура включает:

- первые клапаны-регуляторы 6 расхода газа на скважинах;
- второй клапан-регулятор 7, установленный на линии, соединяющей первичный и низкотемпературный сепараторы 2 и 3 для поддержания температуры в низкотемпературном сепараторе 3;
- третий клапан-регулятор 8, установленный на линии выхода газожидкостной смеси из первичного сепаратора 2 для ее сброса в дегазатор 4;
- четвертый клапан-регулятор 9, установленный на линии выхода газожидкостной смеси из низкотемпературного сепаратора 3 для ее сброса в дегазатор 4;
- пятый клапан-регулятор 10, установленный на линии сброса жидкости из дегазатора 4 на горизонтальное факельное устройство;
- шестой клапан-регулятор 11, установленный на линии сброса газа из дегазатора 4 для поддержания давления в необходимом диапазоне.

Установка снабжена расходомерами по газу и жидкости, датчиками давления и температуры газа, соединенными с САУ с возможностью регулирования степени открытия-закрытия:

- первого клапана-регулятора 6 в зависимости от требуемого расхода газа, первый расходомер 12 установлен на каждой скважине или на кусту газовых скважин в целом;
- второго клапана-регулятора 7 в зависимости от требуемой температуры сепарации в низкотемпературном сепараторе 3, датчик 14 температуры установлен на трубопроводе между вторым клапаном-регулятором 7 и низкотемпературным сепаратором 3;
- третьего клапана-регулятора 8 для сброса жидкости из первичного сепаратора 2, уровнемер (не показан) установлен в кубовой части сепаратора 2;
- четвертого клапана-регулятора 9 для сброса жидкости из низкотемпературного сепаратора 3, уровнемер (не показан) установлен в кубовой части сепаратора 3;
- пятого клапана-регулятора 10 для сброса жидкости из дегазатора 4, уровнемер (не показан) установлен в дегазаторе 4;
- шестого клапана-регулятора 11 для поддержания давления в дегазаторе 4, датчик давления (не показан) установлен в верхней части дегазатора;
- расходомер 13 измеряет расход газа после его осушки в низкотемпературном сепараторе 3.

3.2 Разработка структурной схемы автоматизированной системы управления

Объектом управления является установка предварительной подготовкой газа.

Проектируемая автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) строится по трехуровневому иерархическому принципу.

К нулевому уровню АСУ ТП относятся:

- местные показывающие приборы;
- первичные средства измерения и датчики технологических параметров;
- исполнительные механизмы;
- аппаратура местного управления.

К первому уровню АСУ ТП относятся:

- программируемые логические контроллеры;
- вторичные средства измерения, выполняющие функции преобразования сигналов от датчиков нулевого уровня до контроллерного управления;
- искробезопасные барьеры и преобразователи.

К второму уровню АСУ ТП относятся:

- программно-технические средства вычислительной техники, предназначенные для накопления, хранения, обработки (обобщения), представления значительных массивов информации и диспетчерского контроля и управления.

Структурная схема автоматизированной системы управления представлена в приложении А.

Исполнение датчиков выбирается исходя из предпочтений типа выходного сигнала – (4...20) мА / HART.

Контроль состояния и управление клапанами регуляторами осуществляется по интерфейсу RS-485.

Все датчики связаны с САУ. Сигналы от датчиков поступают в САУ, в которой в соответствии с программами регулирования расхода газа, регулирования температуры низкотемпературной сепарации, регулирования уровня жидкости в аппаратах и регулирования подачи

ингибитора гидратообразования вырабатываются управляющие сигналы, поступающие на соответствующие клапаны-регуляторы, и происходит их закрытие или открытие до соответствующей степени.

Вторым уровнем АСУ ТП являются автоматизированные рабочие места (АРМ) диспетчера. АРМ диспетчера реализованы на базе персонального компьютера (ПК) с установленной на них SCADA-системой. Передача данных на второй уровень АСУ ТП осуществляется по каналам связи на основе интерфейса Ethernet.

3.3 Разработка функциональной схемы автоматизации

Функциональная схема автоматизации является техническим документом, определяющим структуру и уровень автоматизации технологического процесса проектируемого объекта, и оснащение объекта управления приборами и средствами автоматизации.

На проектируемом объекте управления предусматривается оснащение средствами контроля и управления следующих технологических объектов:

- газовая скважина;
- газосепаратор;
- узел учета газа;
- установка дозирования ингибитора.

Схема автоматизации УППГ представлена в приложении Б.

Объем автоматизации технологических объектов и функции АСУ ТП представлены в таблицах ниже.

Таблица 3.1 – Скважина газовая

Наименования параметров и состояний	Функции АСУ ТП				
	Изменение	Управление	Регулирование	Сигнализация	Противоаварийная защита
1. Давление газа	+			+	
2. Температура газа	+			+	
3. Дебит скважины по газу	+				
4. Уровень метанола в емкости				+	
5. Расход метанола	+				
6. Автоматическое дозирование подачи метанола в скважину		+			
7. Контроль загазованности в зоне скважин	+			+	+

Таблица 3.2 – Газосепаратор

Наименования параметров и состояний	Функции АСУ ТП				
	Изменение	Управление	Регулирование	Сигнализация	Противоаварийная защита
1. Давление в сепараторе	+		+	+	+
2. Уровень	+		+	+	+
3. Положение клапана		+		+	

Таблица 3.3 – Узел учета газа

Наименования параметров и состояний	Функции АСУ ТП				
	Изменение	Управление	Регулирование	Сигнализация	Противоаварийная защита
1. Расход газа	+				
2. Давление газа	+				
3. Температура газа	+				

Таблица 3.4 – Установка дозирования ингибитора

Наименования параметров и состояний	Функции АСУ ТП				
	Изменение	Управление	Регулирование	Сигнализация	Противоаварийная защита
1. Состояние установки (включена - отключена)		+		+	

3.4 Выбор средств реализации АСУ ТП

Задачей выбора средств реализации программно-технического комплекса является соответствия измерительных и исполнительных устройств и контроллерного оборудования предъявляемым требованиям.

Все средства автоматики и вычислительной техники, применяемые в АСУ ТП, должны удовлетворять требованию устойчивости функционирования, то есть они должны быть способны работать в режиме непрерывного круглосуточного функционирования без отказов, сбоев или иных неисправностей. Технические средства должны удовлетворять требованию информационной совместимости, то есть согласованности физических и информационных характеристик выходных сигналов одних устройств (источников) с характеристиками входов других устройств (приемников).

Все электрические и электронные средства систем автоматизации, размещаемые во взрывоопасных зонах, должны применяться только во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ГОСТ 30852.

Все оборудование АСУ ТП должно обеспечивать степень защиты по ГОСТ 14254 не ниже IP65 для компонентов, устанавливаемых вне помещений и не ниже IP42 – внутри помещений.

3.4.1 Выбор контроллерного оборудования

Основное техническое средство первого уровня АСУ ТП – программируемый логический контроллер (ПЛК), способный реализовать прием и первичную обработку информационных сигналов от устройств нулевого уровня, алгоритмы регулирования, логического управления и защиты, выдачу управляющих сигналов на исполнительные механизмы. Помимо этого ПЛК должен поддерживать стандартные протоколы обмена информацией как между технологическими контроллерами, так и со вторым уровнем АСУ ТП.

ПЛК должен обеспечивать ввод/вывод следующих типов сигналов:

Входные сигналы:

- унифицированный аналоговый сигнал 4-20 мА, 0-10 В, ± 10 В;
- сигналы от термометров сопротивления;
- дискретные сигналы типа «сухой контакт»;
- дискретные сигналы в диапазоне от 24 до 220 В;
- цифровые сигналы;
- числоимпульсные сигналы.

Выходные сигналы:

- унифицированный аналоговый сигнал 4-20 мА;
- дискретные сигналы постоянного тока в диапазоне от 24 до 220 В;
- цифровые сигналы.

ПЛК должны обеспечивать:

- сохранение работоспособности в автономном режиме при отказе аппаратуры второго уровня;
- возможность наращивания входов/выходов;
- сохранность накопленной информации при работе в автономном режиме и в случае отключения электроэнергии.

В настоящее время на Российском рынке преобладают контроллеры иностранных фирм: Siemens, Schneider Electric, Mitsubishi, ABB. Среди отечественных производителей наибольшей популярностью пользуются контроллеры фирм НИЛ АП, Овен, Текон, Элемер, Фаствел, Элеси и др. В нефтегазовой отрасли хорошо зарекомендовало себя оборудование производителей Siemens и Schneider Electric.

Для выбора конкретного контроллера, проведем анализ их функциональных возможностей:

Таблица 3.5 – Характеристики ПЛК.

Сложность проектируемой системы	Количество вводов/выводов	Функции	Модель ПЛК
Низкая степень сложности	<100	Логические, временные, счетные, арифметические в формате с плавающей запятой, ПИД-регулирование	SIMATIC S7-200
Средняя степень сложности	100...1000	Логические, временные, счетные, цифровая обработка, ПИД-регулирование, регулирование по законам нечеткой логики. Сетевые возможности	SIMATIC S7-300
Высокая степень сложности	1000...100000	Логические, временные, счетные, цифровая обработка, ПИД-регулирование, регулирование по законам нечеткой логики. Работа с таблицами, средствами MMI интерфейса, расширенные сетевые возможности	SIMATIC S7-400

Для построения системы управления УППГ достаточно мощности контроллера SIMATIC S7-300. Данный контроллер имеет модульную конструкцию, и может включать в свой состав:

- модуль центрального процессора (CPU);
- модули блоков питания (PS);
- сигнальные модули (SM);
- коммуникационные процессоры (CP);
- функциональные модули (FM);
- интерфейсные модули (IM).

На рисунке 3.2 показана блок-схема УСО ПЛК:

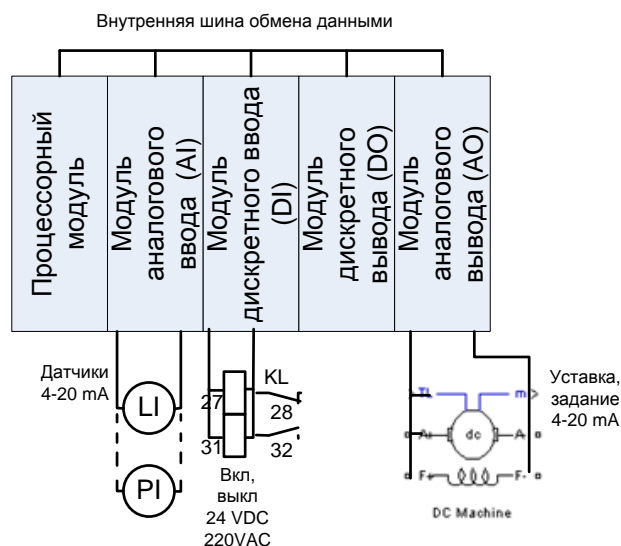


Рисунок 3.2 – Блок-схема УСО ПЛК

Модульная конструкция контроллера позволяет в случае необходимости наращивать структуру системы управления.

3.4.2 Выбор средств контроля технологического процесса

Для дистанционного контроля давления в газопроводе необходим датчик избыточного давления, выходной сигнал 4-20 мА с цифровым сигналом по протоколу HART, степень защиты по ГОСТ 14254 не ниже IP65, маркировка взрывозащиты: искробезопасная электрическая цепь.

Под данные требования подходит датчик давления Метран-75G. Интеллектуальные датчики давления Метран-75G предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал по протоколу HART измеряемых величин избыточного давления.

На рисунке 3.3 показан внешний вид прибора.



Рисунок 3.3 – Датчик давления Метран-75

Преимущества данного датчика в том, что он имеет широкий диапазон измерений до 25 МПа, и способен выдерживать двукратные перегрузки давления. Датчики устойчивы к воздействию температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне для опции LT от -51 до 85°C. Степень защиты датчиков от воздействия пыли и воды соответствует группе IP 66 по ГОСТ 14254. Датчик имеет взрывозащищенное исполнение по ГОСТ Р 51330, вид взрывозащиты "искробезопасная электрическая цепь" с уровнем взрывозащиты "особовзрывобезопасный", маркировка по взрывозащите 0ExiaIICT4X.

Для дистанционного контроля давления в газопроводе рассмотрим возможность применения датчика температуры Метран-286. Данный прибор отвечает всем требованиям, предъявляемым к проектируемой системе.

Конструктивно преобразователь температуры Метран-286 состоит из первичного преобразователя и преобразователя измерительного, встроенного в корпус соединительной головки. В качестве первичного преобразователя используются платиновые чувствительные элементы с номинальной статической характеристикой (НСХ) типа Pt100 по ГОСТ 6651. Преобразователь измерительный преобразует сигнал первичного преобразователя температуры в унифицированный выходной сигнал постоянного тока 4-20 мА с наложенным на него цифровым сигналом HART.

На рисунке 3.4 показан внешний вид прибора с габаритными и присоединительными размерами.

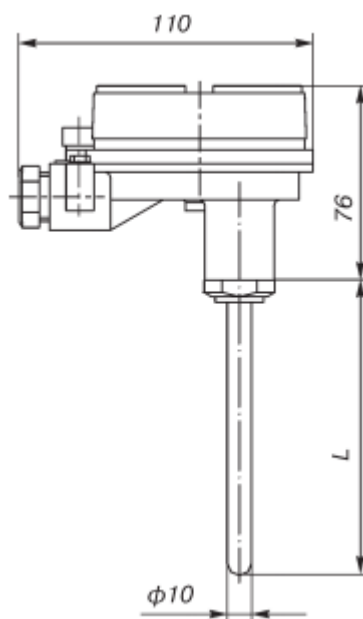


Рисунок 3.4 – Датчик температуры Метран-286

Прибор имеет маркировку взрывозащиты особовзрывобезопасный уровень с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь ia» - 0ExiaIICT6 X.

Для измерения расхода газа можно использовать вихревой расходомер Rosemount 8800D. Помимо того, что прибор отвечает всем требованиям по типу выходного сигнала, уровню защиты от пыли и влаги и взрывозащите, он так же имеет ряд преимуществ. Достоинства прибора в том, что в конструкции расходомеров отсутствуют отверстия и полости, которые могут засоряться в процессе эксплуатации, отсутствие импульсных линий повышает надежность, имеется исполнение для измерения расхода при высоком давлении с усиленной конструкцией проточной части. Прибор имеет повышенную устойчивость к вибрации и встроенную самодиагностику.

На рисунке 3.5 показан внешний вид расходомера.



Рисунок 3.5 – Расходомер Rosemount 8800D

Ограничениями для использования данного типа расходомера является то, что при монтаже нужно обеспечивать прямолинейный участок трубопровода до и после датчика длиной $35D_u$ и $10D_u$ соответственно, где D_u - диаметрами условного прохода.

3.4.3 Выбор исполнительных устройств

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

В процессе работы УППГ имеется шесть контуров регулирования, которые могут управлять требуемым расходом газа от скважин, температурой в низкотемпературном сепараторе, уровнем жидкости в сепараторах и дегазаторе, а также давлением в дегазаторе.

Для регулирования расхода газа на входе УППГ можно использовать многооборотный электропривод AUMA, показанные на рисунке 3.6.



Рисунок 3.6 – Электропривод AUMA

Данный привод используется для управления промышленной арматурой, например, заслонками, кранами или задвижками.

Преимущества данного привода заключается в том, что он управляется унифицированным токовым сигналом 4-20 мА и имеет аналоговый выход, с помощью которого на АРМ оператора сигнализируется текущее положение регулирующего органа. Так же данный привод имеет возможность ручного управления.

3.5 Разработка схемы соединения внешних проводок

Схема соединения внешних проводок приведена в приложении В. Позиции приборов на схеме соответствуют позициям приборов на схеме автоматизации. Датчики давления, температуры, расхода подключаются по двухпроводной схеме подключения, газоанализатор подключается по четырёхпроводной схеме подключения.

Электропроводки системы АСУ ТП в открытых кабельных сооружениях выполнены кабелями с медными жилами марки КВВГнг-ХЛ экранированный, в холодостойком исполнении, температура эксплуатации от -60°C до $+50^{\circ}\text{C}$, в оболочке из поливинилхлорида пониженной горючести.

При прокладке кабелей необходимо учитывать, что аналоговые сигналы должны передаваться экранированным кабелем.

При подключении приборов выполняется защитное заземление в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 и ПУЭ. При помощи заземляющих проводников и стальных полос на контур заземления подключаются корпуса шкафов, кабельные лотки, металлорукава.

3.6 Вывод по главе

В данной главе рассматривается аппаратная часть создания системы автоматического управления установкой предварительной подготовки газа. Были разработаны структурная схема, схема автоматизации и схемы подключений внешних проводок, а также подобраны приборы контроля

технологических параметров, исполнительные устройства и контроллерное оборудование.

При выборе датчиков и исполнительных устройств были определены требования к типу выходного сигнала, температуре эксплуатации, взрывозащите.

При выборе контроллера, упор был сделан на возможность информационной интеграции, поддержка стандартных информационных интерфейсов для обеспечения необходимого взаимодействия как между компонентами системы, так и с внешними для АСУ ТП системами. Помимо этого необходимое условие при выборе контроллера – возможность масштабирования системы.

4 Алгоритмическое и программное обеспечение системы автоматизированного управления

4.1 Алгоритм единого диспетчерского управления

Алгоритмы автоматизированного диспетчерского управления разрабатываются с целью объединения следующих уровней газодобывающего предприятия: уровень газового промысла, уровень УППГ и уровень кустов газовых скважин. Целью алгоритма является выполнения плановых показателей объемов добычи газа путем координации работы основных технологических объектов. Для работы алгоритма необходима плановая информация с центральных диспетчерских пунктов, результаты моделирования, а также фактическая информация с технологических объектов поступающая в режиме реального времени от SCADA-системы.

На верхнем уровне диспетчерского управления определяется плановое задание, которое поступает на уровень газового промысла в виде среднечасового расхода газа.

На уровне газового промысла выполняется алгоритм распределения производительности, т.е. рассчитывается величина среднечасового расхода газа для каждой УППГ, входящей в этот промысел, и передается на уровень УППГ, где в свою очередь выполняется алгоритм распределения производительности для кустов газовых скважин.

Общий алгоритм единого диспетчерского управления показан на рисунке 4.1.

В представленных на рисунке 4.1 алгоритмах решение задачи управления сводится к поиску рациональных режимов работы скважин (расчет дебита и устьевого давления) и распределению задания по добыче между УППГ. Критерием оптимальности управляющих воздействий будем считать минимизацию потерь пластовой энергии, что равносильно минимизации потерь давления в системе «пласт - скважины - шлейфы - УППГ».

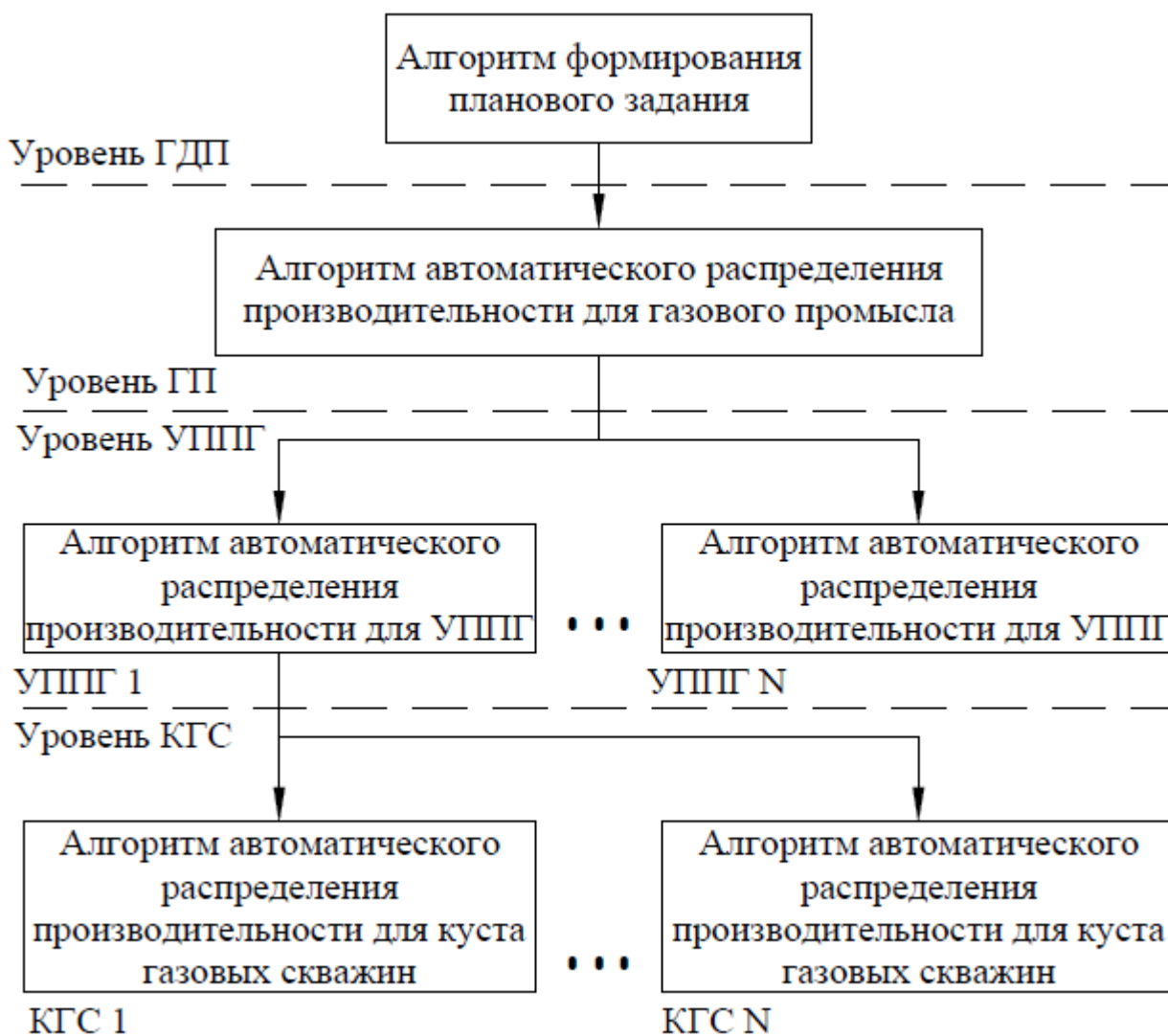


Рисунок 4.1 – Общий алгоритм единого диспетчерского управления

Разработанные алгоритмы позволяют объединить в единую автоматизированную систему все уровни управления диспетчерского управления, что дает возможность в режиме реального времени обеспечить оптимальное распределение производительности между УППГ и кустами скважин и согласовать режимы работы технологических объектов.

Алгоритм формирования планового задания реализуется на уровне газодобывающего предприятия и формирует для каждого промысла плановое задание на месяц Q_m . План формируется на основе данных годового плана добычи, производственных мощностей промысла, показателей газоотдачи и других факторов. Далее это значение поступает на уровень газового промысла для дальнейшей обработки.

На уровне газового промысла реализуется алгоритм распределения заданной для промысла производительности между УППГ. Алгоритм начинает работу с получения информации о плановом задании на месяц. Далее, учитывая возможности по добыче и состояния технологического оборудования происходит расчет среднечасового планового задания на каждую УППГ. Также алгоритм учитывает вывод по оптимальному распределению производительности, то есть при прочих равных условиях в первую очередь нагружаются УППГ, эксплуатирующие пласты с лучшими фильтрационными свойствами и имеющие большее число скважин.

Алгоритм может работать в двух режимах: автоматическое управление и прямое диспетчерское управление. В последнем случае диспетчер самостоятельно отслеживает среднечасовой расход по УППГ, и в случае отклонений принимает решения об изменении плановых заданий. В случае автоматического управления проводится анализ планового среднечасового и фактических расходов газа, рассчитываются корректирующие воздействия и передаются на уровень УППГ в автоматическом режиме.

На рисунке 4.2 показана блок-схема алгоритма распределения заданной для промысла производительности между УППГ.

После вычисления производительности каждой УППГ данные передаются на следующий уровень. На уровне УППГ в работу вступает алгоритм распределения производительности между кустами газовых скважин. Исходными данными для работы алгоритма уровня УППГ являются:

$P_{\text{вых}}^k$ – давление на выходе k-ой УППГ;

P_{max}^k – максимально допустимое давление на выходе k-ой УППГ;

$P, P_{\text{кр}}, P_{\text{max}}, dP$ – соответственно давление, уставка давления, максимально допустимое давление и зона нечувствительности по давлению в коллекторе УППГ;

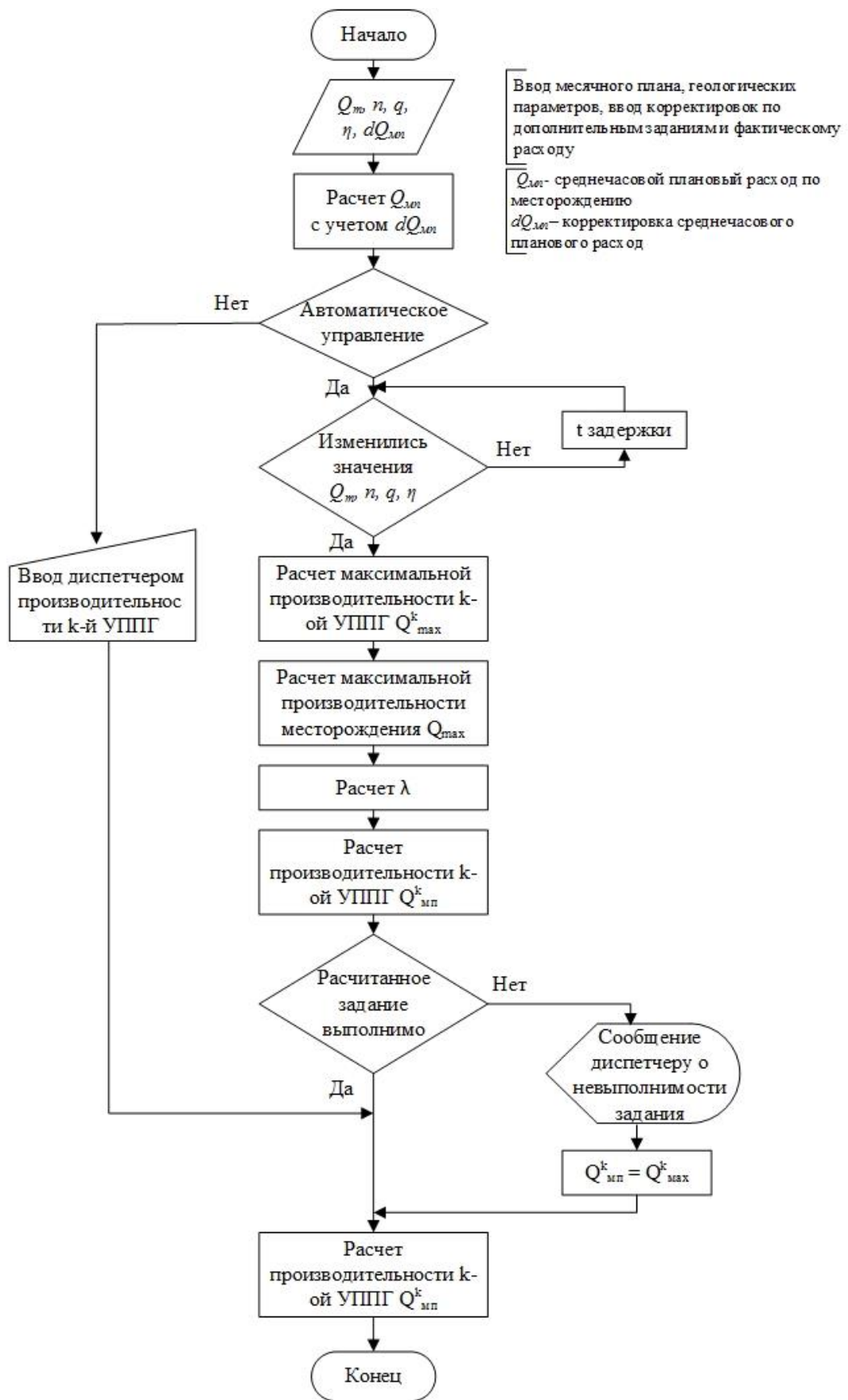


Рисунок 4.2 – Блок-схема алгоритма распределения производительности между УППГ

$P_i, P_{i\ min}, P_{i\ max}$ – соответственно давление на входе УППГ по i -му шлейфу и его минимальные и максимальные допустимые значения;

$A_i, dA_i, A_{i\ min}, A_{i\ max}$ – соответственно значение, шаг, минимальная и максимальная допустимая степень открытия регулирующих органов на i -ом шлейфе;

$T_i, T_{i\ min}$ – соответственно температура на входе УППГ по i -му шлейфу и его минимальное допустимое значение;

$q_i, q_{i\ min}, q_{i\ max}$ – соответственно расход газа по i -му кусту скважин и его минимальные и максимальные допустимые значения.

На рисунке 4.3 показана общая структура алгоритма распределения производительности на УППГ между кустами скважин.

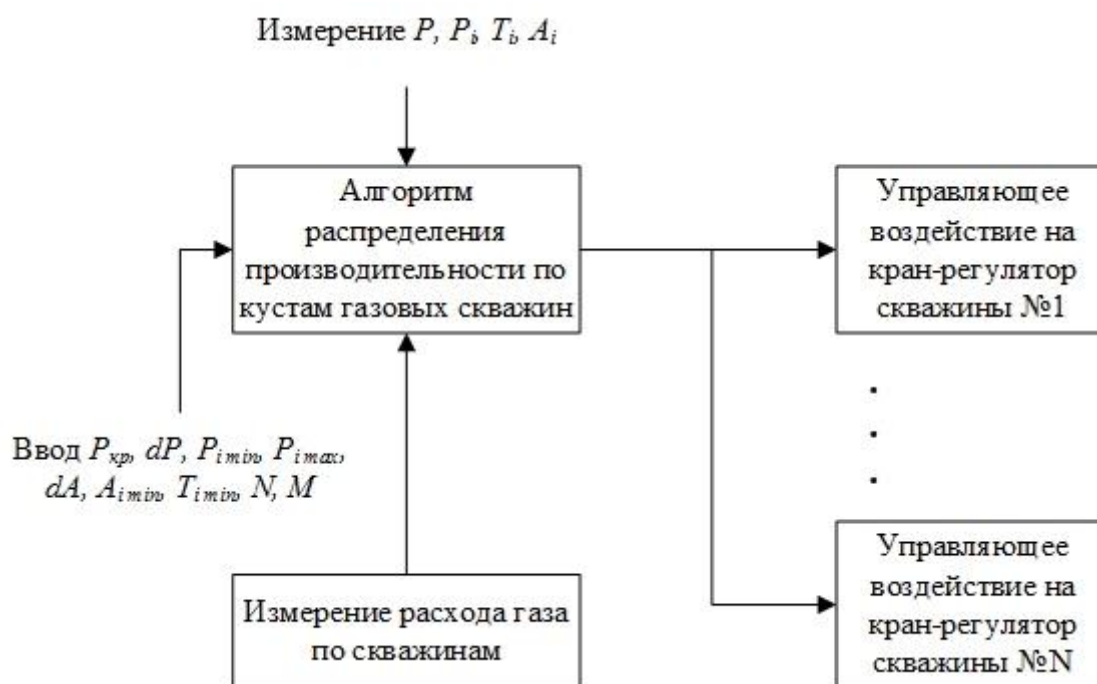


Рисунок 4.3 – Структура алгоритма распределения производительности между кустами скважин на уровне УППГ

В алгоритме учтены критерии (2.54)-(2.58).

Согласно критерия (2.54) увеличиваться должно то входное давление, значение которого является минимальным, что приведет к минимизации потерь давления в системе «пласт – скважина – шлейф – УППГ». В итоге этот

критерий выливается к минимизации дополнительных затрат энергии для дальнейшей транспортировки газа.

При этом должен выполняться критерий (2.55) обеспечивающий выполнение плана добычи газа, критерии (2.56) и (2.57) учитывающие, что значения дебита и давления на входе УППГ находятся в допустимых пределах и критерий (2.58) указывающий на то, что сопротивление регулирующих органов больше или равно нулю.

Блок схема алгоритма приведена на рисунке 4.4.

В случае если давление $P_{\text{ВЫХ}}^k$ превышает максимально возможное, то алгоритм работает по правой ветке с увеличением dA_i что приводит к более быстрому закрытию клапана регулятора и к ускоренному выходу из нештатной ситуации.

В том случае, если давление на входе УППГ отклоняется более чем на dP от заданной величины, алгоритм начинает управление регулятором на N1 шлейфе. Регулирование выполняется до тех пор, пока не выполнится одно из следующих условий:

- давление на входе УППГ нормализуется;
- один из контролируемых параметров давление, температура, расход или степень открытия клапана не выйдет за пределы допустимых значений.

Регулирование всеми шлейфами выполняется по заранее заданным последовательностям N и M.

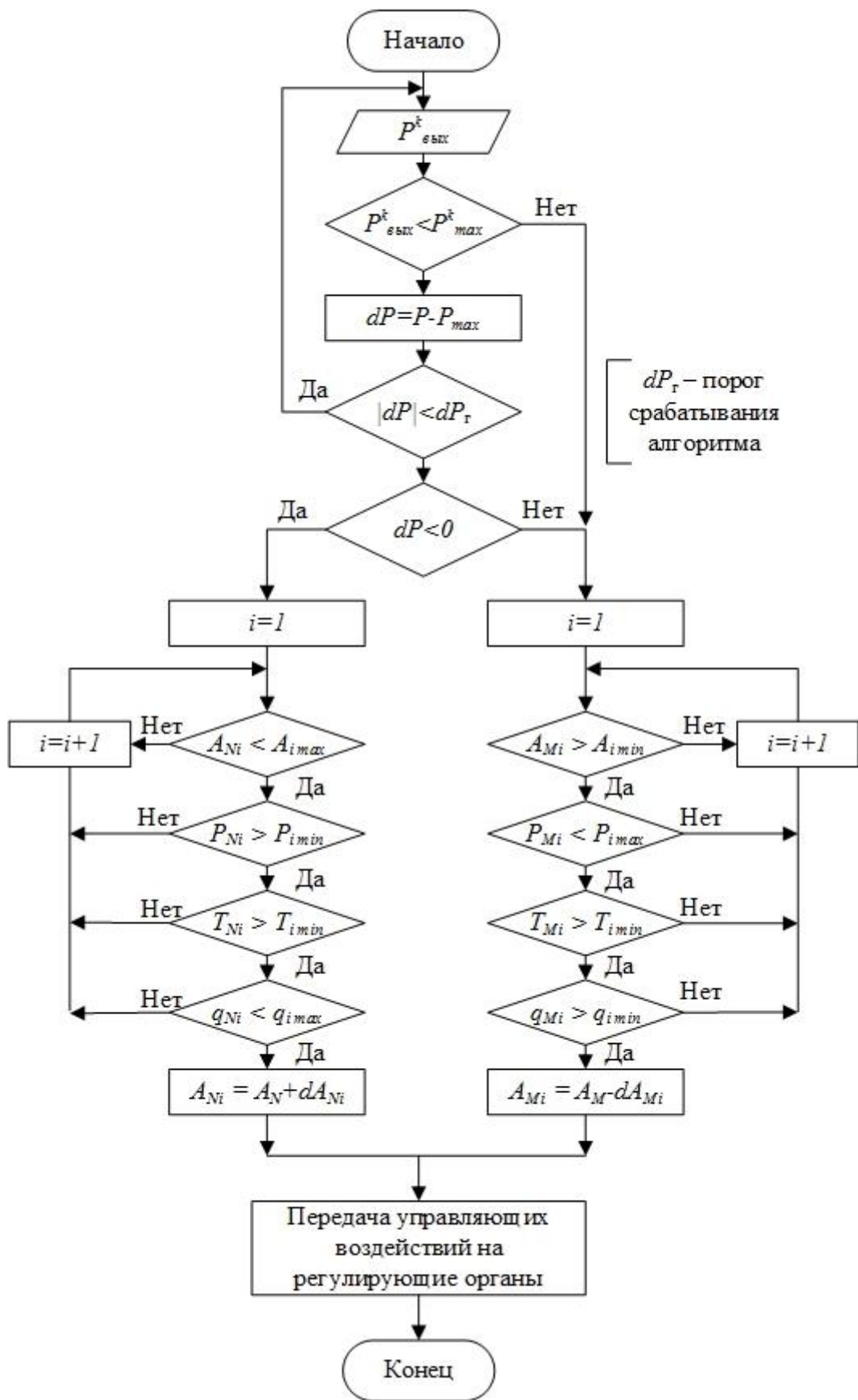


Рисунок 4.4 – Блок-схема алгоритма распределения производительности между кустами скважин

4.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

Исходя из алгоритма распределения производительности между кустами скважин, необходимо разработать алгоритм автоматического регулирования давления после куста газовых скважин. На рисунке 4.5 представлена функциональная схема алгоритма поддержания заданного давления в трубопроводе. Алгоритм основан на ПД регулировании, который позволяет обеспечить малое время перерегулирования и хорошее качество регулирования.

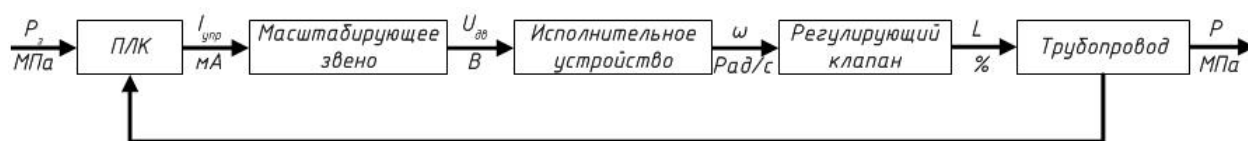


Рисунок 4.5 - Функциональная схема процесса регулирования давления

Объектом управления является участок трубопровода газосборной сети. Значение давления задается автоматически исходя из параметров технологического процесса. Значение поступает на контроллер локальной системы управления, где происходит сравнение с фактическим значением давления. В случае отклонения параметров, происходит формирование сигнала управления на регулирующее устройство, который в свою очередь выполняет регулирование давления.

На рисунке 4.6 представлена модель контура регулирования в Simulink.

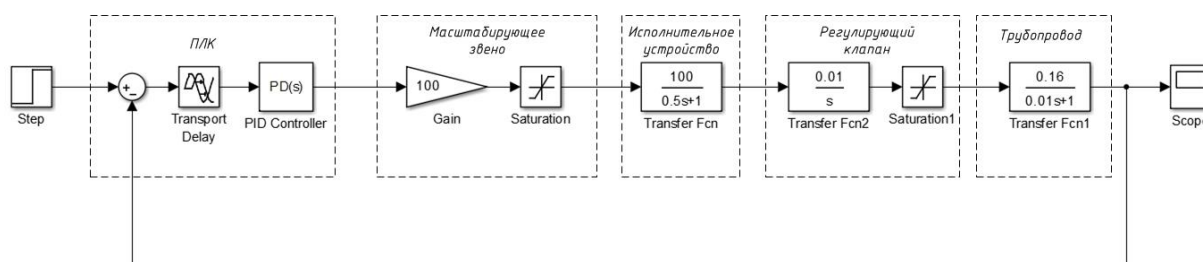


Рисунок 4.6 - Модель в Simulink

Проведем моделирование работы алгоритма. Допустим необходимо поддержание давления на уровне 6 МПа. В качестве передаточной функции

задания выступает ступенчатое воздействие, которое в момент запуска программы меняет свое значение с 0 до 6.

На рисунке 4.7 показан переходный процесс системы автоматического регулирования.

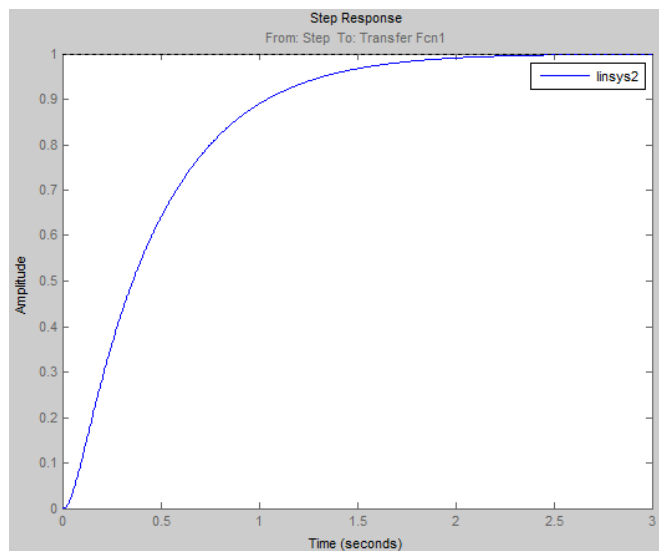


Рисунок 4.7 – График переходного процесса

4.3 Программное обеспечение системы автоматизированного управления

Управление автоматизированной системой УППГ осуществляется в автоматическом режиме программным комплексом управления, расположенном на ближайшей УКПГ. Для этого необходимо оборудовать дополнительное АРМ оператора, для контроля за УППГ. Разработанные алгоритмы могут быть реализованы практически на любой SCADA системе, уже используемой на промысле. Самыми популярными на данный момент считаются RealFlex - (компания BJ Software Systems), InTouch- (компания WonderWare), FIX - (компания Intellution), Genesis - (компания Iconics), RSView - (компания Rockwell Software Inc), Proficy - (компания GE Fanuc) и другие. Каждая из этих систем отвечают жестким требованиям надежности и безопасности и могут работать с оборудованием различных производителей по средствам OPC-серверов.

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

Студенту:

Группа	ФИО
8АМ5Б	Сконин Кирилл Николаевич

Институт	Кибернетики	Кафедра	СУМ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Управление в технических системах

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

1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

- | | |
|--|---|
| 1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i> | Проведение предпроектного анализа и определение возможных альтернатив проведения НТИ. |
|--|---|

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. *Сегментирование рынка*
2. *Оценка конкурентоспособности технических решений*
3. *Диаграмма FAST*
4. *Матрица SWOT*
5. *Оценка готовности проекта к коммерциализации*

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
8АМ5Б	Сконин Кирилл Николаевич		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются газодобывающие предприятия. Научное исследование рассчитано на крупные предприятия, имеющие в своем составе развитую газосборную сеть с несколькими установками предварительной подготовки газа (УППГ). Для данных предприятий разрабатывается автоматизированная система контроля и управления процессом подготовки газа, а так же автоматическая система распределения заданной производительности между УППГ и между кустами скважин.

В таблице 5.1 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика, направление деятельности. Буквами обозначены компании: «А» - ОАО «Сибнефтегазинновация», «Б» - ОАО «ТомскНИПИнефть», «В» - ЗАО «ЭлеСи»

Таблица 5.1 карта сегментирования рынка

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

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

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты (таблица №4.2). Для оценки эффективности научной разработки сравниваются проектируемая система АСУ ТП УППГ, существующая система управления УППГ, и проект АСУ ТП сторонней компанией.

Таблица 5.2 оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП УППГ	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП РП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности	0,06	4	2	3	0,24	0,12	0,18
Удобство в эксплуатации	0,05	4	1	4	0,2	0,05	0,2
Помехоустойчивость	0,04	1	2	1	0,04	0,08	0,04
Энергоэкономичность	0,10	5	2	3	0,5	0,2	0,3
Надежность	0,12	5	3	4	0,6	0,36	0,48
Уровень шума	0,01	1	1	1	0,01	0,01	0,01
Безопасность	0,12	5	2	4	0,6	0,24	0,48
Потребность в ресурсах памяти	0,02	4	2	3	0,08	0,04	0,06
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,02	5	1	3	0,1	0,02	0,06
Простота эксплуатации	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15

Продолжение таблицы 5.2

Качество интеллектуального интерфейса	0,06	5	1	5	0,3	0,06	0,3
Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,03	4	2	4	0,12	0,06	0,12
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,02	4	1	3	0,08	0,02	0,06
Уровень проникновения на рынок	0,02	1	5	3	0,02	0,1	0,06
Цена	0,07	4	5	3	0,28	0,35	0,21
Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	2	4	0,4	0,16	0,32
Послепродажное обслуживание	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
Финансирование научной разработки	0,04	3	3	5	0,12	0,12	0,2
Срок выхода на рынок	0,03	1	5	3	0,03	0,15	0,09
Наличие сертификации разработки	0,02	1	5	5	0,02	0,1	0,1
Итого:	1	71	54	68	4,14	2,65	3,58

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

5.1.3 FAST-анализ

FAST-анализ выступает как синоним функционально-стоимостного анализа. Суть этого метода базируется на том, что затраты, связанные с созданием и использованием любого объекта, выполняющего заданные функции, состоят из необходимых для его изготовления и эксплуатации и дополнительных, функционально неоправданных, излишних затрат, которые

возникают из-за введения ненужных функций, не имеющих прямого отношения к назначению объекта, или связаны с несовершенством конструкции, технологических процессов, применяемых материалов, методов организации труда и т.д.

В таблице 5.3 приведены описания главной, основных и вспомогательных функций, выполняемых объектом.

Таблица 5.3 - Классификация функций, выполняемых объектом исследования

Наименование детали (узла, процесса)	Количество деталей на узел	Выполняемая функция	Ранг функции		
			Главная	Основная	Вспомогательная
Сепаратор	2	Очистка газа от капельной жидкости и механических примесей	X		
Дегазатор	1	Дегазация жидкости после сепараторов		X	
Электроприводная арматура	5	Регулирование технологических параметров		X	
Приборы КИПиА	15	Контроль технологических параметров		X	
Система подачи ингибитора	1	Предотвращение гидратообразования			X

Далее необходимо определить значимость выполняемых функций объектом. В таблице 5.4 приведена матрица смежности функций. В таблице используются обозначения значимости функций: «<» – менее значимая; «=» – одинаковые функции по значимости; «>» – более значимая.

Таблица 5.4 – Матрица смежности

	Функция 1	Функция 2	Функция 3	Функция 4	Функция 5
Функция 1	=	>	>	>	>
Функция 2	<	=	<	>	<
Функция 3	<	>	=	=	<
Функция 4	<	<	=	=	<
Функция 5	<	>	>	>	=

В таблице 5.5 проведено преобразование матрицы смежности в матрицу количественных соотношений. Преобразование проводится по принципу: 0,5 при «<»; 1,5 при «>»; 1 при «=».

Таблица 5.5 – Матрица количественных соотношений функций

	Функция 1	Функция 2	Функция 3	Функция 4	Функция 5	Итого
Функция 1	1	1.5	1.5	1.5	1.5	7
Функция 2	0.5	1	0.5	1.5	0.5	4
Функция 3	0.5	1.5	1	1	0.5	4.5
Функция 4	0.5	0.5	1	1	0.5	3.5
Функция 5	0.5	1.5	1.5	1.5	1	6

Проведем определение относительной значимости функций путем деления балла, полученного по каждой функции, на общую сумму баллов по всем функциям:

$$\text{функция 1} - 7/25=0,28;$$

$$\text{функция 2} - 4/25=0,16;$$

$$\text{функция 3} - 4,5/25=0,18;$$

$$\text{функция 4} - 3,5/25=0,14;$$

$$\text{функция 5} - 6/25=0,24.$$

Следующим этапом анализа предусмотрено определение стоимости функций, выполняемых объектом.

В таблице 5.6 приведен примерный расчет стоимости каждой функции:
Таблица 5.6 - Определение стоимости функций, выполняемых объектом исследования

Наименование детали (узла, процесса)	Количество деталей на узел	Выполняемая функция	Стоимость детали, т.руб.	Себестоимость, т.руб.	Относительная стоимость
Сепаратор	2	Очистка газа от капельной жидкости и механических примесей	850	1700	0,29
Дегазатор	1	Дегазация жидкости после сепараторов	1200	1200	0,2

Продолжение таблицы 5.6

Электроприводная арматура	5	Регулирование технологических параметров	170	850	0,14
Приборы КИПиА	15	Контроль технологических параметров	42	630	0,11
Система подачи ингибитора	1	Предотвращение гидратообразования	1500	1500	0,26

Построим функционально-стоимостную диаграмму объекта и проведем ее анализ. На рисунке 5.1 приведена функционально-стоимостная диаграмма.

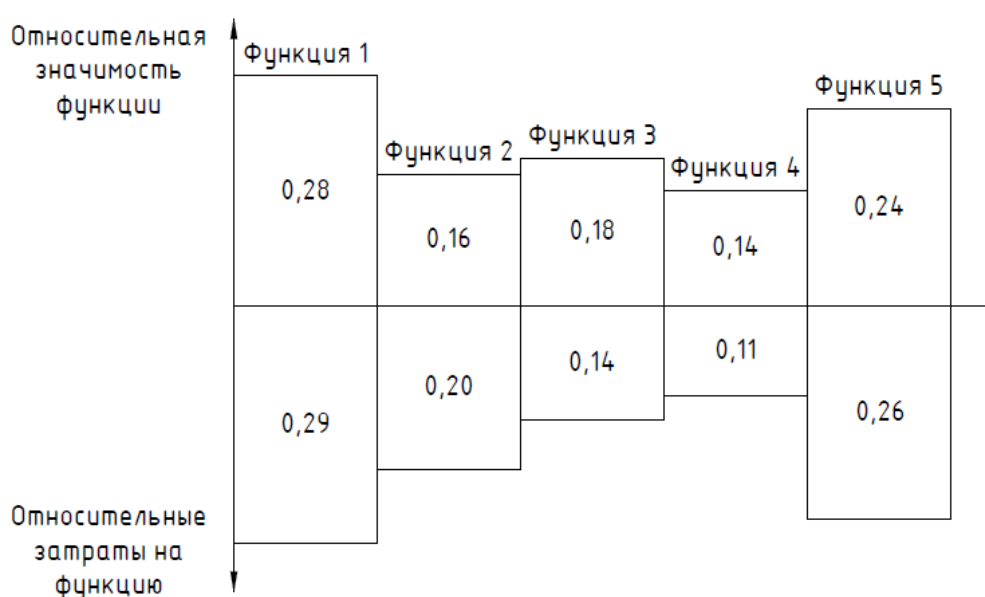


Рисунок 5.1 – Функционально-стоимостная диаграмма

Построенная функционально-стоимостная диаграмма достаточно сбалансированная и нет явно выраженных рассогласований между важностью функций и затратами на них.

5.1.4 SWOT – анализ

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

Итоговая матрица SWOT-анализа представлена в таблице №5.7.

Таблица №5.7 – SWOT-анализ

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

5.1.5 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Проведем оценку готовности проекта к коммерциализации путем заполнения специальной формы, представленной в таблице 5.8, в которой содержатся показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта.

Таблица 5.8 – оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	3
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	4
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	4
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	2
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	1	3
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	1	2
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	1	3
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	1
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	5	4
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	1
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	2
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	3
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	4
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	3	2
	ИТОГО БАЛЛОВ	42	40

По результатам анализа можно сделать вывод, что готовности научной разработки и разработчика к коммерциализации на среднем уровне.

Подходящий метод коммерциализации научной разработки – инжиниринг, т.е. самостоятельный вид коммерческих операций предполагаемый предоставление на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг, связанных с проектированием, строительством и вводом объекта в эксплуатацию, с разработкой новых технологических процессов на предприятии заказчика, усовершенствованием имеющихся производственных процессов вплоть до внедрения изделия в производство и даже сбыта продукции.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
8АМ5Б	Сконин Кирилл Николаевич

Институт	Кибернетики	Кафедра	СУМ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Управление в технических системах

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Разработка автоматизированной системы управления установки предварительной подготовки газа на месторождении
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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). 	<p>Рабочим местом оператора установки является диспетчерский пункт, рабочей зоной является место за персональным компьютером.</p> <p>Вредные факторы производственной среды на рабочем месте:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенная или пониженная температура воздуха рабочей среды; – повышенный уровень электромагнитных излучений; – отсутствие или недостаток естественного света. <p>Опасные факторы производственной среды на рабочем месте:</p> <ul style="list-style-type: none"> – электрический ток.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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. 	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта исследования и области его использования на ОС; – разработка решений по обеспечению экологической безопасности.

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Перечень возможных ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – пожар; – взрыв. <p>Типичная ЧС – пожар.</p> <ul style="list-style-type: none"> – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны оператора.

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
8АМ5Б	Сконин Кирилл Николаевич		

6 Социальная ответственность

Аннотация

Представление понятия «Социальная ответственность» сформулировано в международном стандарте (МС) IC CSR-08260008000: 2011 «Социальная ответственность организации».

В соответствии с МС - Социальная ответственность - ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение, которое:

- содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества;
- учитывает ожидания заинтересованных сторон;
- соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения (включая промышленную безопасность и условия труда, экологическую безопасность);
- интегрировано в деятельность всей организации и применяется во всех ее взаимоотношениях (включая промышленную безопасность и условия труда, экологическую безопасность).

Введение

Объект исследования - разработка автоматизированной системы управления установкой предварительной подготовки газа (УППГ).

Согласно техническому заданию (ТЗ) планируется автоматизировать технологический процесс подготовки газа на месторождении для дальнейшей транспортировки. Под автоматизированным технологическим процессом понимается автоматическое распределение заданной производительности между УППГ и кустами скважин. Для выполнения требований ТЗ необходимо установить комплекс программно-технических средств автоматики и создать автоматизированное рабочее место (АРМ) посредством установки ПЭВМ в диспетчерский пункт.

В разделе будут рассмотрены опасные и вредные факторы, оказывающие влияние на производственную деятельность технологического персонала, работающего с автоматизированной системой управления технологическим процессом, рассмотрены воздействия разрабатываемой системы на окружающую среду, правовые и организационные вопросы, а также мероприятия в чрезвычайных ситуациях.

6.1 Производственная безопасность

6.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 опасные и вредные производственный факторы подразделяются по природе действия на следующие группы:

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

Перечень опасных и вредных факторов, влияющих на персонал в заданных условиях деятельности, представлен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Перечень опасных и вредных факторов технологии производства

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
–Управление процессом подготовки газа, работа с ПЭВМ; –осмотр технологического оборудования и промышленных трубопроводов;	–Повышенная температура; –повышенная напряженность зрения; –повышенная напряженность труда в течение смены; –отсутствие или недостаток естественного света;	–Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования; –электрический ток.	–Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений СанПиН 2.2.4-548-96; –нормы естественного и искусственного освещения предприятий, СНиП 23-05-95;

	–электромагнитные излучения.		–гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03; –защитное заземление, зануление, ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ.
--	------------------------------	--	--

Эти факторы могут влиять на состояние здоровья, привести к травмоопасной или аварийной ситуации, поэтому следует установить эффективный контроль за соблюдением норм и требований, предъявленных к их параметрам.

6.1.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследования

В условиях современного интенсивного использования ПЭВМ важное значение имеет изучение психофизиологических особенностей и возможностей человека с целью создания вычислительной техники, обеспечивающей максимальную производительность труда и сохранение здоровья людей. Игнорирование эргономики может привести к довольно серьезным последствиям.

Основным документом, определяющим условия труда на персональных ЭВМ, являются «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». Санитарные нормы и правила СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03, которые были введены 30 июня 2003 года.

В Правилах указаны основные требования к помещениям, микроклимату, шуму и вибрации, освещению помещений и рабочих мест, организации и оборудованию рабочих мест.

Основным опасным фактором является опасность поражения электрическим током. Исходя из анализа состояния помещения, центральный диспетчерский пункт по степени опасности поражения электрическим током можно отнести к классу помещений без повышенной опасности (согласно ПУЭ).

6.1.3 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов (техника безопасности и производственная санитария)

6.1.3.1 Требования к помещениям для работы с ПЭВМ

В соответствии с основными требованиями к помещениям для эксплуатации ПЭВМ (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03) эти помещения должны иметь естественное и искусственное освещение. Площадь на одно рабочее место пользователей ПЭВМ с ВДТ на базе электронно-лучевой трубки (ЭЛТ) должна составлять не менее 6 м² и с ВДТ на базе плоских дискретных экранов (жидкокристаллические, плазменные) 4,5 м².

Для внутренней отделки интерьера помещений с ПЭВМ должны использоваться диффузионно-отражающие материалы с коэффициентом отражения от потолка – 0.7 - 0.8; для стен – 0.5 - 0.6; для пола – 0.3 - 0.5.

6.1.3.2 Микроклимат

Благоприятные (комфортные) метеорологические условия на производстве являются важным фактором в обеспечении высокой производительности труда и в профилактике заболеваний. По степени физической тяжести работа оператора АСУ относится к категории лёгких работ. В соответствии с временем года и категорией тяжести работ определены оптимальные величины показателей микроклимата согласно требованиям СанПиН 2.2.4.548 – 96 и приведены в таблице 6.1, а допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.1 - Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Категория Ia	22-24	40-60	0,1
Теплый	Категория Ia	23-25	40-60	0,1

Таблица 6.2 - Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работы	Температура воздуха, °С	Относительная влаж. воздуха, %	Скорость движения воздуха, не более м/с
Холодный	Ia	20-25	15-75	0,1
Теплый	Ia	21-28	15-75	0,1-0,2

В зимнее время в помещении предусмотрена система отопления. Она обеспечивает достаточное, постоянное и равномерное нагревание воздуха. В соответствии с характеристикой помещения определен расход свежего воздуха согласно СанПиН 2.2.4.548 – 96 и приведен в Таблице 6.3.

Таблица 6.3 - расход свежего воздуха

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

Расчет вентиляции. Системы отопления и системы кондиционирования следует устанавливать так, чтобы ни теплый, ни холодный воздух не направлялся на людей. На производстве рекомендуется создавать динамический климат с определенными перепадами показателей. Температура воздуха у поверхности пола и на уровне головы не должна отличаться более, чем на 5 градусов. В производственных помещениях помимо естественной вентиляции предусматривают приточно-вытяжную

вентиляцию. Основным параметром, определяющим характеристики вентиляционной системы, является кратность обмена, т.е. сколько раз в час сменится воздух в помещении.

Расчет для помещения

$V_{вент}$ - объем воздуха, необходимый для обмена;

$V_{ном}$ - объем рабочего помещения.

Для расчета примем следующие размеры рабочего помещения:

- длина $B = 6$ м;
- ширина $A = 5$ м;
- высота $H = 4$ м.

Соответственно объем помещения равен:

$$V_{ном} = A * B * H = 120 \text{ м}^3 \quad (6.1)$$

Необходимый для обмена объем воздуха $V_{вент}$ определим исходя из уравнения теплового баланса:

$$V_{вент} * C (t_{уход} - t_{приход}) * \rho = 3600 * Q_{избыт} \quad (6.2)$$

где:

$Q_{избыт}$ - избыточная теплота (Вт);

$C = 1000$ - удельная теплопроводность воздуха (Дж/кг С);

$\rho = 1,2$ - плотность воздуха (кг/м³).

Температура уходящего воздуха определяется по формуле:

$$t_{уход} = t_{р.м.} + (H - 2) t \quad (6.3)$$

$t = 0,5-1,5$ градусов – нарастание t на каждый метр высоты помещения;

$t_{р.м.} = 24$ градусов - температура на рабочем месте [5];

$H = 4$ м - высота помещения, м;

$t_{приход} = 22,3$ °С – температура приточного воздуха, расчет производится

для теплого времени года (СНиП – 11-33-75).

$$t_{\text{выход}} = 24 + (4 - 2) 1,5 = 27 \quad (6.4)$$

Избыточное тепло в помещении определяется в данном случае тремя факторами:

$$Q_{\text{избыт}} = Q_{\text{изб.1}} + Q_{\text{изб.2}} + Q_{\text{изб.3}} \quad (6.5)$$

В помещении находится 6 светильников общего освещения по две лампы ЛХБ65.

$Q_{\text{изб.1}}$ - избыток тепла от электрооборудования и освещения.

$$Q_{\text{изб.1}} = E * p \quad (6.6)$$

E - коэффициент потерь электроэнергии на теплоотвод ($E=0,55$ для люминесцентных ламп);

p – суммарная мощность источников освещения, $p = 65 \text{ Вт} * 12 = 780 \text{ Вт}$.

$$Q_{\text{изб.1}} = 0,55 * 780 = 429 \text{ Вт} \quad (6.7)$$

В рассматриваемом помещении находятся два окна при ориентации остекления на юго-восток и географической широте 55.

$Q_{\text{изб.2}}$ - теплопоступление от солнечной радиации,

$$Q_{\text{изб.2}} = m * S * k * Q_c \quad (6.8)$$

m - число окон, $m = 2$;

S - площадь окна, $S = 1,5 * 2 = 3 \text{ м}^2$;

k - коэффициент, учитывающий характер остекления ($k = 1,15$).

$Q_c = 128 \text{ Вт/м}$ - теплопоступление от солнечной радиации через один квадратный метр остекления с учетом ориентации по сторонам света.

$$Q_{\text{изб.2}} = 2 * 3 * 1,15 * 185 = 1276,5 \text{ Вт} \quad (6.9)$$

В помещении находится 3 человека.

$Q_{\text{изб.3}}$ - тепловыделения людей

Тепловыделения человека зависят от тяжести работы, температуры и скорости движения окружающего воздуха. В расчетах используется явное тепло, т. е. тепло, воздействующее на изменение температуры воздуха в помещении.

$$Q_{\text{изб.3}} = n * q \quad (6.10)$$

где:

$q = 80$ Вт/чел. (явное тепло (Вт) при 24 °С, при умственной работе);

n - число людей в комнате, $n = 3$;

$$Q_{изб.з} = 3 * 80 = 240 \text{ Вт} \quad (6.11)$$

$$Q_{избыт} = 429 + 1276,5 + 240 = 1945,5 \text{ Вт} \quad (6.12)$$

Найдем объем приточного воздуха, необходимого для поглощения избытков тепла в помещениях со значительным тепловыделением из уравнения теплового баланса:

$$V_{ввеш} = \frac{3600 \cdot 1945,5}{1000 \cdot 1,2 \cdot (27 - 22,3)} \text{ м}^3 \quad (6.13)$$

$$V_{ввеш} = \frac{7003800}{5640} = 1242 \text{ м}^3 \quad (6.14)$$

6.1.3.3 Освещение

Производственное освещение — неотъемлемый элемент условий трудовой деятельности человека. При правильно организованном освещении рабочего места обеспечивается сохранность зрения человека и нормальное состояние его нервной системы, а также безопасность в процессе производства.

Рабочая зона или рабочее место оператора АСУ освещается таким образом, чтобы можно было отчетливо видеть процесс работы, не напрягая зрения, а также исключается прямое попадание лучей источника света в глаза. Кроме того, уровень необходимого освещения определяется степенью точности зрительных работ. Наименьший размер объекта различения составляет 0.5 - 1 мм. В помещении присутствует естественное освещение. По нормам освещенности СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 – 03 и отраслевым нормам, работа за ПК относится к зрительным работам высокой точности для любого типа помещений. Нормирование освещённости для работы за ПК приведено в таблице 6.4.

Таблица 6.4- нормирование освещённости для работы за ПК

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

Освещённость на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 - 500 лк (СНиП 23-05-95, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03). Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещённость поверхности экрана не должна быть более 300 лк. Следует ограничивать прямую блескость от источников освещения, при этом яркость светящихся поверхностей (окна, светильники и др.), находящихся в поле зрения, должна быть не более 200 кд/м². Показатель ослепленности для источников общего искусственного освещения в производственных помещениях должен быть не более 20.

6.1.3.4 Электромагнитные излучения

Электромагнитным излучением называется излучение, прямо или косвенно вызывающее ионизацию среды. Контакт с электромагнитными излучениями представляет серьезную опасность для человека, по сравнению с другими вредными производственными факторами (повышенное зрительное напряжение, психологическая перегрузка, сохранение длительное время неизменной рабочей позы).

Нормы электромагнитных полей, создаваемых ПЭВМ приведены в таблице 6.5 и таблице 6.6, в соответствии с СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

Таблица 6.5 – Временные допустимые ЭМП, создаваемых ПЭВМ

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	25 нТл
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

Таблица 6.6 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах

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

Для оценки соблюдения уровней необходим производственный контроль (измерения). В случае превышения уровней необходимы организационно-технические мероприятия (защита временем, расстоянием, экранирование источника, либо рабочей зоны, замена оборудования, использование СИЗ).

6.1.3.5 Психофизиологические факторы

Наиболее эффективные средства предупреждения утомления при работе на производстве – это средства, нормализующие активную трудовую деятельность человека. На фоне нормального протекания производственных процессов одним из важных физиологических мероприятий против утомления является правильный режим труда и отдыха (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03).

Существуют следующие меры по снижению влияния монотонности:

- необходимо применять оптимальные режимы труда и отдыха в течение рабочего дня;
- соблюдать эстетичность производства.

Для уменьшения физических нагрузок организма во время работы рекомендуется использовать специальную мебель с возможностью регулировки под конкретные антропометрические данные, например, эргономичное кресло.

6.1.3.6 Электрический ток

Степень опасных воздействий на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути прохождения тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- условий внешней среды.

Согласно ПУЭ диспетчерский пункт по степени опасности поражения электрическим током можно отнести к классу помещений без повышенной опасности.

Основными мероприятиями по защите от поражения электрическим током являются:

- обеспечение недоступности токоведущих частей путем использования изоляции в корпусах оборудования;
- применение средств коллективной защиты от поражения электрическим током;
- защитного заземления;
- защитного зануления;
- защитного отключения;
- использование устройств бесперебойного питания.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Контроль выполнения требований электробезопасности должен проходить на следующих этапах:

- проектирование;
- реализация;
- эксплуатация.

6.2 Экологическая безопасность

6.2.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Наибольшую опасность для окружающей природной среды при эксплуатации объекта исследования представляют аварийные ситуации, связанные с неконтролируемым выходом природного газа вследствие разгерметизации трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры, в связи с чем существует вероятность возникновения следующих опасных событий:

- загазованность атмосферы парами углеводородов;
- взрыв смеси природного газа с воздухом;
- горение природного газа.

В целях защиты атмосферного воздуха от загрязнения, сброс газа с УППГ предусматривается на факел для сжигания.

6.2.2 Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду

ПЭВМ в диспетчерском пункте управления спроектированы для использования в стационарных, защищенных от внешних воздействий условиях. Условия эксплуатации превосходят требования DIN IEC 60721-3-3.

- класс 3М3 (механические требования)
- класс 3К3 (климатические требования)

ПЭВМ в диспетчерском пункте управления и их компоненты соответствуют требованиям стандартов ГОСТ Р МЭК 60950-2002, ГОСТ 26329-84 (п. п. 1.2; 1.3), ГОСТ Р 51318.22-99, ГОСТ 51318.24-99, ГОСТ Р 51317.3.2-99, ГОСТ Р 51317.3.3-99. Основное влияние на окружающую среду

заключается в образовании и поступлении твердых отходов в виде отработанных ПК, их компонентов и содержащихся в них вредных веществ.

6.2.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Снижение загрязнения возможно за счет совершенствования оборудования, производящего электроэнергию, применения более экономичных и результативных технологий, использования новых методов получения электроэнергии и внедрения современных методов и способов очистки и обезвреживания отходов производства. Кроме того, эта проблема должна решаться и за счет эффективного и экономного использования электроэнергии самими потребителями, а это использование более экономичного оборудования, а также эффективного режима загрузки этого оборудования. Сюда также включается и соблюдение производственной дисциплины в рамках правильного использования электроэнергии.

ПЭВМ диспетчерских пунктах управления могут утилизироваться, так как не содержат токсических материалов. Для безопасной с точки зрения охраны окружающей среды утилизации и удаления старых устройств необходимо обратиться к компании производителя ПЭВМ, имеющей сертификат на утилизацию и удаления лома электронного оборудования.

Организация, в которой предполагается использовать разработанную систему, влияет на окружающую среду как потребитель электроэнергии, поскольку здесь работает большое количество электрооборудования и осветительных приборов.

Из этого можно сделать простой вывод, что необходимо стремиться к снижению энергопотребления, то есть разрабатывать и внедрять системы с малым энергопотреблением.

В современных компьютерах, повсеместно используются режимы с пониженным потреблением электроэнергии при длительном простое.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

В принципе, перечень возможных ЧС на объекте исследования может быть достаточно широк. Ограничиваясь местоположением объекта и условиями его эксплуатации, его можно представить следующим (ориентировочным) вариантом:

- наводнение;
- удар молнии;
- пожар на объекте;
- взрыв.

В этом разделе наиболее актуальным будет рассмотрение вида ЧС - пожар, определение категории помещения по пожаровзрывобезопасности в котором происходит управление технологическим процессом, то есть пост управления и регламентирование мер противопожарной безопасности.

Рабочее место оператора поста управления, должно соответствовать требованиям ФЗ Технический регламент по ПБ и норм пожарной безопасности (НПБ 105-03) и удовлетворять требованиям по предотвращению и тушению пожара по ГОСТ 12.1.004-91 и СНиП 21-01-97.

По пожарной, взрывной, взрывопожарной опасности помещение диспетчерского пункта управления относится к категории В – горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть.

Основным поражающим фактором пожара для помещений данной категории является наличие открытого огня и отравление ядовитыми продуктами сгорания оборудования.

6.3.2 Анализ причин, которые могут вызвать ЧС на производстве при внедрении объекта исследований

Пожар в помещении может возникнуть вследствие причин неэлектрического и электрического характера.

К причинам неэлектрического характера относятся халатное и неосторожное обращение с огнем (курение, оставление без присмотра нагревательных приборов).

К причинам электрического характера относятся:

- короткое замыкание;
- перегрузка проводов;
- большое переходное сопротивление;
- искрение;
- статическое электричество.

Режим короткого замыкания – появление в результате резкого возрастания силы тока, электрических искр, частиц расплавленного металла, электрической дуги, открытого огня, воспламенившейся изоляции.

Причины возникновения короткого замыкания:

- ошибки при проектировании;
- старение изоляции;
- увлажнение изоляции.

Пожарная опасность при перегрузках – чрезмерное нагревание отдельных элементов, которое может происходить при ошибках проектирования в случае длительного прохождения тока, превышающего номинальное значение.

Пожарная опасность переходных сопротивлений – возможность воспламенения изоляции или других близлежащих горючих материалов от тепла, возникающего в месте аварийного сопротивления (в переходных клеммах, переключателях и др.).

6.3.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Пожарная защита должна обеспечиваться применением средств пожаротушения, а также применением автоматических установок пожарной сигнализации.

Должны быть приняты следующие меры противопожарной безопасности:

- обеспечение эффективного удаления дыма, т.к. в помещениях, имеющих оргтехнику, содержится большое количество пластиковых веществ, выделяющих при горении летучие ядовитые вещества и едкий дым;
- обеспечение правильных путей эвакуации;
- наличие огнетушителей и пожарной сигнализации;
- соблюдение всех противопожарных требований к системам отопления и кондиционирования воздуха.

Для тушения пожаров на участке производства необходимо применять углекислотные (ОУ-5 или ОУ-10) и порошковые огнетушители (например, типа ОП-10), которые обладают высокой скоростью тушения, большим временем действия, возможностью тушения электроустановок, высокой эффективностью борьбы с огнем.

Помещение оборудовано пожарными извещателями, которые позволяют оповестить дежурный персонал о пожаре. В качестве пожарных извещателей в помещении устанавливаются дымовые фотоэлектрические извещатели типа ИДФ-1 или ДИП-1.

Выведение людей из зоны пожара должно производиться по плану эвакуации.

План эвакуации представляет собой заранее разработанный план (схему), в которой указаны пути эвакуации, эвакуационные и аварийные выходы, установлены правила поведения людей, порядок и последовательность действий в условиях чрезвычайной ситуации по п. 3.14 ГОСТ Р 12.2.143-2002.

Ответственность за нарушение Правил пожарной безопасности, согласно действующему федеральному законодательству, несет руководитель объекта.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

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

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

К таким органам относятся:

- Федеральная инспекция труда;

- Государственная экспертиза условий труда Федеральная служба по труду и занятости населения (Минтруда России Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Госгортехнадзор, Госэнергонадзор, Госатомнадзор России)).
- Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека (Госсанэпиднадзор России) и др.

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

6.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Эргономические требования к рабочему месту

Проектирование рабочих мест, снабженных видеотерминалами, относится к числу важных проблем эргономического проектирования в области вычислительной техники.

Эргономическими аспектами проектирования видеотерминальных рабочих мест, в частности, являются: высота рабочей поверхности, размеры пространства для ног, требования к расположению документов на рабочем месте (наличие и размеры подставки для документов, возможность различного размещения документов, расстояние от глаз пользователя до экрана, документа, клавиатуры и т.д.), характеристики рабочего кресла, требования к поверхности рабочего стола, регулируемость элементов рабочего места.

На рисунке 6.1 показаны зоны досягаемости рук в горизонтальной плоскости:

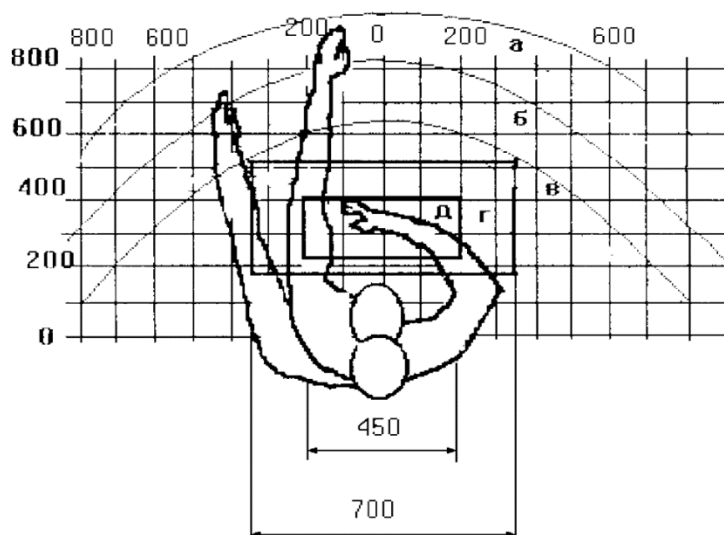


Рисунок 6.1 – Зоны досягаемости рук в горизонтальной плоскости

Оптимальное размещение предметов труда и документации в зонах досягаемости:

- дисплей размещается в зоне «а» (в центре);
- системный блок размещается в предусмотренной нише стола;
- клавиатура – в зоне «г»/»д»;
- «мышь» – в зоне «в»;
- документация, необходимая при работе – в зоне легкой досягаемости ладони – «в», «б». В зоне «а» в выдвижных ящиках стола – редко используемая литература.

Заключение

Проведенный анализ состояния АСУ ТП в газовой отрасли позволяет сделать вывод, что в настоящее время достигнут высокий уровень средств автоматизации и телемеханики. Однако все эти системы в основном используются для контроля и мониторинга технологического процесса и гораздо реже для диспетчерского управления всем объектом. Выполненные в данной работе исследования, позволяют осуществлять не только мониторинг текущего состояния технологических объектов, но и обеспечить управление и оптимизацию режимов работы этих объектов.

В качестве основных результатов работы можно выделить следующие:

1. Предложены модели и алгоритмы распределения производительности между установками предварительной подготовки газа. Модели основаны на предельных возможностях месторождения по добыче, что позволяет снизить риск эксплуатации скважин в нештатных ситуациях.

2. Разработаны алгоритмы распределения производительности между кустами газовых скважин, принадлежащих одной УППГ. В рамках единой модели, представленные алгоритмы позволяют найти оптимальное распределение добычи между кустами скважин.

3. Разработана интегрированная система автоматизированного управления, которая охватывает практически все уровни, начиная от куста скважин, заканчивая уровнем газового промысла, и обеспечивает управление производительностью и оптимизацию эксплуатационных режимов технологических объектов газового промысла. Разрабатываемая система обеспечивает:

- повышение эффективности использования материально-технических и топливно-энергетических ресурсов, повышение экологической безопасности;

- надежную и эффективную работу технологических объектов газового промысла, своевременное обнаружение и предотвращение нештатных ситуаций;
- сокращение численности эксплуатационного персонала и снижение трудозатрат персонала, осуществляющего мониторинг и управление технологическими процессами;
- увеличение длительности безкомпрессорного и безводного периода добычи газа, повышение значения конечной газоотдачи пласта, уменьшение затрат на добычу газа.

Список используемых источников

1. Посягин Б.С., Геркс В.Г., Информационно-аналитические комплексы диспетчерского управления потоками газа Единой системы газоснабжения России как инструмент повышения эффективности управления объектами газовой промышленности // Развитие компьютерных комплексов моделирования, оптимизации режимов работы систем газоснабжения и их роль в диспетчерском управлении технологическими процессами в газовой отрасли: Матер. 1-й Междунар. научно-практ. конфер. - М: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. - Т. 1. - С. 5-16.
2. Маргулов Р.Д., Тагиев В.Г., Гергедава Ш.К., Организация управления газодобывающим предприятием. М.: Недра 1981. -239 с.
3. Значение слова "Диспетчеризация" в Большой Советской Энциклопедии - Режим доступа: <http://bse.sci-lib.com/article029126.html> - Загл. с экрана
- 4 Отраслевая система оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ) ЕСТ России (Общесистемные технические требования). Часть 2. Требования к системам управления добычей и подземным хранением газа. ОАО "Газпром". Москва, 1999.
5. Williams, T. J.: A Reference Model for Computer Integrated Manufacturing (CIM). Instrument Society of America, 85 - 89. (1989).
6. Крылович А.В. Информационные технологии в управлении предприятием. Режим доступа: <http://www.cfin.ru/itm/kis/tops2.shtml?printversion> - Загл. с экрана.
- 7 SCADA-системы, или муки выбора Надежда Куцевич, ЗАО РТ Софт - Режим доступа: <http://www.asutp.ru/?p=600055> - Загл. с экрана.
- 8 SCADA Repoits - Make it easy - <http://www.scadareports.ru/ru/demo> - Загл. с экрана.
- 9 Выбор ERP-решений и ИТ-поставщиков - Режим доступа: <http://www.tadviser.ru/> - Загл. с экрана/

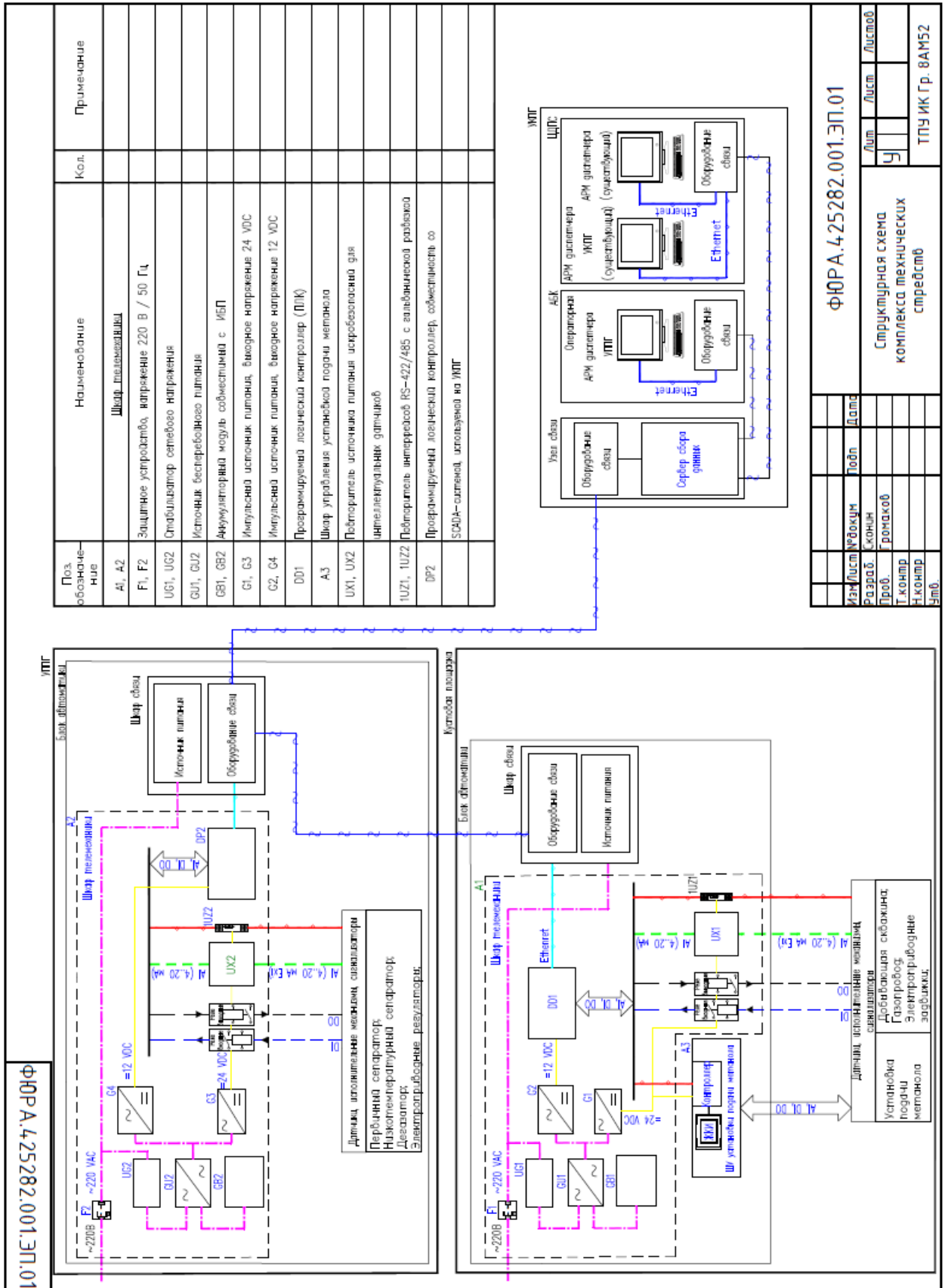
- 10 Мухтарова Г. Автоматизация и управление бизнесом. Внедрение ERP: основные ошибки. - ДИРЕКТОР-ИНФО - 2003г- № 36(100).
- 11 Соболева О. Лидеры российского рынка ERP-систем. - Режим доступа: <http://erp.web-3.ru/erpleaders/> - Загл. с экрана.
12. Марков Н.Г. Сарайкин А.В. Формирование единого информационного пространства газодобывающей компании // Oil&Gas journal. Russia, 2008. - №3 (16). - С. 34-41.
13. MES система ФОБОС - Режим доступа: <http://www.fobos-mes.ru/> - - Загл. с экрана.
14. MESA International - Режим доступа: <http://www.mesa.org/> Определения MESA - Загл. с экрана.
15. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях. Петролинк. - Режим доступа: <http://www.plink.ru/tnm/gl81.htm> - Загл. с экрана.
16. Богдан С.А., Кудинов А.В., Марков Н.Г. Опыт внедрения MES «Магистраль-Восток» в нефтегазодобывающей компании // Автоматизация в промышленности, 2010. - XV8. - С. 53 - 58.
17. Отраслевая система оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ) НС Г России (Общесистемные технические требования). Часть 1 Транспорт газа. ОАО «Газпром». Москва, 1998.
18. Ваулина Е.В., Григорьев Д.И., Попадько В.Е. Обзор автоматических информационных систем управления технологическими процессами. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. №.1. 1996 - 4- 15с.
19. Андреев Е.Б. Разработка операторских интерфейсов в пакете INTOUCH. - М.; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1999.-81с.
20. Попадько В.Е. Системы сбора данных и управления SCADA. - М.; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1999. -37с.

21. Чикало В.Н., Тюстина Н.В. Диалоговый комплекс оценки решений при проектировании АСУТП добычи и подземного хранения газа. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, № 3- 4, 2002.
22. Григорьев Л.И. Автоматизация процессов обучения и принятия решений в диспетчерском управлении транспортом газа. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. М: ГАНГ им. И.М. Губкина, 1997.
23. Григорьев Л.И., Сарданашвили С.А., Дятлов.В.А. Компьютеризированная система подготовки диспетчерского персонала в транспорте газа. Изд.-во "Нефть и газ".М. 1996- 195с.
24. Сажина В.П. Разработка метода повышения надежности функционирования человеко-машинных систем в газовой промышленности (на примере операторов по добыче и переработке газа). Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина , 1999.
25. Ваулина Е.В. Моделирование и исследование режимов функционирования комплекса технологических объектов газодобывающего предприятия. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 1999.
26. Панкратов В.С., Герке В.Г., Сардапашвили С.А., Митичкип С.К. Комплекс моделирования и оптимизации режимов работы ГТС. ИРЦ «Газпром», серия: Автоматизация, телемеханизация и связь в газовой промышленности. 2002.- 56с.
27. Зайцев В.С. Системный анализ операторской деятельности. - М.: Радио и связь, 1990.-120с.
28. Зотов Г.А. Продуктивность и добывные возможности куста газовых скважин. /В кн. Вопросы методологии и новых технологий разработки месторождений природного газа. Часть III. -М.: ВНИИГАЗ, 1998.
29. Оптимизация технологических параметров разработки газовых залежей на основе агрегированных моделей пласта. / Отчет по теме № 525.00.5. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000, - 76 с.

30. Зотов Г.А. Прикладные аспекты использования законов фильтрации в теории разработки газовых месторождений. / В кн. Вопросы методологии и новых технологий разработки месторождений природного газа. Часть III. - М.: ВНИИГАЗ, 1998.
31. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский А.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. - М.: Наука, 1998.
32. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. М.: Недра, 1984.
33. Тетерев И.Г., Шешуков Н.Л., Е.М. Нанивский Е.М. Управление процессами добычи газа. М.: Недра, 1981.
34. Тетерев И.Г., Нанивский Е.М. О рациональном распределении отбора газа по скважинам. /В.сб. «Проблемы нефти и газа Тюмени», вып.21, 1974.
35. Мину М. Математическое программирование. М.: Наука, 1990.

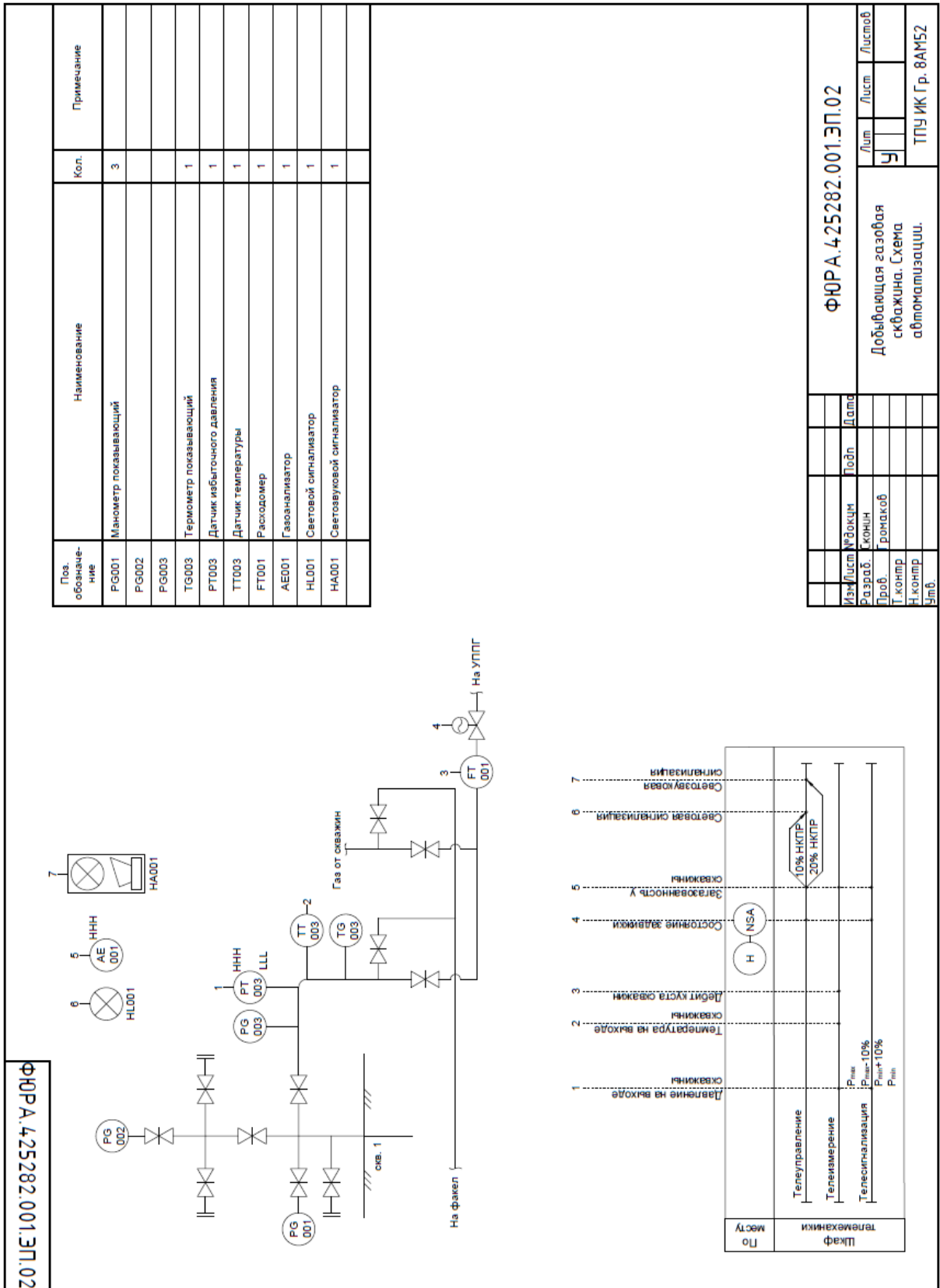
Приложение А

Структурная схема комплекса технических средств



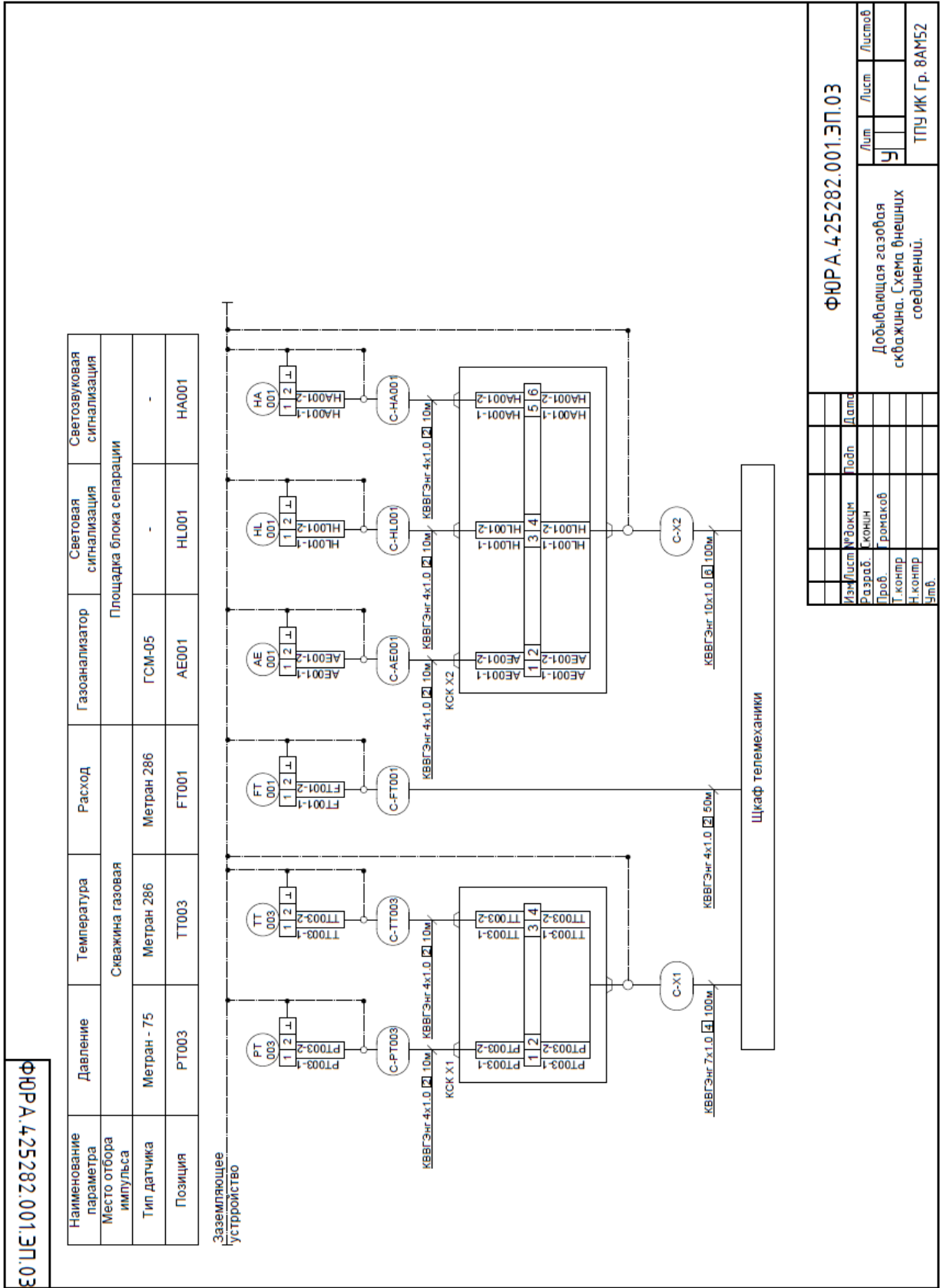
Приложение Б

Функциональная схема автоматизации



Приложение В

Схема соединений внешних проводов



Приложение Г

Раздел 3

Designing an automated control system

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8AM5B	Сконин Кирилл Николаевич		

Консультант кафедры СУМ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры СУМ	Рудницкий Владислав Александрович	к.т.н.		

Консультант – лингвист кафедры ИЯИК:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пичугова Инна Леонидовна			

3 Designing an automated control system

3.1 Description of the preliminary gas processing

The design objective is to create a preliminary gas processing terminal that runs without service personnel by using the automatic gas control programme. The gas from the well pad comes to preliminary gas processing terminal, where the preliminary processing takes place. Next, gas from the gas pipeline arrives at the complex gas treatment plant (CGTP) to prepare for commercial quality. During the entire life of the gas fields, the preliminary gas processing terminal runs without service personnel using the automatic gas control programme.

Figure 3.1 shows the technological design of the preliminary gas processing terminal.

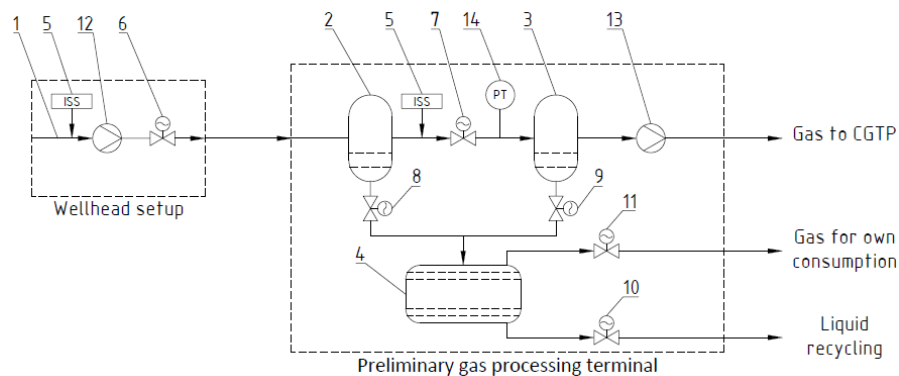


Figure 3.1 - Technological scheme of the preliminary gas processing terminal

The preliminary gas processing terminal contains a connected gas line 1 (gas pipeline-shelf) with the primary separator 2. The output of the gas separator 2 is connected to the low-temperature separator 3. The output separator 3 for liquid-gas mixture is connected with degasser 4. The hydrate formation inhibitor supply system 5 is installed on the gas line 1 and on a line that connects the primary and low-temperature separators.

The proposed installation uses an automatic gas control programme, which includes the automatic control of the process parameters.

Shutoff and control valves of the preliminary gas processing terminal is controlled by the automatic control system (ACS). Shutoff and control valves includes:

- throttling valve 6 are gas flow regulators in wells;
- throttling valve 7 set on line connecting primary and low-temperature separators to maintain temperature in low-temperature separator;
- throttling valve 8 installed on the line of the output of the liquid-gas mixture from the primary separator 2 to be dumping to the degasser 4;
- throttling valve 9 installed on the line of the output of the liquid-gas mixture from the low-temperature separator 3 to be dumping to the degasser 4;
- throttling valve 10 installed on a liquid discharge line from pool to a horizontal torchlight device;
- throttling valve 11 installed on the gas discharge line from degasser 4 to maintain the pressure in the required range.

The preliminary gas processing terminal is equipped with gas and liquid metering, pressure and temperature sensors connected to ACS with the possibility to control the degree of open and closing of:

- throttling valve 6 depending on the gas flow required. The flow meter 12 is installed on each well or on the well pad in general;
- throttling valve 7 depending on the required separation temperature in low-temperature separator 3. The temperature sensor 14 is installed on the piping between the throttling valve 7 and the low-temperature separator 3;
- throttling valve 8 for dumping liquid from the primary separator 2 depending on the level of the liquid;
- throttling valve 9 for dumping liquid from the low-temperature separator 3 depending on the level of the liquid;
- throttling valve 10 for dumping liquid from the degasser 4 depending on the level of the liquid;

- throttling valve 11 to maintain pressure in degasser 4. The pressure sensor is installed at the top of the degasser;
- flow meter 13 measures the gas flow after its drying in the low-temperature separator 3.

3.2 Development of the process flow diagram

The object of control is the preliminary gas processing terminal.

The designed process automation system is built on a three-tiered hierarchical principle. Here is a brief description of the various levels of the industrial automation.

Sensors and Actuators Layer: This layer is closest to the processes and machines, used to translate signals so that signals can be derived from processes for analysis and decisions and hence control signals can be applied to the processes. This forms the base layer also called ‘level 0’ layer.

Automatic Control Layer: This layer consists of automatic control and monitoring systems, which drive the actuators using the process information given by sensors. This is called as ‘level 1’ layer.

Supervisory Control Layer: This layer drives the automatic control system by setting target/goal to the controller. Supervisory Control looks after the equipment, which may consist of several control loops. This is called as ‘level 2’ layer.

The process flow diagram is presented in appendix A.

Sensor execution is chosen based on the type of output signal preferences 4-20 mA/HART.

Monitoring and control of throttling valve is controlled by the RS-485 interface.

All sensors are associated with automated control system. Signals from sensors arrive in automated control system, where, according to the gas control programmes, the temperature control of the low-temperature separation, the regulation of the level of fluid in the apparatus and the regulation of the supply of

hydrate formation inhibitor, the control signals arriving at the appropriate throttling valve are developed and closed or opened to the appropriate degree.

Level 2 contains the SCADA software and computing platform, and includes the HMI software running on operator workstations.

3.3 Development of the piping and instrumentation diagram

The Piping and Instrument Diagram (P&ID), based on the Process Flow Diagram (PFD), represents the technical realization of a process by means of graphical symbols for equipment and piping as well as graphical symbols for process measurement and control functions. The Utility Distribution Flow Diagram (UDFD) is a special type of a P&ID which represents the utility systems within a process plant showing all lines and other means required for the transport, distribution and collection of utilities. The process equipment in the UDFD can be represented as a box with inscription (e.g., identification number) and with utility connections. [1]

Provides for the equipping of controls and monitoring of the following technological facilities:

- gas well;
- separator;
- gas metering unit;
- inhibitor supply system.

Company shall agree extent of information shown on each P&ID in the basic design stage in advance.

Table 3.1 – Gas well

Names of parameters and states	Function automated control system				
	Measuring	Control	Regulation	Alarm	Emergency shutdown
1. Gas pressure	+			+	
2. Gas temperature	+			+	
3. Production rate	+				
4. Methanol level in tank				+	
5. Flow of methanol	+				
6. Automatic supply system of methanol in well		+			
7. Air pollution monitoring within well	+			+	+

Table 3.2 – Separator

Names of parameters and states	Function automated control system				
	Measuring	Control	Regulation	Alarm	Emergency shutdown
1. Separator pressure	+		+	+	+
2. Level	+		+	+	+
3. Valve position		+		+	

Table 3.3 – Gas metering unit

Names of parameters and states	Function automated control system				
	Measuring	Control	Regulation	Alarm	Emergency shutdown
1. Gas flow rate	+				
2. Gas pressure	+				
3. Gas temperature	+				

Table 3.4 – Inhibitor supply system

Names of parameters and states	Function automated control system				
	Measuring	Control	Regulation	Alarm	Emergency shutdown
1. Equipment states (on-off)		+		+	

The Piping and Instrument Diagram shall show following requirements:

1. All instrumentation including test points;
2. Isolation valves connecting to instruments (primary connection valve);
3. Control valve sizes and air failure action (FC, FO, FL);
4. Block and bypass valve sizes at control valve stations;
5. Sequence of opening and closing for the split range control valves;
6. Solenoid shut-down devices at control valves/shut-off valves;
7. Hand wheels when provided on control valves;
8. Limit switches on control valves when required;
9. Mechanical stopper and/or signal stopper on control valves when required;
10. Push buttons and switches associated with shut-down systems;
11. The instrument tag number for each instrument.

3.4 The selection of process automation system techniques

The task of selection of software and hardware complex implementation is correspondence between measuring devices, execution units and controller equipment to the specified requirements.

All the automation and computer equipment, applied at the process automation system, must satisfy business continuity requirement, which means that they have to be able to work in twenty-four-hours continued operation regime without any failures. Technical facilities must satisfy information compatibility requirement, which means the correspondence between physical and informational characteristics of the source device output signals and the receiver input characteristics.

All the electrical and electronic equipment, that are situated within explosive zone must be applied only to explosion-proof design and have explosion protection level, which meets requirements of the standard GOST 30852.

Every process automation system equipment must provide the protection level defined in the standard GOST 14254 not less than IP65 for components, that were installed out of premises and not less than IP42 for components inside premises.

3.4.1 The selection of programmable logic controller

The Programmable Logic Controller (PLC) is a means of monitoring and controlling a process. The PLC is a specialized computer that is used for the overall control and operation of processes. It uses a programmable memory to store instructions and execute specific functions that include on/off control, timing, counting, sequencing, arithmetic and data handling.

It is designed to operate in an industrial environment and its original purpose was to replace hardwired relays. With the development of modern electronics the PLC has increased in reliability and flexibility all at a lower cost and has become a workhorse in the oil and gas industry today.

The programmable logical controller must meet the following requirements:

- maintain offline mode when second-level hardware fails;
- the ability to grow input/output;
- preserve the accumulated information while working offline and when power is turned off.

Many types of inputs and outputs can be connected to a PLC, and they can all be divided into two large groups analog (discrete) and digital. Digital inputs and outputs are those that operate due to a discrete or binary change - on/off, yes/no. Analog inputs and outputs change continuously over a variable range - pressure, temperature, potentiometer.

The standard PLC module types are as follows:

Input Modules:

- unified analog Signal 4-20 mA, 0-10 V, ± 10 V;
- signals from the resistance thermometers;
- discrete dry contact type signals;
- discrete signals in the range of 24 to 220 V;
- digital signals;
- impulse-number signal signals.

Output Module:

- unified analog Signal 4-20 mA;
- discrete signals in the range of 24 to 220 V;
- digital signals.

Now the PLC of the following manufacturers dominate the Russian market: Siemens, Schneider Electric, Mitsubishi, ABB, Oventrop, Elesa. The most common use of the oil and gas industry is Siemens and Schneider Electric controller equipment.

Compare the different models of the Siemens controllers and choose the right one for our task. Table 3.5 provides a comparative analysis.

Table 3.5 – PLC characteristics

PLC model	Number of I/O	Applications	Communication interface
Modicon M340	<1024	Process industries, renewable energies, manufacturing, infrastructures, machines	2 additional ports as required: Ethernet, CANopen, Modbus
Modicon Premium	<2000	Complex and special machines, manufacturing processes, infrastructure	Ethernet TCP/IP, CANopen, Modbus, Interbus or Profibus
Modicon Quantum	Unlimited	Process control, safety, infrastructure	USB port, Ethernet TCP/IP port with Web server, Modbus Plus, Profibus

To build an automatic control system of preliminary gas processing terminal, the Modicon Premium controller capacity is sufficient. The advantages of this model are as follows:

- 5 IEC languages as standard: LD, ST, FBD, SFC, IL.
- high performance CPUs with 37 ns per instruction and up to 7 Mb of programme;
- high-level multitasking system;
- a compact system (very high density modules) particularly at ease in extended architectures (distribution of 16 racks in real time without repeater);
- an extensive catalogue of application-specific modules (safety, reflex processing, counter, position control, motion, weighing, data storage)
- new High End processors;
- all Ethernet TCP/IP Transparent Ready services: IO scanning, Global Data, Web server, e-mail messaging, direct access to databases, TCP Open, Network Time Protocol, etc.;
- numerous built-in ports: USB port, Ethernet TCP/IP port with Web server, CANopen or FIP master port, Modbus serial port;
- the widest connectivity offer on the market: AS-Interface, Modbus Plus, INTERBUS or PROFIBUS DP.

3.4.2 The selection of measurement equipment

The requirements within oil and gas industry sector are complex and many: high system availability, quality conformity, environmental standards and regulations, safe and cost favorable operation, harsh ambient conditions. The metering equipment is selected based on the following:

- input signal 4-20 mA;
- explosion-proof design, intrinsically-safe circuit type of protection;
- IP65 level sealing protection.

According to table 3.1, temperature pressure and gas flow is monitored on the gas well. The metering equipment is selected from the line of equipment by «Rosemount».

To measure the pressure, we use the pressure sensor Rosemount 2088 (figure 3.2a).

The Rosemount 2088 pressure transmitter provides accurate, stable, and reliable pressure measurement in difficult applications. The small compact design allows the Rosemount 2088 pressure transmitter to be directly connected to a process - providing a quick, easy, and cost effective installation.

Two-wire 4–20 mA, user-selectable for linear or square root output. Digital process variable superimposed on 4–20 mA signal, available to any host that conforms to the HART protocol.

If self-diagnostics detect a sensor or microprocessor failure, the analog signal is driven either high or low to alert the user. High or low failure mode is user-selectable with a jumper on the transmitter. The values to which the transmitter drives its output in failure mode depend on whether it is factory-configured to standard or NAMUR-compliant operation.

To measure the temperature, we use the temperature transmitter Rosemount 644 (figure 3.2b).

Engineered for versatility, the Rosemount 644 Temperature Transmitter is available with HART, FOUNDATION Fieldbus or PROFIBUS protocols in head,

field or rail mount styles and a variety of enclosure options. By adding a Local Operator Interface (LOI), you can update your transmitter configuration in the field without tools. For diverse application requirements, this transmitter includes diagnostic capabilities, such as Hot Backup capability, sensor drift alert and thermocouple degradation.

To measure the flow, we use the vortex flowmeter Rosemount 8800 (figure 3.2c).

Rosemount 8800 can measure your steam, gas, or liquid flow. It also has an accuracy of around two percent of mass flow in steam and one percent of volumetric rate for gas and steam. However, it has greater accuracy in liquids, less than one percent for mass and volumetric rate.



Figure 3.2 – Measurement equipment

3.5 Development of external connection diagram

The external connection diagram is shown in appendix. Position devices on diagram correspond to positions of devices piping and instrumentation diagram. Sensors for pressure, temperature, flow rates are connected with two-wire circuit, gas detection analyzer connected with four-wire circuit.

Cables in open cable structures of process automation system is a screened, cold-resistant (with operating temperature from -60°C to $+50^{\circ}\text{C}$) copper-vein cable with low burning polyvinyl chloride coverage.

In the process of device connection a protective ground must be executed according to the GOST 12.1.030-81 and electrical installation standard. Box corps, cable trays

and metal houses are connected to the grounding contour using protective conductors and steel strips.

3.6 Conclusion

This chapter discusses hardware of the automatic control system of preliminary gas processing terminal. Piping and Instrumentation Diagram, process flow diagram and external connection diagram were developed. Measurement and controller equipment and execution units have been chosen.

There were defined requirements to output signal type, operating temperature and explosion protection when selecting sensors and execution units.

When selecting controller, the possibility of informational integration, standard traffic interface support, which provides interoperation between system components and external process automation systems, was stressed. Moreover, while selecting controller the necessary criteria is the system scaling possibility.