

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Е.И. Громаков, А.В.Лиепиньш

ИНТЕГРИРОВАННЫЕ КОМПЬЮТЕРНЫЕ СИСТЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ

Рекомендовано Сибирским региональным учебно-методическим центром высшего профессионального образования для межвузовского использования в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по направлению подготовки магистров 220700.68 «Автоматизация технологических процессов и производств» и по специальности 220301.65 «Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)»

Издательство
Томского политехнического университета
2013

УДК 658.512.2011.56 (075.8)

ББК 32.965я73

Г 43

Громаков Е.И., Лиепиньш А.В.

Г43 Интегрированные компьютерные системы проектирования и управления : учебное пособие / Е.И. Громаков; А.В. Лиепиньш; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013.– 222 с.

ISBN

В учебном пособии изложены методические рекомендации по проектированию компьютерных интегрированных систем управления. Рассмотрены основные понятия, структура, классификация, методология разработки интегрированных компьютерных систем управления производством нефтегазовой отрасли.

Пособие подготовлено на кафедре Интегрированных компьютерных систем управления и предназначено для студентов направления 220700 (магистры), 220301 (инженеры) «Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)» дневной и заочной форм обучения.

УДК 658.512.2011.56 (075.8)

ББК 32.965я73

Г 43

Рецензенты:

Доктор технических наук, профессор, зав кафедрой автоматики и компьютерных систем ИК Томского политехнического университета

Г.П.Цанко

Кандидат технических наук, доцент кафедры электронных средств автоматики и управления ФГОУ ВПО «Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники»

А.Е. Карелин

Кандидат технических наук, доцент кафедры промышленной электроники ФГОУ ВПО «Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники»

А.В. Тырышкин

© ФГБОУ ВПО НИ ТПУ, 2013

© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2013

Учебное издание

ГРОМАКОВ Евгений Иванович
ЛИЕПИНЬШ Андрей Вилнисович

ИНТЕГРИРОВАННЫЕ КОМПЬЮТЕРНЫЕ СИСТЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ

Учебное пособие

Научный редактор доктор технических наук
профессор В,И,Гончаров


Корректурa
Компьютерная верстка
Дизайн обложки

Подписано к печати 00.00.2013. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 9,01. Уч.-изд. л. 8,16.
Заказ 000-13. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  **ТПУ**. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru

СОДЕРЖАНИЕ

Цель и задачи пособия.....	1
Введение	2
1. Концептуальные проектные решения интегрированных компьютерных систем управления технологией и производством.....	8
1.1. Концептуальные проектные решения интеграции автоматизированных систем.....	8
1.2. Выбор архитектуры ИКСУ	17
1.3. Выбор программных средств ас, поддерживающих профиль архитектуры ИСПУ	30
1.4. Выбор методологии проектирования АС.....	39
1.5. Автоматизация управления проектами	46
1.6. Разработка концептуальной структуры интегрированной компьютерной системы управления	59
2. Разработка технического задания ИКСУ	64
2.1. Разработка общего ИКСУ	64
2.2. Общие требования к подсистемам иксу вертикального типа (вариант 1. Требования к автоматизированной системе управления производством)	65
2.3. Требования к отдельным подсистемам ИКСУ вертикального типа	67
2.4. Требования к подсистемам иксу горизонтального типа (вариант 2. Требования к автоматизированной подсистеме управления технологической безопасностью)	73
3. Проектирование автоматизированной системы управления учетными операциями производственных процессов	81
3.1 описание бизнес- процессов как объектов управления АСУПД.....	81
3.2. Проектирование электронной модели деятельности предприятия с использованием case-средств	91
3.3. Проектные решения по АСКУЭ.....	101
4. Проектирование компьютерной системы управления техническим обслуживанием и ремонтом.....	112

4.1. Регламентирование технического обслуживания оборудования по его фактическому состоянию	112
4.2. Особенности применения карт Шухарта для анализа технического состояния оборудования	117
4.3. Проектирование автоматизированной системы ТОиР	124
5. Проектирование приборной системы противоаварийной защиты	142
5.1. Мэк-проектирование интегрированной системы безопасности (ПАЗ)	142
5.2. Проектирование ПАЗ	156
5.3 Проектные решения по разделу «Автоматизированная система пожарной сигнализации»	176
5.4. Проектирование автоматизированной системы АСКУЗ.....	195
Заключение	210
Список литературы	212
Указатель сокращений и глоссарий.....	215

ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ПОСОБИЯ

Учебным планом подготовки студентов по направлению 220700 - магистры (220301- инженеры) «Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)» дневной и заочной форм обучения, предусмотрено выполнение проектных работ по дисциплине «Интегрированные системы проектирования и управления». Примерная рабочая программа устанавливает следующие результаты обучения по этой дисциплине:

1. Уметь применять глубокие естественно-научные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств

2. Воспринимать, обрабатывать, анализировать и обобщать научно-техническую информацию, передовой отечественный и зарубежный опыт в области теории, проектирования, производства и эксплуатации интегрированных систем автоматизации технологических процессов и производств.

3. Применять полученные знания для решения инновационных инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных систем автоматизации технологических процессов и производств (в том числе интеллектуальных) с использованием передовых научно-технических знаний и достижений мирового уровня, современных инструментальных и программных средств, обеспечивающих конкурентные преимущества этих систем в условиях жестких экономических, социальных и других ограничений.

4. Демонстрировать работодателям свои конкурентные компетенции, связанные с современными методологиями и видами инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств.

5. Использовать международный опыт проектного, технологического менеджмента и управления бизнес-процессами для ведения инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств.

ВВЕДЕНИЕ

Перечень требований нефтегазовой отрасли к системам компьютерного управления деятельностью ее предприятий постоянно расширяется, число подсистем автоматизированного управления непрерывно увеличивается, реализуется процесс интеграции информационных систем управления.

Сегодня руководству нефтегазового предприятия уже недостаточно одной автоматизированной системы (АС) управления технологическим процессом, отвечающий требованиям стандарта ГОСТ 34.602-89. Ему нужны дополнительные гарантии оперативного автоматизированного управления производством (MES), гарантии повышения эффективности энергопотребления основным технологическим оборудованием, эффективного компьютерного управления техническим обслуживанием и ремонтом основного оборудования, информационная поддержка жизненного цикла продукции на базе CALS-технологий.

Миссией (главной стратегической целью) интегрированных компьютерных систем управления (ИКСУ) становится создание и использование всеобъемлющей информации о деятельности предприятия, обеспечивающей эффективное управление его ресурсами для достижения установленных стратегических целей.

Видением интегрированных компьютерных систем управления в зарубежной практике нефтегазовых добывающих производств является Цифровое Нефтяное Месторождение, *Digital Oil Field (DOF)*, цифровая технология, позволяющая операторам, партнерам и сервисным компаниям нефтегазового бизнеса использовать преимущества интегрированных цифровых данных и знаний управления, улучшенных аналитических инструментов, систем реального времени полевого уровня технологических процессов, и более эффективных бизнес-процессов в своей деятельности

Внедрение современных интегрированных компьютерных систем управления формирует у бизнеса ожидание синергетического эффекта в производственной деятельности, вызванного внедрением информационных технологий.

Синергетика — это междисциплинарное научное направление, целью которого является использование универсальных закономерностей самоорганизации, свойственных сложным системам разной природы, в том числе, системам автоматизированного управления.

Синергетический эффект (синергизм) автоматизированного управления проявляется в качестве и объемах создаваемых АС информации, в

использовании согласованных управленческих воздействий через посредство взаимно-обеспечивающих информационных связей и усиления эффективности управляющих механизмов [39].

Эффект синергии можно представить, в частности, как превышение потенциала интегрированной системы по сравнению с суммой потенциалов отдельных подсистем (управляющих кластеров), входящих в нее.

Ожидания бизнеса по повышению эффективности производства основываются на таких свойствах ИКСУ, как *централизованное объединение функционально неоднородной информации, ее согласованное использование в различных программных средствах проектирования и управления, непрерывный рост компьютеризации отдельных информационно-управленческих кластеров, в частности, противоаварийной защиты, технического обслуживания и ремонта, оперативного учета потребляемой энергии, автоматизированного управления производственной деятельностью* и др.

Функциональная неоднородность ИКСУ в нефтегазовой отрасли (НГО) вызвана особенностями инфраструктуры предприятий, разнообразием нормативных требований отдельных компаний и ведомств (Роснефть, Газпром, МЧС, МПРиЭ, Ростехнадзор и др.), функциональными различиями отдельных подсистем управления. Этим можно объяснить использование в НГО большого числа автономных автоматизированных систем, замкнутых на решение отдельных конкретных задач этих ведомств.

Централизация управления распределенными технологическими и производственными структурами обеспечивает надежную синхронизацию информации, создаваемой отдельными подсистемами АС, с единым корпоративным информационным центром, что позволяет обеспечить актуальность и целостность информации у получателя. Это означает, что все данные, требуемые для решения производственных задач, включая технологическую информацию и информацию, касающуюся его безопасности, согласованно доставляются в корпоративную базу данных и распределяются между всеми специалистами предприятия в объемах достаточных для решения как задач проектирования, так и задач управления.

Компьютеризация (степень совместного использования цифровых средств сбора и обработки информации) информационных кластеров на многих технологических площадках НГО характеризуется невысоким уровнем их оснащения вычислительной техникой.

Совместное, целенаправленное, согласованное компьютеризированное управление посредством АС, создает единую интегрированную среду управления, подчиненную общей задаче эффективного управле-

ния производством на технологических площадках нефтегазовой отрасли.

С использованием информационной компьютерной интеграции отдельных технологических установок и производственных процессов подразделений НГО, их систем сбора данных достигаются реальные синергетические эффекты управления.

Методология дисциплины «Интегрированные системы проектирования и управления» выделяет следующие АС ИКСУ:

- автоматизированная система проектирования и управления (SCADA) технологическим процессом (АСУТП);
- автоматизированная система проектирования технологии и процессов производства (CAD, CAE, CASE);
- автоматизированная система управления производственной деятельностью (процессом) (АСУПД, MES);
- автоматизированная система контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ).
- автоматизированная система управления технического обслуживанием и ремонтом основного оборудования (АС ТОиР, ЕАМ) ;
- автоматизированная (автоматическая) система управления противоаварийной защиты (SIS, ПАЗ);
- автоматизированная (автоматическая) система пожарной сигнализации (АСПС);
- автоматизированная система контроля уровня загазованности (АСКУЗ).

CASE (Computer Aided System Engineering) это компьютеризированные средства анализа производственных структур и проектирования автоматизированной деятельности на предприятии. В узком смысле CASE-средства – это инструменты визуального моделирования, а в широком – средства, автоматизирующие процессы жизненного цикла управления производством. Это средства коллективного выполнения проектных работ по автоматизации деятельности предприятия, обеспечивающие эффективные коммуникации участников проекта на разных этапах и с разных позиций (как между командами предприятия и интегратора, так и внутри рабочей группы).

Визуальные составляющие CASE-инструментов формируют общий язык для всех участников проекта автоматизации производственных процессов, обеспечивающий возможность задавать различные атрибуты производственной деятельности с помощью общей терминологии, общих графических изображений (нотаций) бизнес-операций. Современ-

ные CASE-средства охватывают обширную область поддержки многочисленных технологий проектирования ИКСУ: от простых инструментов анализа и документирования до полномасштабных средств автоматизации, покрывающих управление всем жизненным циклом продукции предприятия.

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) – это, прежде всего, инструмент управления технологическими процессами. Но этот программный комплекс обеспечивает также автоматизацию проектирования диспетчерских систем управления.

Современные *SCADA*-системы поддерживают их эффективную эксплуатацию, как в ручном режиме управления, так и в автоматическом и обеспечивают возможность оперативной модернизации автоматизации технологических процессов.

В настоящем пособии принято считать, что *SCADA*-системы состоят из четырех основных системных компонентов: графического редактора проектирования экранных форм управления технологическим процессом и связи их с информационными и управляющими каналами АСУТП, удаленного терминала (где в режиме реального времени обрабатываются задачи), главного терминала (диспетчерского пульта управления) и коммуникационных каналов связи.

Автоматизированные системы управления производственной деятельностью (АСУПД) – это исполнительные системы производства, которые в западной литературе носят название MES (Manufacturing Execution System). Системы этого класса решают задачи синхронизации операционных (производственных) процессов, координируют, анализируют и оптимизируют производственный процесс и его продукцию. MES – это интегрированная информационно-вычислительная система, объединяющая инструменты и методы управления производством в реальном времени.

ПАЗ, SIS – это система противоаварийной защиты оборудования, персонала и окружающей среды при отказах АСУТП, технологического оборудования, либо ошибочных действиях персонала, базирующаяся на средствах и элементах КИПиА, вычислительной техники и управляемых ими исполнительных устройствах.

АСПС – это система автоматической пожарной сигнализации и управления персоналом, предназначенная для автоматического обнаружения и извещения о возникновении очага пожара.

АСКУЗ – автоматизированная система контроля уровня загазованности. Она предназначена для обеспечения безопасности объектов промышленного нефте- и газо-пользования. Система АСКУЗ обеспечивает получение, индикацию, хранение и активизацию исполнительных

устройств (сирен, запорных клапанов, вентиляторов и др.), которые обеспечивают остановку работы источников опасностей для здоровья и технологического оборудования и перевод их в безопасное состояние при превышении предусмотренных регламентом предельно допустимых значений концентраций горючих газов взрыва, распространения пламени и их концентраций критичных для здоровья работников.

АС TOutP (EAM) – это специализированные системы, которые позволяют автоматизировать процесс технического обслуживания и ремонта технологического оборудования предприятия.

АСКУЭ – это комплекс контрольно-измерительной аппаратуры, коммуникаций связи (сетей передачи данных), компьютерного и программного обеспечения.

В западной терминологии наиболее близкой к термину "АСКУЭ" является, широко используемая аббревиатура AMR – Automatic Meter Reading (автоматическое чтение счетчиков и не только электрических), и термину "автоматизация энергоучета" – automation of powermetering (of energymetering) или automation of metering of energy carrier (автоматизация измерения энергоносителей).

По своей сути задача АСКУЭ состоит в точном измерении количества потребленной или переданной энергии в широком смысле этого слова и мощности (с учетом суточных, зонных или других тарифов), в обеспечении возможности хранения этих измерений (например, в течение месяца, года и т.д.) и доступа к этим данным для произведения расчетов с поставщиком/потребителем.

Важной составляющей этих систем является поддержка задач анализа потребления (передачи) энергии и мощности с использованием информационных технологий. Анализ режимов потребления позволяет обнаружить просчеты в организации работы предприятия с точки зрения потребления энергии и осуществить мероприятия по ее снижению.

Информационное и интерфейсное объединение перечисленных выше систем и составляет, в конечном счете, интегрированную систему проектирования и управления на предприятиях нефтегазовой отрасли.

В результате достигаются следующие позитивы интегрированной автоматизации нефтегазовых производств:

1. Проектные решения всех информационных систем на предприятии базируются на одной программно-технической платформе.
2. Обеспечивается информированность исполнительных служб и временная синхронизация информации, необходимой для принятия решений.

3. Осуществляется снижение рисков управления и повышение безопасности технологического процесса.

4. Реализуется интегрированный инжиниринг, объединяющий администрирование всех без исключения систем автоматизации.

5. Реализуется современная цифровая архитектура предприятия, обеспечивающая эффективное управление производственной деятельностью.

Контрольные вопросы

1. Что такое синергетика?»?

2. Почему предприятия заинтересованы в интегрированных компьютерных системах управления?

3. В чем заключается особенность централизованного управления в ИКСУ?

4. Чем объясняется функциональная неоднородность ИКСУ?

5. Какие системные свойства положены в ИКСУ?

1. КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННЫХ КОМПЬЮТЕРНЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЕЙ И ПРОИЗВОДСТВОМ

1.1. Концептуальные проектные решения интеграции автоматизированных систем

Применительно к иерархически организованной системе управления производством нефтегазовой отрасли различают горизонтальную и вертикальную интеграции АС (рис. 1.1).

В общем случае горизонтальная интеграция предполагает объединение АС одного уровня иерархии производственного менеджмента (например, АС управления технологическим процессом, ПАЗ, АС управления ТОиР и др.), а вертикальная – разных уровней (например, автономных систем автоматизации проектных работ, технологических процессов и бизнес-процессов).

Целью межуровневой и внутриуровневой интеграции АС является установление способов (правил) организации взаимосвязи и взаимодействия отдельных подразделений и систем менеджмента предприятия, позволяющее получить синергетический эффект управления производственными процессами.

Атрибутами *вертикальной интеграции* обычно выбираются два показателя: дискретность оси времени, в единицах которой функционируют информационные системы и объемы данных, обрабатываемые на каждом уровне модели.

В общем виде можно сказать, что *системы верхнего уровня оперируют агрегированными данными на относительно больших временных промежутках, а системы нижнего уровня имеют дело с большим потоком данных реального времени*. В связи с этим в рамках концепции ИСПУ часто используют понятие пирамиды информационных систем [2]. Каждое сечение такой пирамиды имеет площадь, пропорциональную объему обрабатываемых данных. На вершине этот объем минимален, в основании — максимален (рис.1.1).

Для связи верхней части пирамиды (уровень принятия решений высшим руководством предприятия) с событиями реального времени в ее основании применяются промежуточные системы производственного уровня (в частности, системы MES), специальные протоколы и стандартные интерфейсы. В таком развернутом виде модель ИКСУ имеет много общего с моделями взаимодействия открытых систем OSI, с использованием которых строятся современные протоколы обмена дан-

ными в Интернете. Один из вариантов модели ИКСУ в упрощенном виде приведен на рис. 1.1 (см. также табл. 1.1) [16].

Таблица 1.1

Характеристики уровней модели ИКСУ

Уровни	Основные функции	Информационные системы	Обрабатываемые данные	Диапазон времени
4	ERP: планирование, составление расписаний, логистика	СУБ приложения, средства интеграции	Планирование и распределение ресурсов для достижения поставленных целей	Дни, недели, месяцы
3	MES: интеграция внутрицеховых приложений	Хранилища исторической информации, СУБД, middleware	Контроль хода выполнения производственных процессов	Минуты, часы
2	SCADA: системы промышленной автоматизации контроля процессов	АСУ ТП	Управление единицей оборудования или одним процессом	Секунды, минуты
1	Базовые системы контроля	Контроллеры, “программные датчики”	Способность поддерживать значение измеряемой переменной в заданных рамках	Миллисекунды, секунды
0	Сбор информации, датчики, сенсоры	Сенсоры	Текущее состояние измеряемой переменной	Непрерывная шкала времени

Вертикальная интеграция направлена на комплексное объединение информации систем автоматизированного проектирования, систем автоматизации технологических и производственных процессов, а также корпоративных систем (планово экономических, логистических, финансовых, управлением персоналом) в единую интегрированную информационную сеть. Это обеспечивает необходимый обмен данными в реальном масштабе времени между всеми подразделениями управленческого уровня, основного и вспомогательного производства.

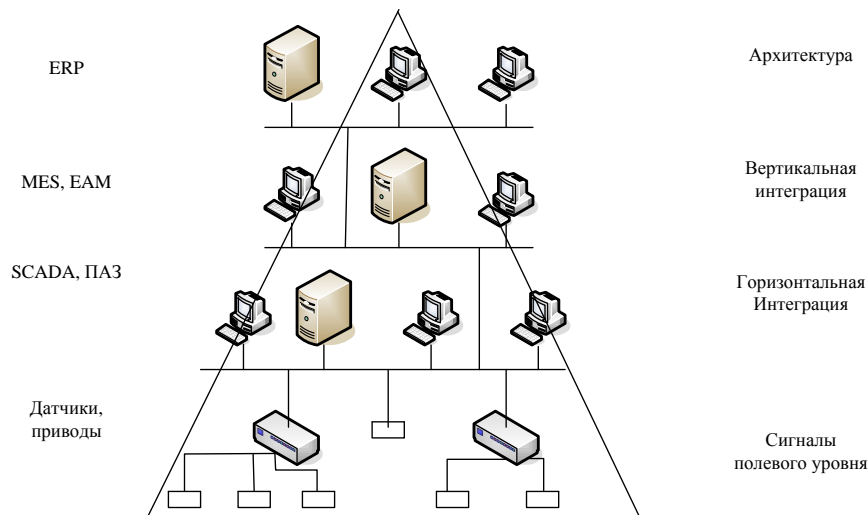


Рис.1.1. Иерархическая структура системной интеграции автоматизированной системы

Вертикальная интеграция АС формируется путем организации потоков информации от нижнего уровня (датчиков и контроллеров технологического оборудования, АСУ ТП), от автоматизированных систем управления проектирования и производственной деятельностью в вычислительные сети предприятия в целом и информационные системы (КИС, ERP, MRP).

Горизонтальная интеграция объединяет данные, поставляемые отдельными подсистемами, на диспетчерском уровне управления. Это позволяет более эффективно управлять решением технологических задач производств нефтегазовой отрасли.

Результатом проектирования ИКСУ является разработка аппаратного, программного, математического, информационного и лингвистического обеспечений компьютерного управления технологического и производственного процессов.

При этом, как и при создании любой технической системы, перед разработчиками стоят две основные проблемы. Первая – точно и детально определить, что требуется от системы, каково назначение ее подсистем, т. е. сформулировать внешние требования к проектируемой системе, непосредственно вытекающие из целей ее создания. Вторая проблема связана с выбором оптимального варианта в смысле заданного множества критериев качества ее реализации, удовлетворяющего определенным внешним требованиям (ограничениям). Сложность процесса проектирования ИКСУ приводит к выполнению проекта как многоэтапной процедуры с несколькими уровнями описания исходной системы.

Снизить сложность процесса проектирования позволяет последовательно-параллельная, итерационная процедура, основывающаяся на

разбиении системы на подсистемы с пошаговым проектным уточнением ее характеристик.

Практически все процедуры такого проектирования осуществляются с использованием компьютерных технологий, в частности, САД САЕ и CASE-систем, обеспечивающих многостороннюю помощь разработчикам при выполнении проекта.

Началом проектирования ИКСУ, как и любой сложной системы, является:

- системный анализ, заключающийся в формировании целей построения ИКСУ ее концептуальной архитектуры и структуры, выявление возможности повышения эффективности управления производством;
- выявление объемов контроля и управления;
- выявление состава пользователей и их обобщенных функций;
- выявление требований к интерфейсам пользователей;
- выявление потоков данных в системе управления;
- разработка иерархической структуры функций компонентов процесса в объекте деятельности.

Для выбора концептуального решения интеграции АС необходимо выявить и описать межфункциональный процесс производственной деятельности, который подлежит интегрированному управлению.

В пособии под межфункциональным понимается такой процесс, который направлен на решение некоторой особенно важной задачи производства, в выполнении которой участвуют несколько функционально-независимых подразделений цеха. Таковую деятельность рассматривают как сквозной бизнес-процесс, т.к. для предприятия в целом важна не эффективность деятельности отдельных служб, а общий результат – эффективное производство продукции.

Примером межфункционального процесса является объединительный проектно-технологический производственный процесс (цепочка связанных между собой процессов планирования и проектирования, бизнес-учета, планово-предупредительных ремонтов оборудования).

Синергетический эффект интегрированного управления этими процессами получается за счет расширения совместной функциональности автоматизированных систем управления путем более эффективного использования информации, поставляемой отдельными подсистемами ИСПУ.

Синергетический эффект – это понятие многогранное и неоднозначное. Достичь его посредством ИСПУ получается не всегда. Основные

причины неудач и провалов индивидуальны для каждого производства. Часто, внутренними факторами неудачи являются ошибки выбора ИКСУ-архитектуры или системные недоработки отдельных проектов АС.

Одним из ключевых элементов правильного проектирования ИКСУ является выявление (идентификация) межфункциональных сквозных процессов, создающих синергетический эффект (высокую результативность) деятельности предприятия [3].

Критериями выбора межфункциональных процессов для получения синергетического эффекта являются:

- 1) важность процесса с точки зрения предприятия и его производственной культуры;
- 2) повторяемость процесса (много раз в сутки, несколько раз в месяц и т.п.);
- 3) технологическая доступность информации для управления деятельностью предприятия.

В данном методическом пособии при выполнении проекта ИКСУ предлагается идентифицировать только те межфункциональные процессы, информация о которых технологически доступна в автоматизированных системах АСУТП, АСУПД, АСТОиР, ПАЗ, АСПС, АСКУЗ и АСКУЭ и которые важны для достижения, в частности, целей безопасности предприятия, целей обеспечения эффективности его деятельности и удовлетворенности клиентов.

Межфункциональный процесс, не удовлетворяющий этой рекомендации, скорее всего, будет второстепенным и незначительным. Время и ресурсы, которое можно потратить на интеграцию АС, управляющих им, не оправдаются экономически.

Последовательность шагов по выделению межфункциональных процессов представлена на рис. 1.2.

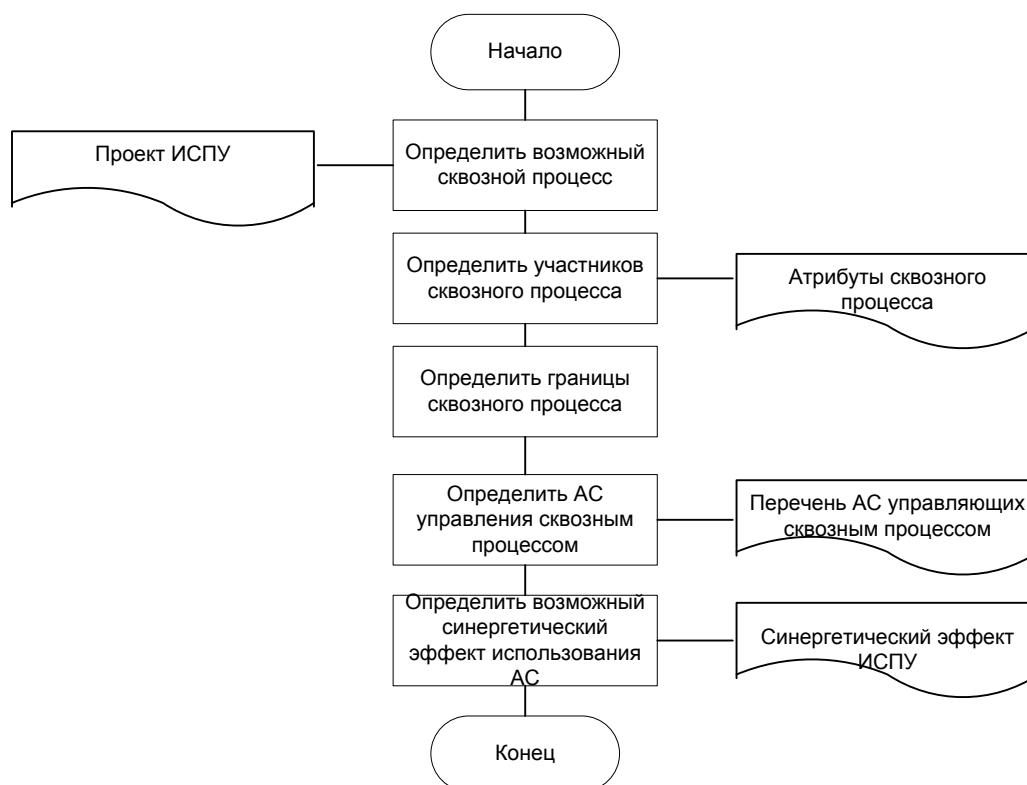


Рис. 1.2. Выделение межфункциональных процессов

На этом рисунке в качестве входа показан "Проект процессной модели производства". Определять межфункциональные процессы целесообразно тогда, когда у разработчика проекта уже есть достаточно полное представление о системе процессов предприятия. Автоматизация таких процессов создает максимальную эффективность производств. В противном случае, обычно реализуется "лоскутная" неинтегрированная автоматизация производства [4].

На шаге 1 необходимо выбрать выход межфункционального процесса (или группу выходов) по следующим критериям (одновременное соответствие всем критериям НЕ обязательно):

1. Выход процесса поставляется внешнему потребителю и:
 - а) существует активное взаимодействие АС, управляющей этим процессом, с другими АС;
 - б) для получения выхода с заданной результативностью процессу необходимы информация и ресурсы по управлению, которые полностью не могут быть произведены средствами отдельной АС, отвечающей за управление этим процессом, и, следовательно, они должны поставляться из других АС;
2. Выход процесса поставляется внутреннему потребителю и:
 - а) существует активное взаимодействие АС, управляющей процессом, с другими автоматизированными системами;

б) для получения выхода с заданной результативностью процессу необходимы информация и ресурсы по управлению, которые полностью не могут быть произведены средствами отдельной АС, отвечающей за управление этим процессом, и, следовательно, они должны поставляться из других АС;

3. АС, управляющая процессом, не может обеспечить требуемые показатели выхода (результативность, качество, безопасность) и удовлетворенность клиента, и:

а) существенная (большая) часть поставляемой потребителю услуги автоматизированного управления формируется в других АС на предыдущих стадиях;

б) выход процесса является важным для нескольких АС одновременно.

На шаге 2 и 3 необходимо выявить АС и их связь в рамках управления межфункциональным процессом.

На шаге 4 необходимо определить синергетический эффект использования АС для управления межфункциональным процессом.

Здесь под внешним потребителем понимается предприятие одного из промежуточных выходов продукции НГО в цепочке «Добыча - Подготовка- Переработка - Распределение по терминалам – Коммерческий потребитель».

В процессе проектирования ИКСУ в данном пособии рассматриваются две цели интегрированного автоматизированного управления деятельностью предприятия:

1. Разработка ИКСУ, обеспечивающую синергетический эффект за счет повышения эффективности управления цехом нефтегазового предприятия посредством комплексного использования автоматизации технологического и производственного процессов. Как правило, под эффективностью такого управления подразумевается достижение повышенных показателей деятельности с одновременным соблюдением всех нормативов и сроков и непрерывное повышение качества.

2. Разработка ИКСУ, обеспечивающую синергетический эффект повышения безопасности технологического процесса за счет комплексного использования информации систем противоаварийной защиты, пожарной сигнализации и диагностики состояния технологического оборудования.

Для достижения целей оперативного информирования производственных служб предприятия, для оперативного учета продукции цеха предприятия и затрат предлагается использовать ИСПУ. Вариантом решения задачи интеграции является объединение систем АСУПД, (САD,САЕ,САSЕ), АС ТОиР и АСКУЭ. Формирование единой меж-

функциональной связи этих систем повышает информированность исполнительных служб, что в свою очередь ведет к повышению эффективности их работы. Критерием выбора межфункционального процесса оперативного учета продукции цеха как объекта автоматизации является то, что:

«Выход процесса поставляется внутреннему потребителю» и:

а) существует активное взаимодействие ключевой АС – АСУПД, управляющей процессом, с другими АС (АСТОиР, АСКУЭ);

б) для получения выхода с заданной результативностью ключевому процессу необходимы информация и ресурсы по управлению, которые полностью не могут быть произведены средствами АС (АСУПД), отвечающей за управление этим процессом, и, следовательно, они должны поставляться из других АС».

Синергетическим эффектом в результате внедрения ИКСУ является повышение результативности и эффективности производственного процесса.

Наличие общих проектных решений (CAD, CAE, CASE), АСУПД, АСТОиР и АСКУЭ позволяет считать, что объективные возможности для их интеграции имеются. Благодаря существующим единым сетевым протоколам и современным информационным технологиям есть все необходимые предпосылки для успешного решения задачи их интеграции.

Для достижения цели усиления безопасности технологического процесса предлагается использовать в SCADA-системе (на пульте диспетчерского управления) информацию ПАЗ, АСПС, АСКУЭ и АС ТОиР. Связь между этими АС повышает информированность работников предприятия и общую безопасность технологических процессов. Критерием выбора межфункционального процесса обеспечения технологической безопасности как объекта автоматизации является то, что:

«Выход процесса поставляется внутреннему потребителю» и:

а) существует активное взаимодействие АС (АС диспетчерского управления), управляющей процессом, с другими АС;

б) для получения выхода с заданной результативностью «процессу необходимы информация и ресурсы по управлению, которые полностью не могут быть произведены средствами АС, отвечающей за управление этим процессом (АСУТП), и, следовательно, они должны поставляться из других АС».

Синергетическим эффектом в результате внедрения ИКСУ является повышение безопасности технологического процесса.

Повышение безопасности достигается не простым установлением физической связи АС между собой, а их объединение с учетом выполнения нормативов защиты отдельных систем безопасности от негативного влияния такой связи на их системную функциональность. Существует несколько концептуальных путей решения этой задачи:

1. Формирование специальной физической связи систем безопасности с АСУТП. Это решение приемлемо для объектов всех категорий пожаро- и взрыво-опасности, поскольку оно не затрагивает снижение функций защиты. Однако использование этого метода носит скорее исключительный, чем регулярный характер.

2. Формирование системной организации автоматизированной защиты, работающей по принципу «только чтение» данных из различных систем безопасности. Это гарантирует, что функции защиты не будут нарушены, нет риска модификации или разрушения данных систем защиты.

3. Формирование специальной внешней связи типа «чтение-запись» с защитой от несанкционированного воздействия на функции защиты. Это достигается, но не ограничивается следующими действиями:

1. Ограничением временного окна для доступа к записи.
2. Использованием программного ключа идентификации доступа для записи.
3. Обеспечением независимости логических контуров защиты от воздействия данных АСУТП.

Контрольные вопросы

1. За счет чего возникает синергетический эффект в интегрированных системах автоматизированного управления?
2. Что представляет собой интегрированная компьютерная система управления?
3. Чем отличаются вертикальная интеграция АС от горизонтальной?
4. С какими постоянных времени оперируют системы управления объектов автоматизации уровней АСУ ТП, MES и ERP?
5. Что такое сквозной (межфункциональный) процесс в интегрированной системе управления деятельностью предприятия?

1.2. Выбор архитектуры ИКСУ

Концептуальное проектирование ИКСУ связано с анализом позитивности эффекта интеграции информации о производственно технологической деятельности предприятия и выбором соответствующей архитектуры.

Анализ развития информационных технологий в производственных задачах показывает, что основной тенденцией автоматизации производства является все более полный охват ими всех стадий жизненного цикла (ЖЦ) производства и это требует создания интегрированной информационной среды, интегрированной системы автоматизированного управления производственными процессами.

Данный подход характеризуется следующими принципиальными особенностями:

- в отличие от компьютерной автоматизации отдельных процессов в ИСПУ решаются задачи информационной интеграции всех процессов ЖЦ;
- решаемые задачи могут выходить за границы отдельного предприятия, участники информационного взаимодействия могут быть территориально удалены друг от друга, располагаться в разных городах и даже странах;
- основной средой передачи данных является внутренняя сеть предприятия Интранет и глобальная сеть Интернет.

Впервые работы по созданию интегрированных компьютерных систем управления, поддерживающих логистику предприятия, были начаты в 80-х годах. Доказав свою эффективность, концепция последовательно совершенствовалась, дополнялась и, сохранив начальную аббревиатуру (CALS), получила более широкую трактовку: Continuous Acquisition and Life cycle Support – непрерывная информационная поддержка жизненного цикла продукции [19].

Первая часть аббревиатуры CALS – Continuous Acquisition [Support] (непрерывный сбор данных) означает непрерывность сбора информации о продукции в ходе удовлетворения потребностей клиента, формирования заказа, процесса проектирования и изготовления и т.д. Вторая часть – Life Cycle Support (поддержка ЖЦ изделия) – означает системность подхода к информационному управлению всеми процессами ЖЦ продукции, и в нефтегазовой отрасли в первую очередь, процессов аварийной защиты, эксплуатации, обслуживания, ремонта и утилизации. Более подробно развитие концепции CALS рассмотрено в [19]. Основой построения таких систем могут служить рекомендации

стандарта ИСО 15288 и руководства по его применению ИСО 19760-2003.

Стандарт ISO/IEC 15288:2002 «Системная инженерия. Процессы жизненного цикла систем» (ГОСТ Р ИСО/МЭК 15288) задает единую структуру для установления и развития связей и кооперации между сторонами, создающими и использующими современные информационные системы и управляющими ими в целях совместной согласованной работы. Такая структура обеспечивает основы для моделирования и реализации общих процессов, составляющих ЖЦ систем, предоставляя возможность для их оценки и совершенствования, и охватывает все концепции и идеи, имеющие отношение к системам автоматизации, начиная от замысла и вплоть до момента снятия их с эксплуатации. Процессы ЖЦ, задаваемые стандартом, могут использоваться однократно, многократно или рекурсивно, как по отношению к системе ИСПУ в целом, так и к любым ее элементам, применяться для систем единичного и массового производства, адаптируемых к требованиям заказчика.

В стандарте, по существу, сформирован новый взгляд на системы и их проектирование, который отличается тем, что:

- понятие системы обобщено практически на любой объект, созданный человеком. Системы рассматриваются как результат воплощения человеческого замысла, связанного с необходимостью получения продукции и/или услуг;
- для противодействия растущей сложности систем предлагается использовать единый комплексный подход к их созданию и формированию процессов ЖЦ любого масштаба, сложности и уровня;
- область действий и процессов, относящихся к ЖЦ систем, существенно расширена, в нее включены как бизнес-процессы, так технические процессы, рассматриваемые в неразрывной связи друг с другом;
- система рассматривается как объект, который может меняться в ходе реализации процессов ЖЦ.

В последнее время все большее распространение в мире приобретает разработанная фирмой IBM стратегия управления жизненным циклом продукцией (деятельностью предприятия) PLM (Product Lifecycle Management).

Концепция PLM предполагает, что создается единая информационная (цифровая) база, описывающая три краеугольных компонента: продукция-процессы-ресурсы и взаимосвязи между ними. Наличие такой объединенной модели обеспечивает возможность быстро, эффек-

тивно увязывать управление этими компонентами, оптимизируя решение в соответствии с установленными требованиями бизнеса.

Технология PLM позволяет за счет комплексных внедрений и реформирования производства непрерывно «CALS-сопровождать» продукцию, в частности, производство энергоносителей нефтегазовой отрасли. Эта система делает доступной информацию о продукции на любой ее стадии для всех подразделений, как отдельного предприятия, так и компании в целом, поставщиков, партнеров, а также заказчиков и клиентов. В результате возрастает эффективность процесса добычи, транспортирования и хранения энергоносителей, существенно упрощается использование информации о продукции, соответственно повышается скорость и качество принимаемых на всех этапах производства решений, уровень работы с поставщиками и обслуживания клиентов.

Чтобы получить все выше перечисленные преимущества на каждом предприятии НГО, необходима разработка интегрированной компьютерной системы управления его бизнес-деятельностью. И в этом смысле проектирование ИСПУ становится частью современной архитектуры предприятия, общего системно-технического проекта эффективного управления производственной деятельностью [1].

Архитектура ИСПУ — это наиболее абстрактное представление системы автоматизированного управления предприятия. Это эталонная модель, которая включает в себя идеализированные модели интерфейсного взаимодействия компонентов интегрированной системы, а также модели их функционального взаимодействий, которые обеспечивают решение задачи интегрированной автоматизации на концептуальном уровне описания программно-технических средств. Установленная требованиями архитектура описывает концепцию интеграции автоматизированных систем и предоставляет достаточно свободы для выбора конкретных структурных решений ИСПУ.

Правильно спроектированная архитектура допускает множество проектных реализаций ИСПУ путем выбора различных компонентов архитектуры и методов взаимодействия между ними.

Элементами архитектуры являются структура и модели (абстракции) полевого и диспетчерского уровней ИКСУ, ПЛК, средств проектирования, баз данных, процессного управления и человеко-машинных интерфейсов.

Архитектуру ИСПУ создает системный разработчик проекта (архитектор). Основным требованием к архитектору является знание предметной области (принципов функционирования предприятия, возможностей современных ИТ-технологий) и знание технических ха-

ра характеристик аппаратных и программных средств, используемых для построения системы.

При построении архитектуры должны быть заложены следующие свойства будущей ИСПУ:

- слабая связанность элементов архитектуры между собой (т.е. декомпозицию системы на части следует производить так, чтобы поток информации через связи был минимален и через них не замыкались жесткие контуры автоматического регулирования);
- тестируемость (возможность установления факта правильного функционирования);
- ремонтпригодность (возможность восстановления работоспособности за минимальное время при экономически оправданной стоимости ремонта);
- надежность (например, путем резервирования компонентов системы);
- простота обслуживания и эксплуатации (минимальные требования к квалификации и дополнительному обучению эксплуатирующего персонала);
- безопасность (соответствие требованиям промышленной безопасности и технике безопасности);
- защищенность системы от вандалов и неквалифицированных пользователей;
- экономичность (экономическая эффективность в процессе функционирования);
- модифицируемость (возможность перенастройки для работы с другими технологическими процессами);
- функциональная расширяемость (возможность ввода в систему дополнительных функциональных возможностей, не предусмотренных в техническом задании);
- наращиваемость (возможность увеличения размера автоматизированной системы при увеличении размера объекта автоматизации);
- открытость;
- максимальная длительность жизненного цикла системы без существенного морального старения, достигаемая путем периодического обновления аппаратных и программных компонентов, а также путем выбора долгоживущих промышленных стандартов.

Архитектура системы может быть различной в зависимости от решаемой задачи автоматизации. Такими задачами могут быть:

- непрерывный мониторинг (продолжительные измерение и контроль с архивированием полученной информации);

- автоматическое управление (в системе с обратной связью или без нее);
- автоматизированное диспетчерское управление (управление с помощью человека-диспетчера, который взаимодействует с системой через человеко-машинный интерфейс);
- интегрированное управление деятельностью предприятия;
- обеспечение технологической безопасности.

Стандарт ГОСТ Р ИСО 15704-2008, устанавливающий требования к архитектуре ИКСУ, был разработан рабочей группой по архитектуре, связям на предприятии и его интеграции, и нацелен на решение трех задач: обеспечение условий рутинного функционирования предприятия, возможность его реструктуризации и непрерывной самоорганизации и эволюции. В основе этого ГОСТ лежит подход, отличающийся от «обычных» стандартов и методик ИТ-специалистов, так как в центре его внимания постоянно находится именно предприятие как комплексный объект управления. Стандарт ориентирован как на людей, так и на технологии (базовые и вспомогательные) и фиксирует необходимость комплексного подхода при проектировании интегрированной информационной системы.

Фундаментальным принципом любой самоорганизации и эволюции служит возникновение нового порядка и усложнение благодаря притоку энергии (в частности, в случае ИСПУ информационной энергии) извне (например, из международного рынка компьютерных систем). Непрерывная самоорганизация и эволюция, имеющая своим исходом образование нового порядка, в частности, в деятельности предприятия, может произойти лишь при использовании систем управления достаточного уровня сложности, обладающих определённым количеством взаимодействующих между собой элементов, имеющих некоторые критические параметры связи и относительно высокие возможности для собственной изменчивости. В противном случае эффекты от синергетического взаимодействия будут недостаточны для появления коллективного поведения элементов системы и тем самым для возникновения самоорганизации. ИКСУ должна быть сложной, состоящей из множества АС и связей между ними. Недостаточно структурно-сложные системы не способны ни к самоорганизации, ни, тем более, к развитию и при получении извне чрезмерного количества информационной энергии (например, новых информационных технологий) теряют свою структуру и необратимо разрушаются. Следует отметить, что структурная сложность систем автоматизации как производственных, так и технологических процессов в нефтегазовой отрасли быстро растёт.

Еще одним системным требованием синергетики является открытость системы управления деятельностью предприятия (в частности, для непрерывного ее совершенствования). Закрытая система в соответствии с законами термодинамики должна в конечном итоге прийти к состоянию с максимальной энтропией и прекратить свою эволюцию.

С другой стороны, системная реализация возможности изменчивости в такой архитектуре не должна приводить к хаосу, вызванному внутренней неуправляемостью. Поэтому необходимо сформировать для архитектуры ИСПУ ограничения в виде набора стандартов.

Основным приемом построения открытой архитектуры ИКСУ служит построение функционального стандарта автоматизированного предприятия, его ИТ-профиля.

Профиль стандартов – это «совокупность нескольких базовых стандартов (и других нормативных документов) с четко определенными и гармонизированными подмножествами обязательных и факультативных возможностей, предназначенная для реализации заданной функции или группы функций».

ИТ-профиль – это согласованный набор базовых стандартов, предназначенный для решения задачи информационного управления предприятием. Его построение позволяет проектировать и развивать ИСПУ на всем его жизненном цикле наиболее экономичным образом. Если все программно-аппаратные средства, поставляемые различными производителями, будут соответствовать профилю, то они будут работать в единой среде, где будет обеспечена переносимость приложений, взаимодействие и функциональная расширяемость.

Для корректного применения *описание профилей стандартов должно содержать:*

- определение целей, которых хотелось бы достичь, применяя данный профиль;
- перечисление функций продукта или процесса стандартизации, определяемого данным профилем;
- формализованные сценарии применения базовых стандартов и спецификаций, включенных в данный профиль;
- перечень требований к системе или к её компонентам, которые определяют соответствие профиля требованиям к тестированию соответствия;
- перечисление набора стандартов и других документов, которые составляют профиль, с точным указанием используемых положений, редакций и ограничений, способных оказать влияние на до-

стижение корректного взаимодействия объектов стандартизации при использовании данного профиля;

- информационные ссылки на спецификации тестов проверки соответствия профилю».

Международные требования ИКСУ описаны в стандартах: S-88, MES, S 95, OPC, ODBC, SQL, CALS, PLM, PlantWeb, BACtalk и др.

Выбор профиля стандартов на подготовительной стадии проекта обеспечивает четкое понимание того, как они могут уменьшить риск и помочь в принятии решений. Это может быть представлено в форме семинара, проводимого профессионалом в области данных и программного обеспечения. Проектная группа должна определить, какие требуются данные, кем и в какой форме. Подробные обсуждения последствий потери установленного обмена данными приведет к определению ценности ПО для бизнеса.

Стандарт S88 (IEC 61512) направлен на увеличение гибкости и прозрачности оборудования и программного обеспечения при периодической смене вида выпускаемой продукции. Он «обслуживает» так называемые batch-процессы (партионные, рецептурные, например, нефтехимические много-продукционные процессы переработки, много-насосные станции перекачки нефти) и устанавливает рекомендации по решению задач, связанных с управлением оборудованием, безопасностью, производственными рисками и контролем производственных операций.

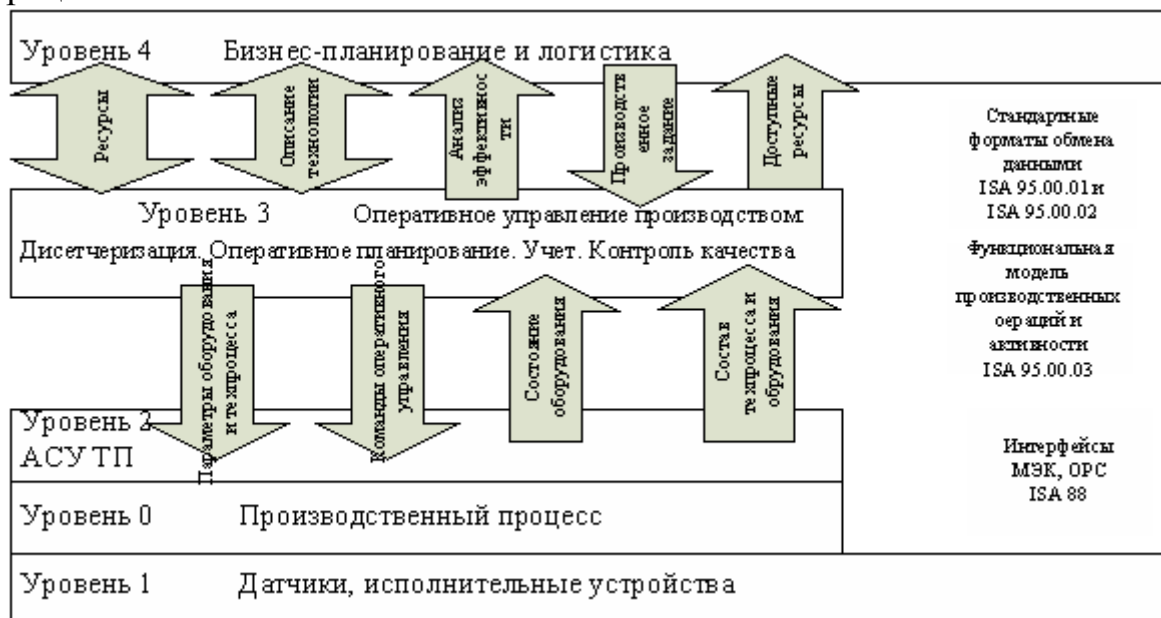


Рис. 1.3. Иерархическая модель управления согласно ISA 95

Batch- процесс определяется как «процесс выпуска конечного количества продукции на основе обработки конечного количества входных материалов в соответствии с указанной рецептурой на одной или более единицах оборудования». В отличие от непрерывного производства, batch-процессы основаны на использовании ограниченного количества материала для выпуска партий продукции.

Стандарт S-95, ANSI/ISA-95.00.01-2000, Enterprise-Control System Integration, IEC 62264-1:2003 (ГОСТ Р МЭК 62264-1-2010, Интеграция системы управления предприятием. Часть 1. Модели и терминология) отвечает за решение задач операционного менеджмента средствами информационных систем. Он определяет интерфейсы между бизнес-функциями и производственными операциями и служит для интегрирования традиционных систем управления ERP, MES и DCS (АСУТП). Стандарт описывает современную модель производственных операций, получившую развитие в системах для исполнения производственной деятельности (рис. 1.3), и содержит примеры документов отчетности и аналитических зависимостей, используемых для оценки эффективности производства. Особенности стандарта являются детальное описание предметной области цеховых информационных систем в виде диаграмм UML (их можно заменить IDEF- диаграммами), описание операционной модели, а также спецификаций основных трансфертных объектов, используемых в интерфейсах интеграции внутрицеховых приложений.

В первой части ISA-95.00.01 рассматривается многоуровневая модель обмена информацией в ИКСУ и связи между функциями бизнес-планирования и логистики (уровень 4) и производственными подразделениями (уровень 3).

Вторая часть стандарта (ГОСТ Р МЭК 62264-2-2010 Интеграция систем управления предприятием. Часть 2. Атрибуты объектных моделей) определяет форматы обмена данными через эти связи в соответствии со схемой взаимодействия (Business to Manufacturing Markup Language). В этой части стандарта определены форматы документов для обмена информацией по оборудованию, материалам, персоналу, материалоемкости продукции, технологии изготовления, производственным заданиям и эффективности техпроцессов.

Третья часть ISA-95 (ГОСТ Р МЭК 62264-3-2012 Интеграция систем управления предприятием. Часть 3. Рабочая модель управления технологическими операциями) описывает модели и действия, характерные для уровня управления производством (уровень 3), которые обычно поддерживаются системами:

- исполнения производственной деятельности — MES;

- лабораторного контроля качества — LIMS (Laboratory Information Management System);
- автоматизированного управления активами предприятия EAM (Enterprise Asset Management), поддерживающими весь жизненный цикл оборудования.

ISA-95.00.03 также расширяет дополнительными функциями термин MES до современного уровня его понимания ассоциацией MESA (Manufacturing Execution Enterprise Solutions Association), добавляя новые модели движения производственных запасов, управления техобслуживанием, лабораторных анализов качества и др.

Эта модель управления не определяет приложения, поддерживающие рассматриваемые функции, а описывает различные задачи и их взаимосвязи. Такой подход считается общепринятым для позиционирования архитектурных решений ИКСУ.

Модель производства приводится в действие планами производства (составляемыми на уровне бизнес-систем при взаимодействии с клиентами и поставщиками), которые затем спускаются на производство, где по этим планам составляются детальные графики производства, содержащие рабочие производственные задания, определяющие по времени действия и события, возникающие при их выполнении. Часть информации, поступающей ниже на уровень 2, определяется стандартами ISA-88, OMAC, OPC, Fieldbus и др.

Модели деятельности при управлении производственными процессами рассматриваются в ISA-95.00.04.

Пятая часть стандарта (ГОСТ Р МЭК 62264-5-2012 "Интеграция систем управления предприятием. Часть 5. Операции "бизнес-производство") посвящена транзакциям между бизнес-приложениями и производством. Транзакцией (например, согласно модели стандарта ANSI/ISO) называется последовательность операций, производимых над базами данных приложений и производства, которые переводят их из одного непротиворечивого (согласованного) состояния в другое непротиворечивое (согласованное) состояние. Важным при этом является логическая завершенность такого перевода данных.

MES – это исполнительная система производства. Системы такого класса решают задачи синхронизации, координируют, анализируют и оптимизируют выпуск продукции в рамках какого-либо производства и обеспечивают:

- 1) активацию производственных мощностей;
- 2) отслеживание производственных мощностей;

- 3) сбор информации, связанной с производством, от систем автоматизации производственного процесса, сенсоров, персонала, программных систем;
- 4) отслеживание и контроль параметров качества;
- 5) информирование персонала и оборудования информацией, необходимой для процесса производства;
- 6) установление связей между персоналом и оборудованием в рамках производства;
- 7) установление связей между производством и поставщиками, потребителями, инженерным отделом, отделом продаж и менеджментом;
- 8) реагирование на требования по номенклатуре производства, изменение компонентов, сырья и полуфабрикатов, применяемых в процессе производства, изменение спецификации продуктов, доступность персонала и производственных мощностей.

MES в нефтегазовой промышленности можно определить как информационную систему, поддерживающую выполнение всех функциональных задач по планированию, контролю, учету и анализу всего производственного процесса на всех его этапах и направленную на достижение максимального экономического эффекта от производственной деятельности нефтегазового предприятия.

CALS-стандарты – это архитектурная поддержка сбора данных в течение жизненного цикла продукции. Она обеспечивает единообразные способы управления процессами и взаимодействия всех участников этого цикла: заказчиков продукции, поставщиков/производителей продукции, эксплуатационного и ремонтного персонала. На предприятии CALS реализуется в соответствии с требованиями системы международных стандартов, регламентирующих правил указанного взаимодействия преимущественно посредством электронного обмена данными.

PLM-стандарты – это стандартные решения, которые обеспечивают предприятию успешное внедрение CALS инноваций в разработку и производство конкурентоспособной продукции низкой стоимости, – это стратегический бизнес-подход, который применяет согласованный набор бизнес-решений по поддержке коллективного процесса разработки, управления, передачи и использования информации о продукции от концепции до ее утилизации.

Вариантов технической реализации и конкретных программных средств, предлагаемых различными производителями в рамках CALS-системной интеграции, достаточно много, однако в целом облик программно-технической структуры системной интеграции практически приближается к некоторой унифицированной форме в виде продуктов

ведущих мировых системных интеграторов для промышленных предприятий, например, Total Plant Solution (Honeywell).

По существу, эти решения представляют собой переход к архитектурным решениям CALS-технологии, основой которых являются следующие базовые принципы:

- прикладные программные средства должны быть отделены от данных;
- структуры данных и интерфейсы доступа к ним должны быть стандартизованы;
- данные о продукции, процессах и ресурсах не должны дублироваться.

В результате такой стандартизации число ошибок минимизируется и тем самым обеспечивается полнота и целостность информации.

При этом предполагается, что единый центр оперативного управления, оснащенный автоматизированной системой диспетчерского управления, должен осуществлять решение таких задач, как:

- оперативный мониторинг производственного и технологического процессов, осуществляемый в реальном масштабе времени;
- получение и обработка технологических, производственной информации и указаний (заданий) от верхнего (стратегического) звена управления предприятием;
- оперативное корректирующее управление материальными и энергетическими потоками в соответствии с изменениями производственной ситуации и указаниями вышестоящего уровня управления;
- оперативное корректирующее управление запасами и производственными ресурсами;
- мониторинг и управление качеством производства;
- контроль и, при необходимости, корректирующее воздействие по управлению отдельными, наиболее важными технологическими установками (рабочими центрами);
- прогностический анализ возникновения сбоев, отказов и аварийных ситуаций и формирование демпфирующих корректирующих управлений;
- автоматизированное накопление и хранение производственного опыта в информационном хранилище и т.п.

Использование баз данных, в том числе на сервере SQL в качестве буфера между АСКУЭ, АСТОиР с одной стороны и АСУПД с другой, позволяет обеспечивать оперативный обмен данными между этими системами. Причем БД являются в этом случае основой функционирования, как самих подсистем, так и средством, используемым для хранения функциональных данных.

Стандартный язык разметки для передачи информации о технологическом процессе добычи (WITSML) позволяет эффективно обмениваться информацией о добыче с центральным офисом компании. Преимущества использования стандартизованного подхода для обмена информацией являются интуитивными для большинства инженеров-и руководителей и обычно характеризуются следующими показателями:

Стандартный язык WITSML позволяет повысить отдачу от инвестиций в высокотехнологические области и открывает новые возможности автоматизации для нефтегазовых компаний и оптимизации.

Стандартный язык снижает затраты на обмен информацией между программными приложениями внутри компании-разработчика и между компаниями-разработчиками, совместными предприятиями, партнерами, подрядчиками и контролирующими органами.

Стандартный язык снижает затраты на замену или замещение программного обеспечения, что в результате совершенствует функциональные возможности ИСПУ.

С его помощью осуществляется информационный обмен в режиме реального времени, и автоматически происходит передача данных в приложения по геологии и геофизике.

Основой нормативного регулирования (комплексирования стандартов) в области автоматизированных систем безопасности (в частности, ПАЗ, АСКУЗ и АСПС, security-системы) являются Конституция Российской Федерации, общепризнанные принципы и нормы международного права, международные договоры Российской Федерации, Федеральный закон "О техническом регулировании", Федеральные законы и нормативные правовые акты Российской Федерации, регулирующие вопросы обеспечения аварийной и пожарной безопасности объектов (производства) нефтегазовой отрасли.

С наступлением "цифровой эры" в системах автоматизации технологической безопасности стали использовать те же компоненты, что и в IT-системах – серверы, сети, IP-протоколы для передачи информации и т. д. Требования, которые предъявляются теперь к этим системам, стали во многом схожи с требованиями, предъявляемыми ранее к IT-системам. Например, это возможность удаленного доступа и централизованного мониторинга предаварийного и аварийного состояния технологического процесса. Кроме того, с началом передачи производственной информации по локальным и глобальным сетям, к security-системам стали предъявляться соответствующие требования по защите информации и безопасности АСУТП, так как компьютерная сеть стала точкой входа, через которую может быть нарушена как физическая, так и информационная безопасность предприятия.

В настоящее время выбором конкретной системы безопасности при ее внедрении на предприятии занимаются не только специалисты служб безопасности, но сотрудники ИТ-сферы и АСУТП. При этом немаловажно, чтобы выбираемое ПО соответствовало бы требованиям предприятия и корпоративным стандартам. Таким образом, современная интегрированная программная платформа для системы безопасности должна не только обеспечивать стандартный алгоритм управления всеми подсистемами, но и должна быть готова "жить" в рамках уже существующей ИТ-структуры, используя ее серверы и линии передачи. В этом случае она сможет дать в современных условиях все преимущества в установке, обслуживании и развитии, которые отличают интегрированную систему.

На рынке систем безопасности практически нет стандартов, позволяющих осуществлять обмен данными между оборудованием разных производителей. Основное внимание стандартных протоколов систем безопасности уделено уровню информационных считывателей (ABA, Wiegand), уровням интегрированной безопасности SIL, а не взаимодействию между устройствами систем безопасности и уровнем диспетчерского управления. Это связано с политикой производителей в области систем безопасности, которые настаивают на том, что закрытые протоколы, скрытие интерфейсов обеспечивают больший уровень безопасности технологического процесса. Тем не менее, международный подготовительный комитет автоматизации безопасности рекомендует в качестве основного норматива компьютерной интеграции управления производственной инфраструктурой стандарт ВАСnet.

ВАСnet – это независимый стандарт протокола передачи данных для сетей управления и автоматизации зданий (Building Automation and Control networks). Его официальное наименование ANSI/ASHRAE Standard 135-1995 (ISO 16484-5). При его разработке преследовалась цель стандартизировать связь между устройствами автоматизации сооружений (в том числе устройств их безопасности и корпоративного учета энергии) от различных производителей (позволив им обращаться к взаимным данным). Это обеспечивает необходимую открытость систем безопасности в ИКСУ.

И ПАЗ, и АСПС, и АСКУЗ без проблем могут использовать ВАСnet-стандарт, так как системы, построенные на его основе, могут предоставлять диспетчерскому уровню критически важные данные *только в режиме для чтения*. Охранные приемно-контрольные панели при этом сами принимают решения в соответствии с заложенными в них алгоритмами и, как правило, не нуждаются в постоянной централизованной перенастройке и программировании.

Контрольные вопросы

1. Какие концептуальные решения кладутся в основу ИКСУ?
2. Чем отличается архитектура автоматизированной системы от ее структуры?
3. В чем особенность информационных технологий, используемых при автоматизации производства НГО?
4. Какие требования к архитектуре промышленных автоматизированных систем устанавливает стандарт ГОСТ Р ИСО 15704-2008?
5. Что представляет собой профиль ИКСУ?

1.3. Выбор программных средств АС, поддерживающих профиль архитектуры ИСПУ

Выбранные программные средства ИКСУ должны обеспечивать:

1. Интегрирование систем управления технологического и производственного назначения в корпоративную информационную сеть предприятия.
2. Визуализацию и динамическое отображение состояния технологических элементов на экране рабочей станции оператора или диспетчера.
3. Визуализацию и динамическое отображение пожарной, токсичной и взрывоопасностей на экране рабочей станции оператора или диспетчера.
4. Визуализацию и динамическое отображение состояния технологического оборудования на экране рабочей станции оператора или диспетчера.
5. Формирование технологические задания для эксплуатационного персонала и контролирование его исполнения.
6. Регистрацию технологических заданий и их исполнение в электронном журнале «Заданий».
7. Предоставление заданий работникам в электронном и бумажном виде.
8. Визуализацию и динамическое отображение учетной информации продукции, ее компонентов, энергии потребления на экране рабочей станции оператора или диспетчера в различных временных масштабах.
9. Дистанционное управление технологическими процессами с автоматизированного рабочего места оператора или диспетчера.
10. Сигнализацию оператору или диспетчеру о предельных и аварийных ситуациях.

11. Автоматическое выполнение технологических и аварийных блокировок и защит.
12. Автоматизированную диагностику технического состояния технологических элементов, объектов управления и средств измерения.
13. Визуальное отображение, автоматическую регистрацию и хранение параметров и событий технологического производственного процессов в электронных журналах, графиках и архивах.
14. Автоматизированное ведение оперативного учета движения нефте- и газо-продуктов, и составление оперативных товарных балансов.
15. Обеспечение возможности удаленного доступа в систему управления для просмотра происходящих процессов, контроля результатов и получения отчетов в соответствии с организационной структурой обеспечение визуализации для рабочего места оператора.

При обосновании выбора ПО ИСПУ учитывается следующее:

1. Обеспечение функциональной полноты ИСПУ.
2. Масштабируемость.
3. Технологичность.
4. Перспективы развития.

Каждый из этих критериев состоит из ряда показателей, на основании которых он и рассчитывается.

Масштабируемость. В наиболее простом случае можно ограничиться функциональной масштабируемостью ПО, т.е. возможностью приобретения или активизации дополнительных модулей, которые не требуются на начальных этапах эксплуатации системы автоматизации, и масштабируемостью его в последующем, т.е. способностью программной среды нормально функционировать и оперативно реагировать на действия специалиста при увеличении количества пользователей, количества обрабатываемых документов, росте объема существующих данных.

Технологичность. Этот критерий характеризуется такими показателями, как уровень интеграции программных средств (использование всеми модулями одной базы данных, однократный ввод данных и т.п.), гибкость применения (возможность автоматического, полуавтоматического и ручного обмена данными с существующими приложениями), открытость системы (возможность модификации функциональности ПО с помощью встроенных или внешних средств разработки, путем изменения исходных кодов функций и процедур, ядра системы, интерфейсных форм, структуры и модели данных и т.п.).

Перспективы развития. В соответствии с этим критерием необходимо выяснить у поставщиков перспективы развития и модификации выбираемого для ИСПУ ПО. Известны случаи, когда проекты по дальнейшей разработке и поддержке программного обеспечения просто прекращались разработчиками и клиенты оставались один-на-один со своими проблемами по развитию проектов автоматизации.

Важным фактором, влияющим на успех проекта, является умение (теоретические знания и опыт) поставщика поддерживать проект по внедрению ПО и управлять этим проектом.

Известны стандартные методики внедрения, но не лишним будет поинтересоваться у поставщика следующими сведениями:

- Наличием в штате менеджеров успешных внедрений ПО.
- Системой принятия решений при выявлении проблем во время выполнения проекта по ИСПУ.

Большое значение имеет качество сопровождения и поддержки поставщиком внедренного ПО. Косвенными показателями уровня качества поддержки могут выступать:

- Наличие у поставщика документально описанной политики по поддержке клиентов.
- Тщательность проработки контракта на сопровождение и техническую поддержку.
- Наличие отдельного подразделения, занимающегося техническим сопровождением.
- Наличие специальных каналов связи (выделенные телефонные номера, адрес электронной почты, сайт, страницы в Интернет, посвященные поддержке).
- Наличие специализированного ПО для автоматизации процесса приема и обработки проблем, возникающих у клиентов.

Выбор ПО часто определяет необходимость использования оборудования одного и того же производителя. Этот наиболее простое проектное решение, но оно имеет некоторые недостатки. Прежде всего, в этом случае предприятию приходится привязываться к конкретной марке оборудования. При расширении системы нужно будет покупать оборудование этого же производителя, а если возникнет необходимость расширить функциональность системы, скорее всего, с новым оборудованием придется просто установить новую программную систему.

Второй недостаток заключается в том, что в случае развития ИСПУ программное обеспечение, способное управлять только специальным оборудованием, не позволит интегрировать все подсистемы в единый

комплекс и получить все преимущества интегрированной системы. А реализация даже части тех функций, которые дает интегрированная платформа, будет стоить намного больших затрат – как трудовых, так и финансовых.

Напротив, изначальная установка открытой интегрированной платформы ПО для управления даже одной системой даст в дальнейшем гибкость развития ИСПУ в целом.

Традиционно сложилось несколько методов интеграции ПО [9]. Наиболее старый, простой и надежный метод интеграции программных систем – коммуникационный. Однако такой способ не всегда достаточно информативен и оправдан. Хотя с помощью такой интеграции возможны как получение, так и передача данных, оперативность обмена информацией в ИСПУ оказывается недостаточной. Этот способ востребован, например, для операций, связанных с односторонней передачей информации, например, информации о безопасности (аварийной или пожарной) и такой метод следует использовать только там, где он позволяет простым способом обеспечить целостность ИСПУ.

Другой метод интеграции — с использованием коммуникационных драйверов и интерфейсов. Интерфейсы и драйверы интегрируют системы путем трансляции информации. Они получают информацию (и не только дискретную) от системы «А» и переводят их на язык системы «Б». С помощью драйверов можно получить более детальную информацию для обмена данными между системами. Однако и такое решение имеет свои недостатки. Для создания и конфигурации драйверов часто необходима координация производителей оборудования от взаимодействующих систем. И если один производитель обновит систему, то коммуникации в последующем могут быть нарушены.

Третьим вариантом является использование единой системной интеграционной платформы, в частности, аппаратно-программной платформы, внедряемой в компании (отрасли). По оценке специалистов за счет рационального использования таких средств интеграции можно сократить расходы предприятия на создание и эксплуатацию прикладного программного обеспечения уровня предприятия примерно на одну треть. Под компонентами (средствами) системной интеграции понимается комбинация процессов, программных средств, стандартов и аппаратуры, благодаря которой обеспечивается «бесшовная» интеграция приложений в пределах одной или нескольких уровней управления в отрасли, позволяющая им функционировать как единой системе. Средства системной интеграции, как правило, охватывают автоматизацию предприятия в целом.

В соответствии с выбранным в предыдущем разделе профилем для задач проектирования ИСПУ на рынке предлагаются различные решения системной интеграции аппаратно- программных средств. Так при выборе стандарта интеграции *S-88* для управления *batch-процессами* нефтегазовой отрасли фирмами Rockwell Software и Siemens предлагаются специальные программные средства ИКСУ, например, RSBizWare™ Batch, Simatic Batch и PCS 7 (2008 г.).

Эти программные системы позволяют:

- разрабатывать эффективные системы управления партионной продукцией, обеспечивая производственную гибкость, независимость технологических условий (рецептуры) от оборудования, реализацию независящего от продукции координационного управления и организованный методологический подход к управлению;
- создавать технические условия (рецептуру) и управлять ими, а также автоматически выполнять их;
- снизить затраты времени на проверку и ввод в эксплуатацию ИКСУ;
- конфигурировать физические и процедурные модели;
- интегрироваться с широким спектром дополнительных программных приложений;
- интегрироваться и обмениваться информацией о партиях продукции и рецептах с корпоративными информационными системами;
- моделировать весь технологический процесс.

В состав, в частности, RSBizWare Batch, входят шесть приложений, а именно:

- редактор Batch Equipment Editor, который позволяет графически описывать реальное оборудование;
- редактор Batch Recipe Editor, который позволяет графически описывать процедуры, необходимые для создания главных рецептов (ТУ);
- оболочка Batch View, которая представляет собой интерфейс оператора, взаимодействующий с сервером Batch Server;
- сервер Batch Server, который выполняет рецепты и координирует коммуникации между компонентами системы управления;
- среда моделирования Batch Simulator, которая позволяет моделировать и проверять рецепты (ТУ) применительно к конкретному оборудованию без связи с физическим процессом;

- архиватор Batch Archiver (по выбору), который передает электронные данные по процессу групповой обработки в любую SQL совместимую базу данных.

Batch-технология фирм поставщиков ПО Rockwell Software и Siemens:

- поддерживает модульность систем автоматизации процессов обработки партий продукции в соответствии со стандартом S88.01;
- создает физическую модель при помощи графического интерфейса редактора Equipment Editor;
- создает рецепты и иерархию процедурной модели при помощи редактора Batch Recipe Editor;
- управляет партионностью и отслеживает технологический процесс при помощи Batch View;
- собирает и размещает производственную информацию в журнале связанных с партиями событий Batch Event Journal;
- тестирует рецепты (ТУ) для различных производственных конфигураций при помощи Batch Simulator.

В соответствии с методологией, изложенной в стандарте S-88, программное обеспечение этого типа позволяет унифицировать используемые технологические процедуры, ускоряет разработку и внедрение производственных процессов.

В соответствии с рекомендованным профилем ИСПУ для решения задач интеграции (стандарты ISA-95 и MES) можно использовать ПО SIMATIC IT и MES Plant Intelligence (Factelligence) соответственно фирм SIEMENS, A&D и Wonderware. MES-система Wonderware Factelligence на сегодня является востребованной системой управления производством на российском рынке. С помощью Wonderware Factelligence на предприятии организуется прослеживаемость продукции, ведется ее партионный учет и электронный документооборот, визуализируются технологические маршруты, реализуется управление качеством продукции, анализируется работа оборудования и персонала, что обеспечивает прозрачность и управляемость производственного процесса.

MES-система Wonderware Factelligence может быть внедрена на предприятии и как отдельная информационная система, и как часть существующей IT-инфраструктуры. Мощные механизмы интеграции позволяют объединить Wonderware Factelligence с одной стороны с АСУ ТП, а с другой стороны – с системами управления ресурсами предприя-

тия (ERP), а также с системами ведения конструкторской документации (CAD).

SIMATIC IT – это продукт для построения систем управления производством от SIEMENS, позволяющий выполнять его комплексное моделирование, точно определять технологические возможности и получать данные с ERP уровня и уровня производства в масштабе реального времени. Это позволяет выполнять более эффективное управление производством и повышать гибкость автоматизированного управления производством.

Применение SIMATIC IT обеспечивает возможность получения целого ряда преимуществ:

- моделированию могут быть подвергнуты даже сложные деловые процессы и структуры производства, которые впоследствии могут быть объединены наиболее эффективным способом;
- процессы моделирования остаются полностью прозрачными и понятными и, самое главное, независимыми от функционирования реальных систем управления;
- моделирование может выполняться в любой точке предприятия: все процессы могут быть стандартизованы и наиболее удачные методы управления могут использоваться в масштабах всего предприятия.
- обеспечивается плавный переход от результатов моделирования к выполнению принятых решений. Это снижает время выполнения проектных работ, предотвращает возможность возникновения ошибок, позволяет документировать все шаги и обеспечивает защиту имеющихся ноу-хау.

Таким образом, SIMATIC IT обеспечивает снижение затрат на построение ИКСУ и защиту сделанных инвестиций.

Российский вариант подобной системы – это программный пакет Фобос, который решает задачи оперативного управления производством дискретного типа, преимущественно позаказного, мелкосерийного или даже единичного.

Для системотехнической интеграции задач, решаемых АС ТОиР, можно использовать ПО корпорации Emerson PlantWeb и Smart Remote Automation.

Архитектура цифровых предприятий PlantWeb создает значительные преимущества для заказчиков: делает предприятия нефтегазовой отрасли безопасней, повышает качество продукции, увеличивает продолжительность работы, уменьшает себестоимость, упрощает соблюдение норм.

Он-лайн мониторинг, диагностика и оповещение о возможных проблемах, осуществляемые ПО PlantWeb, позволяют обнаружить и исправить ситуации, которые могут привести к выходу из строя оборудования или нарушению технологического процесса — до того, как они приведут к аварийным остановам. Эти средства помогают улучшить управление и техническое обслуживание для того, чтобы сократить периоды плановых остановов, сделать их более редкими и ускорить пуск после останова.

Логика PlantWeb, обладающая возможностями прогнозирования, может помочь снизить и предотвратить простои автоматизированной системы управления и технологического оборудования (насосов, двигателей, компрессоров, клапанов и др.).

Ключевыми компонентами цифровой архитектуры предприятия PlantWeb и расширение Smart Remote Automation являются следующие компоненты:

- Smart Digital Control – это система SCADA, которая контролирует сигналы ввода/вывода и выдает соответствующие команды. Система может также получать архивные данные по любым каналам связи.
- Smart Asset Optimization – программный пакет управления активами предприятия (ТОиР). Встроенное в него семейство программ AMS Suite является сердцем прогностического интеллекта. Оно обеспечивает возможность конфигурирования и интерфейс расширенной диагностики измерительных приборов, использующих протокол HART. Пакет содержит все данные о сигналах, такие как теги, имена, месторасположение, калибровочные и конфигурационные данные;
- AMS Suite включает в себя программное обеспечение AMS Device Manager и AMS Asset Portal для управления HART-устройствами;
- ROC Polling Service – это ПО, которое входит в комплект AMS Device Manager и обеспечивает интерфейс между AMS Suite и интеллектуальным контроллером ROC800. Это ПО обладает возможностью конфигурирования ROC800 и ROC Field Server, а также поддерживает обмен данными между ROC800 и AMS Suite Intelligent Device Manager. Благодаря возможности ROC800 извлекать диагностическую информацию и передавать ее на диспетчерский уровень, удастся непрерывно контролировать состояние КИПиА на удаленных площадках нефтегазовых предприятий;

- ROC Field Server используется там, где необходим интерфейс между узкополосной полевой коммуникационной сетью с широкополосной сетью Ethernet.

Существует большой выбор ВАСnet программно-технических средств, обеспечивающих системную интеграцию управления безопасностью предприятия, например ВАСtalk for Windows, VisualLogic, WEBtalk и др. ВАСtalk для Windows осуществляет связь с полевыми устройствами, а также с ВАСnet-совместимыми устройствами любых производителей через сеть Ethernet, через последовательное соединение точка-точка (через модем или нуль-модемный кабель). Характерной особенностью ВАСtalk для Windows является расширенная графическая библиотека, предназначенная для создания интуитивно ясных мнемосхем на рабочем месте оператора. Живая трехмерная анимация и полноцветная графика предоставляют оператору возможности очень простого управления (показ-щелчок) данными в реальном времени. Встроенные изображения, инфраструктурные схемы, технологические схемы специфического оборудования систем – все это можно адаптировать для любой технологической площадки нефтегазовой отрасли.

ВАСtalk для Windows поддерживает полный диапазон функций, включая определенные в ВАСnet расписания, регистраторы трендов (в текстовом и графическом форматах), регистраторы потребления энергии, ограничители потребления энергии, элементы Active X, регистраторы действий работников и операторов, управляющих системой. Поддерживается механизм защиты от несанкционированного доступа пользователей к ресурсам системы управления.

С помощью пакета VisualLogic фирмы "Alerton" разрабатывается алгоритм управления системы ВАСtalk. Данное программное обеспечение имеет полноценную графическую среду на базе MS Visio при выполнении проекта ИКСУ простым перемещением функций из универсальной библиотеки. Одновременно с разработкой программ создается и документация.

В соответствии с рекомендованным для ИКСУ профилем для автоматизации проектирования ИКСУ используются CASE-системы. В их основе лежит *визуальное моделирование* (visual modeling), способ восприятия проблем с помощью зримых абстракций, воспроизводящих понятия и объекты реального мира. Модели служат инструментом анализа проблем, обмена информацией между всеми заинтересованными сторонами (пользователями, специалистами в предметной области, аналитиками, дизайнерами и т.д.), проектирования программных приложений и баз данных, а также подготовки документации. Моделирование способствует более полному усвоению требований, улучшению качества ди-

зайна системы и повышению степени ее управляемости. Стоимость таких систем проектирования, например, ARIS может достигать более 100 000 \$. Однако можно использовать более бюджетно-доступные средства, например, MS Visio или Business Studio.

Одним из широко распространенных программных пакетов PLM-решений является пакет, базирующийся на программных продуктах фирмы Dassault Systems. Этот пакет включает систему проектирования CATIA, подсистемы ENOVIA SmarTeam и DELMIA, реализующие технологию коллективного управления данными PDM (Product Data Management).

Вариантов технической реализации и конкретных средств PLM, предлагаемых различными производителями в рамках системной интеграции, достаточно много. Однако в целом облик программно-технической структуры системной интеграции практически приближается к некоторой унифицированной форме в виде продуктов ведущих мировых системных интеграторов для промышленных предприятий: PLM (Dassault Systems), PI System (OSI Software), Total Plant Solution (Honeywell), FactorySuite (Wonderware), Enterprise Technology Solution (Yokogawa), Mizushima Plant (Mitsubishi Chemical Co), Plant Information Management System (JGC Corporation)).

При использовании этих средств интеграции удается сформировать единое информационное пространство автоматизированных систем.

Контрольные вопросы

1. Какие требования закладывают при выборе ПО ИКСУ?
2. Какие методы интеграции программных средств используются в ИКСУ?
3. В чем особенность выбора программных средств интеграции автоматизированных систем batch- процессов в НГО?
4. В чем особенность выбора программных средств интеграции автоматизированных систем технологического и производственного управления в НГО?
5. В чем особенность выбора программных средств интеграции автоматизированных систем управления проектными процессами в НГО?

1.4. Выбор методологии проектирования АС

Как известно проектирование автоматизированных систем решается как триединая задача: согласованное проектирование АС с проек-

том обустройства объект (САD-системы); проектирование последующей эксплуатации технических средств автоматизированного объекта в части регламентных и ремонтных работ (ЕАМ-системы); проектирование АС с учетом динамических и статических характеристик технологических процессов (SCADA и САЕ-системы).

Зачастую при проектировании объектов обустройства месторождений у инженеров даже на завершающей стадии проекта нет полного представления о создаваемом объекте. Каждый инженер мыслит категориями своего отдела и не видит целостной картины. Исходные данные, передаваемые смежным отделам, содержат много информации полученной в результате расчетов выполненных вручную, из-за чего часто происходят ошибки при вводе и анализе числовой информации, т.к. вмешивается «человеческий фактор».

Поэтому, разработка единой многомерной модели, комплексно учитывающей все части разрабатываемого проекта (генплан, технологические трубопроводы, строительные конструкции, электротехнические эстакады, АС), а также внедрение новых методов автоматизации расчетов и получения проектной документации, является центральной задачей ИСПУ.

На сегодняшний день существует множество различных САD, САЕ, САPP, САМ, МРМ и других систем, использующих в той или иной степени 3D-технологии.

Например, Bentley Autoplant 3D, надстройка над Autocad для решения задач проектирования различных технологических конструкций и систем в трехмерном пространстве с набором различных необходимых функций эффективно решает задачу интеграции проектных решений разработчиков различных разделов проекта. Для моделирования динамики рабочих веществ технологических процессов используются такие популярные продукты, как CFDesign и Flow-3D с функциями математического моделирования процессов гидродинамики и теплообмена в различных течениях жидкостей и газов. Для моделирования динамики автоматического и автоматизированного регулирования используются пакеты Matlab и ПО конвертора автоматных моделей в VISIO в программный код ПЛК. Для выполнения ремонтных и регламентных работ используются ЕАМ-терминалы Infor. С их помощью сотрудники ремонтного подразделения создают заказ-наряды, которые благодаря возможностям инструментальной панели Infor поступают на каждый пользовательский компьютер отдела технического обслуживания.

Рабочий процесс инженера должен выглядеть следующим образом [33]. Из базы данных всех компонентов выбираются необходимые элементы и соединяются вместе; при этом указывается способ соединения.

Каждый инженер выполняет свою часть единого проекта, хранящегося централизованно, и при этом может видеть все изменения других частей в режиме реального времени. При этом на любой стадии проектирования есть возможность провести моделирование работы всей системы в целом.

После того, как 3D модель системы закончена и проведены все необходимые виды моделирования, разработчики приступают к получению сборочных чертежей, спецификаций и любых других документов, необходимых для монтажа, сборки по требованиям тех или иных стандартов. При проведении монтажных и пуско-наладочных работ в любой момент можно обратиться к модели и уточнить ту или иную информацию. После сдачи объекта в эксплуатацию, 3D модель (рис. 1.5) будет активно использоваться для ремонтной поддержки функционирования и технологического обслуживания оборудования, в том числе и АС.

При разработке проектных решений специалистами АС в качестве исходных данных используются как цифровые модели рельефа, так и модели технологических установок и трубопроводов для создания наиболее оптимальных профилей линий верха и низа кабельных конструкций с учетом нормативных требований. В свою очередь полученные профили в совокупности с этими моделями становятся основой заданий для проектирования строительных конструкций эстакады (рис.1.4).

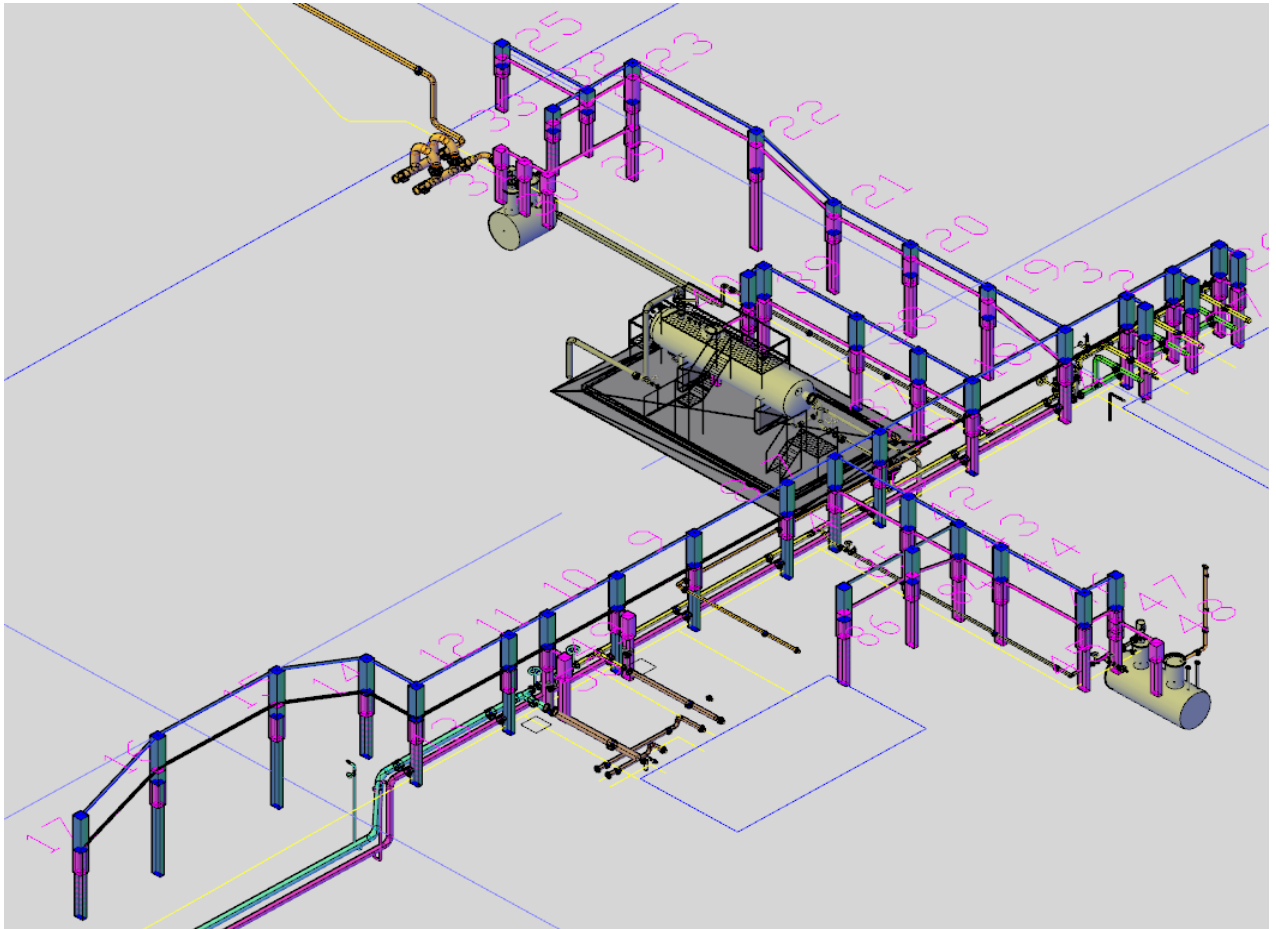


Рис.1.4. Профиль линий кабельных конструкций

При выполнении такой технологии проектирования используют следующий алгоритм выполнения проектов с применением 3D моделирования:

- создание цифровой модели рельефа (ЦМР);
- создание модели технологического оборудования совместно с обвязкой трубопроводных систем с учетом ЦМР;
- создание модели профиля кабельных конструкций с учетом моделей трубопроводов и ЦМР;
- подготовка задания на разработку строительных конструкций;
- выполнение строительных конструкций (опоры эстакады).
- создание модели электротехнической части эстакад (стойки, полки, лотки)

Наиболее трудоемкой и ответственной частью проектирования технологических эстакад является подготовка задания для проектирования строительных конструкций: построение профилей, расчет натуральных и проектных отметок земли под строительные конструкции, расчет нагрузок от трубопроводов и электротехнической эстакады.

Для автоматизации выполнения вышеперечисленных задач используются дополнительные инструменты в применяемых программных комплексах (GeoniCS, AutoPLANT, AutoPipe), с помощью которых в автоматическом режиме осуществляется ввод необходимых данных в единую таблицу, удобную для выполнения работ специалистами строительного отдела.

Таким образом, исключается ручной расчет и достигается высокая точность и скорость подготовки данных для проектирования.

Результатом проделанной работы является единая трехмерная модель технологического процесса, включающая все части разрабатываемого проекта. На ее основе генерируются плоские и изометрические чертежи, спецификации.

Созданная комплексная модель информативна, что дает возможность получить ряд необходимых при строительстве и эксплуатации объекта данных (характеристики трубопроводов, арматуры, оборудования) не выборкой из чертежей и спецификаций, а непосредственно из комплексной модели. Достоверность и наглядность так же являются преимуществами комплексной модели. В модели соблюдены натурная и проектная поверхности рельефа, уклоны трубопроводов. Модель содержит строительные конструкции и электротехнические эстакады в реальных габаритных размерах, т.е. учитываются как геометрические, так и пространственные характеристики будущего объекта строительства.

Методология проектирования на основе единой трехмерной модели проектируемого объекта повышает качество выпускаемой проектно-сметной документации, так как позволяет своевременно выявить коллизии и несоответствия в различных частях проекта, получить достоверные виды и спецификации. Визуализация принятых проектных решений, позволяет комплексно оценить конечный результат. Кроме того, уменьшение «человеческого фактора» при выдаче-приеме числовой и графической информации инженерами смежных отделов повышает эффективность труда проектировщика.

В процессе выполнения проектных работ, параллельно с созданием комплексной 3D модели объекта строительства разрабатывается немаловажная часть проекта: план организации строительства. В рамках этого направления выполняются такие виды работ, как:

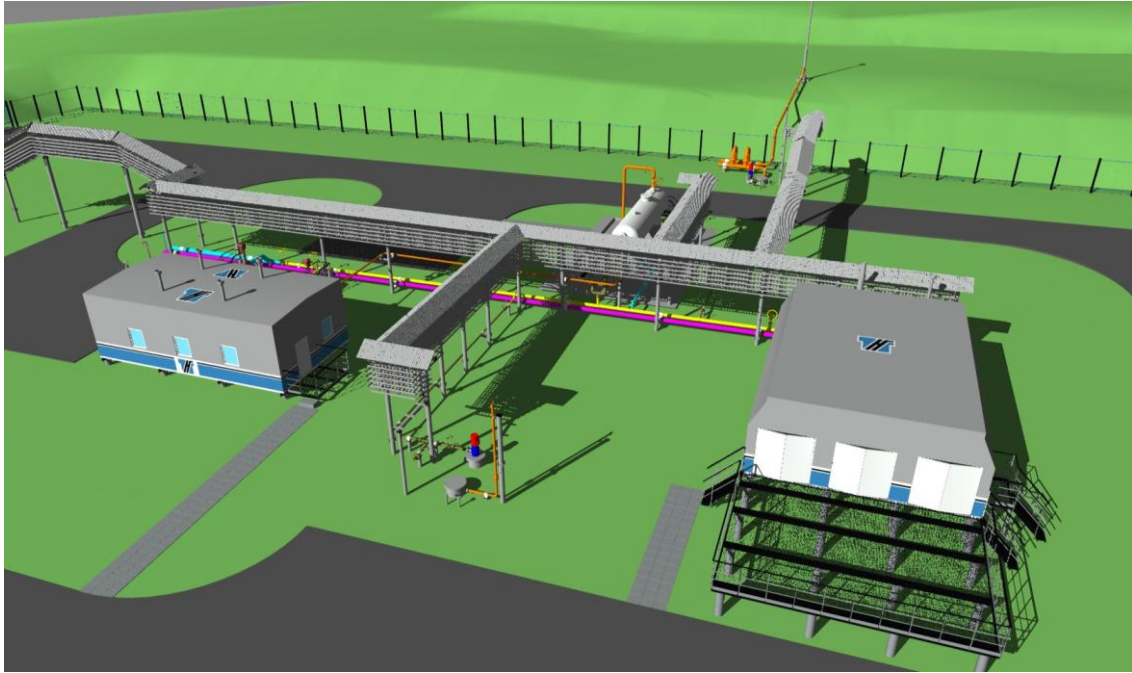


Рис.1.5. Единая трехмерная модель объекта обустройства

- формирование графика проведения строительно-монтажных работ;
- определение местоположения, сроков возведения и демонтажа временных сооружений и складов;
- определение маршрутов движения крупногабаритной техники (подъемные краны, бульдозеры, грузовые платформы и пр.) для осуществления подвоза необходимого оборудования, материалов и его монтажа на строительной площадке.

Все это определяет, как общую последовательность и длительность строительства, так и возможность параллельного и/или последовательного выполнения тех или иных этапов.

Подобное планирование базируется на представлении большого объема данных в табличной форме и характеризуется наличием большого числа взаимосвязей между различными элементами плана [29].

Чем более детально прорабатывается план, тем больший объем данных и взаимосвязей между различными этапами строительства необходимо учесть. Это ведет к увеличению риска возникновения коллизий по времени выполнения этапов строительства и, как следствие, к увеличению риска неправильной оценки сроков поставки материалов, времени монтажа и пуско-наладки объектов строительства.

Одним из способов повышения надежности планирования календарных этапов строительства является связывание комплексной 3D модели объекта проектирования и календарного графика проведения

строительно-монтажных работ (рис 1.6). Такое связывание позволяет реализовывать технологию 4D проектирования. В настоящее время на рынке ПО представлен ряд программных продуктов, позволяющих выполнить такую привязку. Исходными данными, необходимые для реализации идеи 4D моделирования, являются 3D модель, содержащая спецификацию на все её элементы, а также разработанный график производства работ.

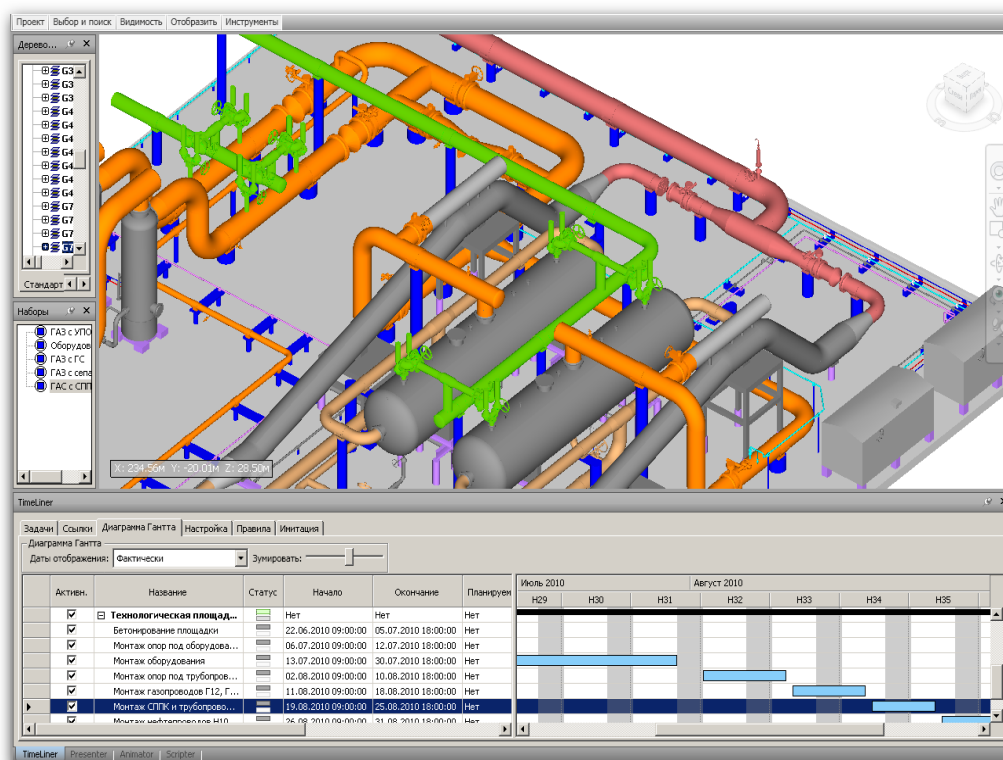


Рис. 1.6. Связь 3D модели и графика строительства

На основе 4D модели можно проводить визуальную оценку совместимости проводимых операций над объектами 3D модели: геометрия модели связывается со временем возведения или сноса соответствующих объектов. Это дает возможность проверять, технологичность и сходимость плана строительства. Таким образом, 4D модель проектируемого объекта позволяет выполнять пространственно-временную координацию этапов строительства, оптимизируя процессы планирования строительной площадки и хода производимых на ней работ.

Перспективным направлением может стать использование 4D модели в процессе управления строительством нефтегазовых технологических объектов. Такая технология выполнения проектных работ позволяет непрерывно контролировать отклонения от строительного

графика и осуществлять тем самым оперативное управление устранением отклонений.

Таким образом, формируется новый механизм управления всем комплексом работ по обустройству и пуску объектов нефтегазовой отрасли.

Технология 4D проектирования позволяет проводить детальное планирование всех работ, определять необходимое количество человеческих ресурсов и механизмов, назначать движение финансовых средств, формировать наряды бригадам на определенный период (недельно-суточные и т.д.), отслеживать ход выполнения работ, фиксировать изменения в графике работ, оперативно принимать корректирующие и превентивные мероприятия с целью сдачи объекта в срок с минимальными издержками.

Контрольные вопросы

1. Какие задачи решаются при интегрированном управлении проектной деятельностью в НГО?
2. Какие особенности методологии работы с 3D проектной технической документацией?
3. Какие исходные данные необходимы при выполнении проектов обустройства?
4. Что представляет собой комплексная 3D-цифровая модель технологического процесса?
5. Какие методологические особенности закладываются в проект в нотации 4 D?

1.5. Автоматизация управления проектами

Для управления процессами проектной деятельности используются различные международные практики: ASAP (AcceleratedSAP)-практика, разработанная корпорацией SAP AG, целью которой является сокращения сроков внедрения информационных систем управления (SAP-систем) и снижения проектных рисков, AIM (Applications Implementation Method) практика для внедрения приложений Oracle, практики внедрения готовых приложений, которая представляет собой детальное описание процессов, выполняемых в ходе проекта с указанием ответственности выполнения менеджеров проектной группы; P2M (японская методология управления сложными проектами внедрения инновационных технологий на производствах с изменяющейся окружающей средой), PMI (PMBOK-методология использования 10 областей

знаний при выполнении проекта), Microsoft Solution Framework-практики, использующей процессную модель проектной группы при разработке программного обеспечения, и отечественные проектные практики, например, 10 step.

Руководство по применению знаний для управления проектами PMBoK (Project Management Body of Knowledge) представляет собой сумму профессиональных знаний для менеджмента проектными процессами. PMBOK описывает рекомендации по управлению проектами в виде Свода знаний и считается одной из мировых Best Practices. Эта практика может быть положена в основу интегрированного управления деятельностью в организации [30, 32].

Пятая редакция PMBoK (2013) является дальнейшим развитием руководства по управлению проектами института PMI/ANSI – Американского Национального Института Стандартов.

В этом стандарте описываются концептуальные основы управления проектами в нотации интеграции целей, процессов и их взаимодействий. 42 процесса PMBOK разделены на пять групп, называемых группами процессов управления проектом.

Аналогичным стандартом является международный стандарт ISO 21500 (42 процессов). В сравнении с PMBoK он не специфицирует методы и инструменты, которые используются для преобразования входов в выходы и поэтому является более коротким документом.

Согласно стандарту ISO проект – это уникальная совокупность процессов, состоящая из контролируемых и управляемых видов деятельности с датами начала и завершения, предназначенная для достижения определенных целей.

PMBOK представляет собой «ящик с инструментами» (областями знаний) для управления проектами с инструкциями по их применению, а также с инструкцией по применению всего комплекта инструментов (процессов). Как и любой инструментальный набор для решения частных задач, он оказывается избыточным. Главное достоинство PMBOK состоит в том, что в нем все процедуры управления проектом показаны в процессном развитии с установлением связей между компонентами методологии.

Свод знаний по управлению проектами представляет собой интеграцию профессиональных знаний по управлению проектами. Они выделены в виде 10 областей знаний:

1. Управление интеграцией.
2. Управление содержанием.
3. Управление временем.
4. Управление стоимостью.

5. Управление качеством.
6. Управление человеческими ресурсами.
7. Управление коммуникациями.
8. Управление рисками.
9. Управление закупками.
10. Управление заинтересованными лицами (5 редакция).

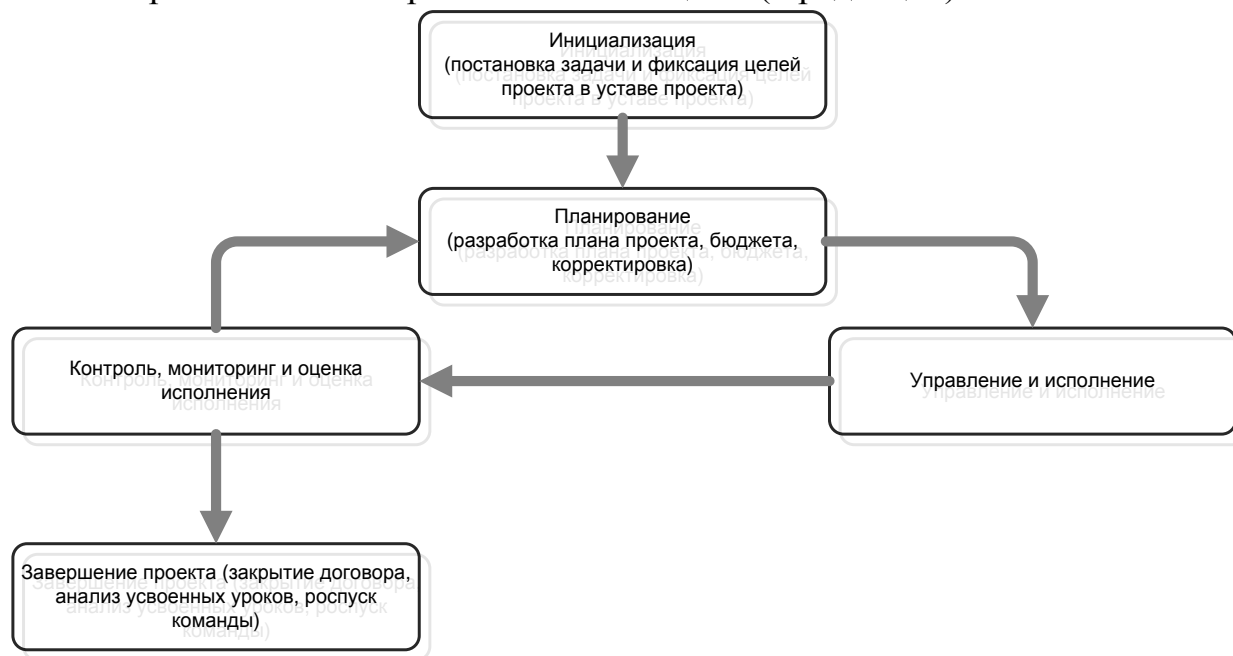


Рис. 1.7. Процессный цикл выполнения проекта

Так процессы «Управление качеством» проекта объединяют все необходимые действия в области менеджмента качества в организации и определяют структуру системы управления качеством, распределение ответственности в области качества таким образом, чтобы проект удовлетворял бы всем ожиданиям заинтересованных сторон.

Управление качеством осуществляется посредством совокупности процессов, предусматривающей правила, процедуры по обеспечению, планированию, контролю качества и их совершенствованию. Они включают в себя:

- Планирование управление качеством – определение того, какие из разделов стандарта качества относятся к данному проекту и как их удовлетворить.
- Осуществление гарантий качества – это выполнение регулярных систематических операций по качеству, обеспечивающих гарантии выполнения всех процедур, необходимых для того, чтобы проект соответствовал оговоренным требованиям.

- Процесс контроля качества – это мониторинг результатов, обеспечивающий контроль их соответствия принятым стандартам по качеству и определение путей устранения причин, вызывающих их неудовлетворительное исполнение.

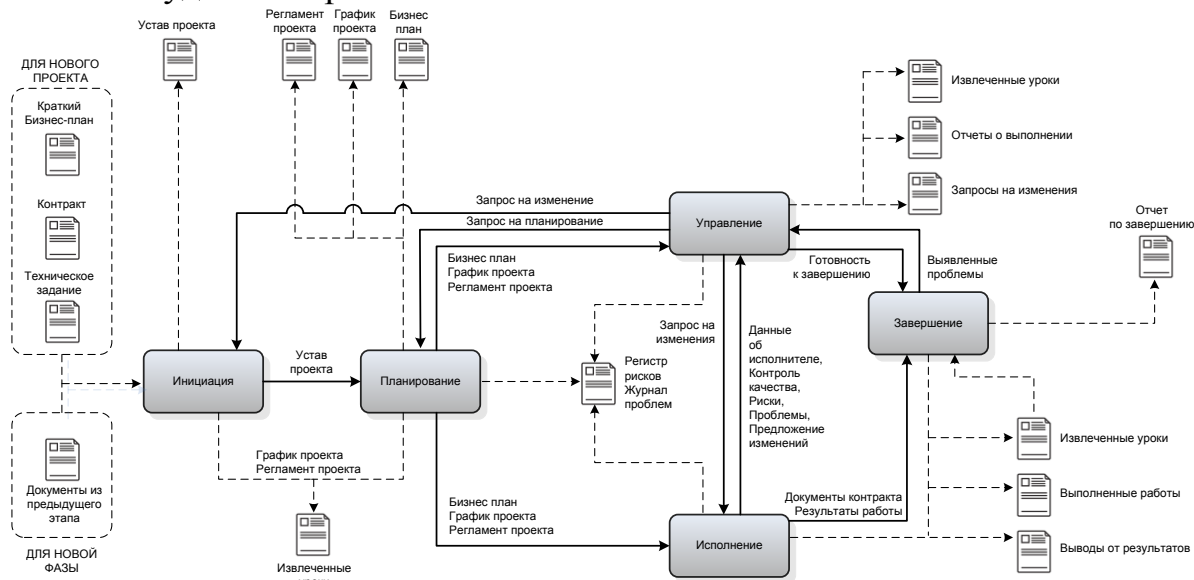


Рис.1.8. Взаимодействие групп процессов управление проектом

Все процессы разделены на пять групп (инициация, планирование, исполнение, мониторинг и управление, завершающий процесс) (рис.1.7).

Группа процессов инициации состоит из процессов, обеспечивающих формальный старт начала нового проекта. Процессы инициации могут выполняться вне рамок проекта. В ходе инициации проекта формулируется предварительное описание содержания проекта и ресурсы, которые организация планирует для его реализации. На этом этапе также выбирается (назначается) менеджер проекта и документируются исходные правила и ограничения. В группу процессов инициации входят следующие процессы:

1. Разработка Устава проекта.
2. Разработка предварительного описания содержания проекта.

Группа процессов планирования определяет состав и содержание проекта, планирует сроки его выполнения, ресурсы и ответственность, необходимые для достижения целей, ради которых был предпринят проект. В группу процессов планирования входят следующие процессы:

1. Разработка плана управления проектом.
2. Оценка длительности операций.
3. Определение состава операций.
4. Планирование содержания.

5. Определение содержания.
6. Создание иерархической структуры работ (ИСР).
7. Определение взаимосвязей операций.
8. Оценка ресурсов операций.
9. Разработка расписания.
10. Стоимостная оценка.
11. Разработка бюджета расходов.
12. Планирование качества.
13. Планирование человеческих ресурсов.
14. Планирование коммуникаций.
15. Планирование управления рисками.
16. Идентификация рисков.
17. Качественный анализ рисков.
18. Количественный анализ рисков.
19. Планирование реагирования на риски.
20. Планирование покупок.

Группа процессов исполнения объединяет людские и другие ресурсы для выполнения плановых задач проекта. В эту группу входят следующие процессы:

1. Руководство и управление исполнением проекта.
2. Процесс обеспечения качества.
3. Набор команды проекта.
4. Развитие команды проекта.
5. Распространение информации.
6. Запрос информации у продавцов.
7. Выбор продавцов.

Группа процессов мониторинга и управления регулярно оценивает выполнение проекта и осуществляет мониторинг результатов. В случае обнаружения отклонения от плана управления проектом проводятся корректирующие действия для достижения целей проекта. В эту группу входят следующие процессы:

1. Мониторинг и управление работами проекта.
2. Общее управление изменениями.
3. Подтверждение содержания.
4. Управление содержанием.
5. Управление расписанием.
6. Управление стоимостью.
7. Процесс контроля качества.
8. Управление командой проекта.
9. Отчетность по исполнению.
10. Управление участниками проекта.

11. Наблюдение и управление рисками.

12. Администрирование контрактов.

Группа завершающих процессов формализует приемку продукта, услуги или результата и подводит проект или фазу проекта к правильному завершению. Группа завершающих процессов содержит следующие процессы:

1. Закрытие проекта.
2. Закрытие контрактов.

Взаимодействие этих процессов показано на рис.1.8.

В общем случае управление деятельностью организации с использованием рекомендаций РМВоК включает в себя решение следующих задач.

1. Формализованное описание и идентификацию основных, обеспечивающих и управленческих бизнес-процессов, построение процессной системы управления организацией.
2. Обеспечение контролируемости и управляемости бизнеса, его прозрачности, наведение порядка, обеспечение реализации намеченной стратегии и поддержание результативности и эффективности показателей процессов.
3. Внедрение эффективной системы управления процессами, в соответствии с требованиями международных стандартов к управлению проектами, систем управления качеством, систем управления знаниями (например, путем использования информационных порталов, построенных на основе онтологий бизнес процессов), BSC-систем управления стратегией.
4. Оптимизация бизнес-процессов на основе критериев, обеспечивающих улучшение ключевых показателей (KPI), повышение эффективности и конкурентоспособности современного бизнеса путем:
 - минимизации издержек;
 - минимизации времени выполнения процессов;
 - лучшего качества процессов, продукции (услуг);
 - минимизации операционных рисков.
5. Построение эффективной организационной структуры путем оптимизации управляемости и числа уровней управления, повышения мобильности и оперативности действий структуры на изменения требований рынка, внешней среды и клиентов, эффективного делегирования полномочий и ответственности членам команды выполнения проекта.
6. Эффективное проектирование и развитие инновационных бизнес-процессов для развивающихся организаций.

7. Быстрое и эффективное использование бизнес-решений на основе практик лучших организаций-аналогов, имеющих в своей структуре схожие процессы.
8. Эффективное внедрение лучших практик регулярного контроля, управленческих процедур за счет использования новых технологий, стандартов и методов работы.
9. Правильный и эффективный подбор персонала и регламентация его деятельности на основе разработки документированных процедур рабочих и должностных обязанностей.
10. Построение эффективной системы мотивации (стимулирования) работников за счет разработки функциональных показателей их деятельности, сбалансированных со стратегическими (KPI). Уменьшение персонало-зависимости и связанных с этим издержек, а также индивидуальных рисков потерь управляемости и снижения качества процессов.
11. Повышение рыночной стоимости организации, ее инвестиционной привлекательности за счет интеллектуальной составляющей деятельности организации (баз знаний), имиджа, обеспечения выхода на новые рынки.
12. Внедрение систем постоянного совершенствования – СРІ / ВРІ / "6 Сигм", с использованием алгоритмов класса PDCA.

Для управления проектами используется система управления (СУП).

Система управления проектами (рис. 1.9) — это специально разрабатываемый в организации комплекс информационных и методических средств, направленных на автоматизированную поддержку и повышение эффективности процессов выполнения проектов.

Базовым элементом СУП является информационный комплекс нормативных документов, систематизирующий и регламентирующий выполнение процессов проектов. Он содержит единые инструкции и процедуры, структурированные по всем этапам жизненного цикла и уровням управления проекта, а также документированные механизмы взаимодействия исполнителей проекта.

Дальнейшим продолжением проектной практики менеджмента процессами является управление портфелями (PMI) [30].

Управление портфелем (англ. *portfolio management*) — это менеджмент, обеспечивающий трансляцию стратегии организации в направления ее деятельности (портфели) для последующего планирования, анализа, реализации и переоценки портфеля с целью эффективного достижения стратегических целей организации.

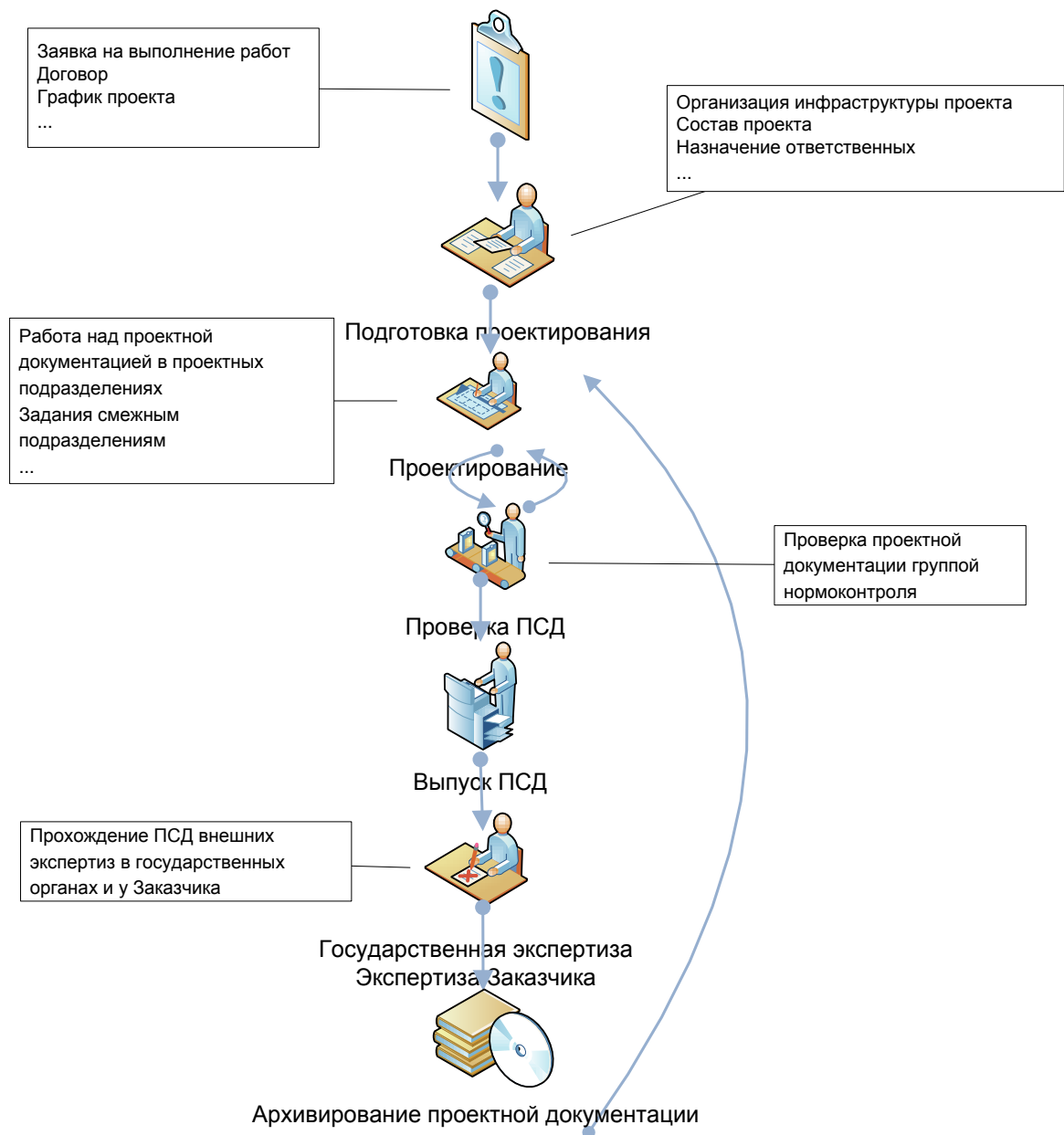


Рис. 1.9. СУП в проектной организации

Основными фазами управления портфелями являются: формирование портфеля заявок (возможных направлений деятельности организации), выравнивание (балансировка стратегических целей организации и ее ресурсов), мониторинг и контроль, направленный на достижение установленных целей (рис. 1.10).

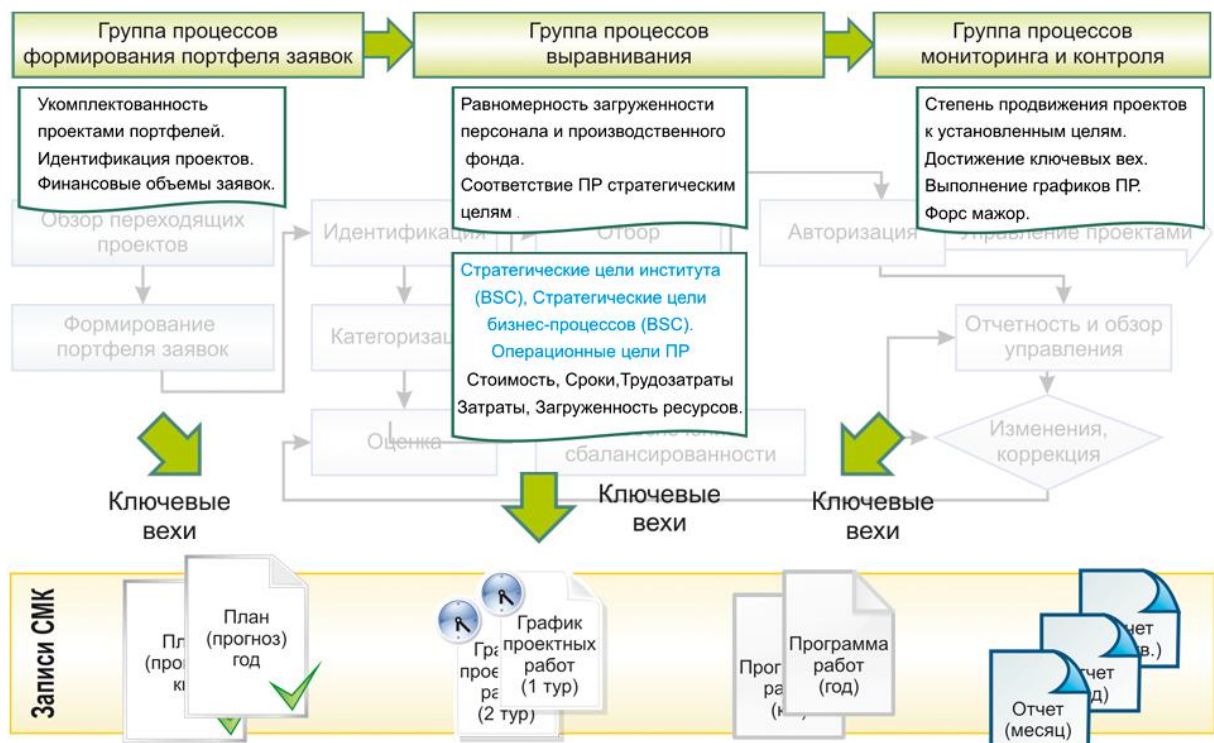


Рис. 1.10. Фазы портфельного управления

Такое управление в отличие от предыдущих направлено, главным образом, на решение менеджментом стратегических задач деятельности организации.

Для управления проектами используются различные программные системы, например, MS Project, Primavera, Spider Project. Однако для интегрированного решения задач проектирования необходимо использовать также системы инженерного документооборота (СИД).

В задачи СИД входит обеспечение управленческих механизмов средствами безбумажного документооборота, управление инженерными данными проектов (документами проектных офисов, файлами чертежей, планов и пр.), управление доступом, распространение проектных документов в сети, контроль над их потоками.

В рамках структуры СИД осуществляется разработка следующих функциональных модулей:

- Ведение дела проекта.
- Передача заданий на разработку частей проекта.
- Контроль выполнения поручений.
- Управление проектно сметной документацией (ПСД).
- Введение проблемных вопросов проектирования.

Модуль ведения дел проектов обеспечивает поставку данных для вновь разрабатываемых модулей, и является связующим звеном в цепочке управления проектными работами. Взаимосвязь модулей в рамках СИД позволит синхронизировать деятельность подразделений, оптимизировать наличие и адекватность данных о проекте и позволяет обеспечивать актуальность информации на любой текущий момент времени для эффективного обеспечения процессов управления.

Функции модуля обеспечивают:

- структуризацию библиотек документов дела проекта,
- автоматизацию процедур загрузки информации в систему,
- обеспечение доступа сотрудников к актуальной информации в едином хранилище,
- диспетчеризацию хода выполнения работ за счет автоматического формирования отчета по текущему проектированию,
- бизнес-процессы согласования документов дела проекта.

Создание дела проекта может быть реализовано на базе порталных решений MOSS (рис. 1.11), что позволяет, с одной стороны быстро создать структуру проекта по определенным шаблонам (библиотеки, ресиверы загрузки, права доступа), с другой стороны не ограничивает возможности настройки определенных сайтов проектов по необходимым требованиям (добавление новых библиотек, определение специфических прав доступа и т.д.) [31].

Обеспечение процесса обмена между смежными подразделениями заданиями на разработку частей проекта (ЗРЧП) может быть осуществлено путем создания специального процесса, позволяющего в автоматическом режиме проводить подготовку и рассмотрение необходимых материалов для ЗРЧП внутри подразделения, согласование задания с главным инженером проекта (ГИП) и прием задания соответствующим смежным проектным подразделением (рис. 1.12).

Сохранение истории прохождения заданий в режиме реального времени позволяет отслеживать фактическое состояние процесса подготовки задания, обеспечивает проектировщика сведениями о приемке задания в работу, с указанием конкретных участников по каждой из задач процесса. Реализация отчетов по ЗРЧП позволяет более полно контролировать выполнение работ по проекту, отслеживать плановые и фактические сроки, вовремя выявлять отставания от графика и реализовывать корректирующие действия.

Модуль контроля выполнения поручений предполагает формирование отчетов по наличию поручений на любой выбранный период в нужном разрезе (по подразделению, по проекту, текущие, просроченные

и т.д.). Ответственные за выполнение смогут в режиме реального времени проставить факт исполнения, или предложить новый плановый срок и согласовать его с необходимыми должностными лицами, выполнить работу самостоятельно, или привлечь к выполнению задачи других сотрудников.

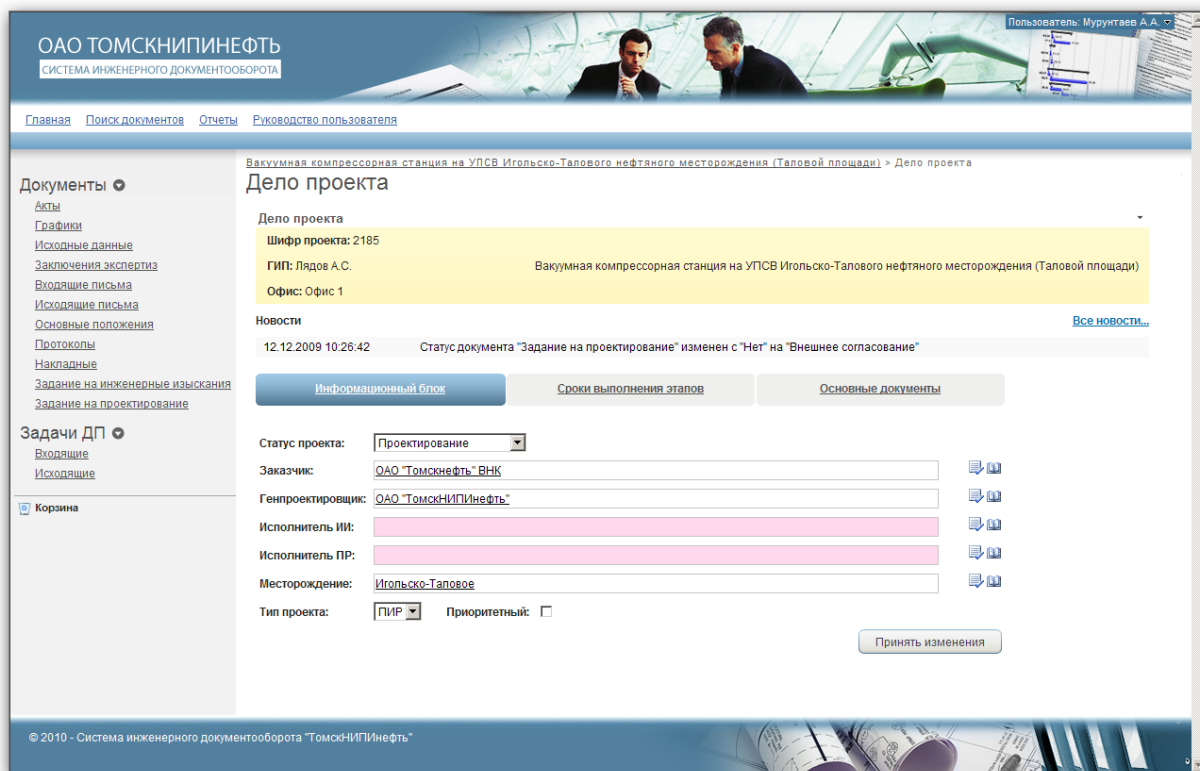


Рис. 1.11. Форма представления Дела проекта (библиотеки документов и атрибуты проекта)

Статистика по наличию и ходу выполнения поручений, отчет о фактическом состоянии по передаче ЗРЧП смежным подразделениям, отчет по плановым и фактическим срокам выполнения этапов проектов и наличия необходимых документов – все это в совокупности позволяет в автоматическом режиме в любой момент времени формировать полный отчет по текущему проектированию.

Модуль управления ПСД позволяет обеспечить:

- групповую работу сотрудников над проектами;
- надежное хранение электронной документации;
- получение полной информации обо всех документах разрабатываемых сотрудниками подразделений в рамках отдельных проектов;
- интеграцию с используемыми приложениями (AutoCAD);
- разграничение прав доступа;

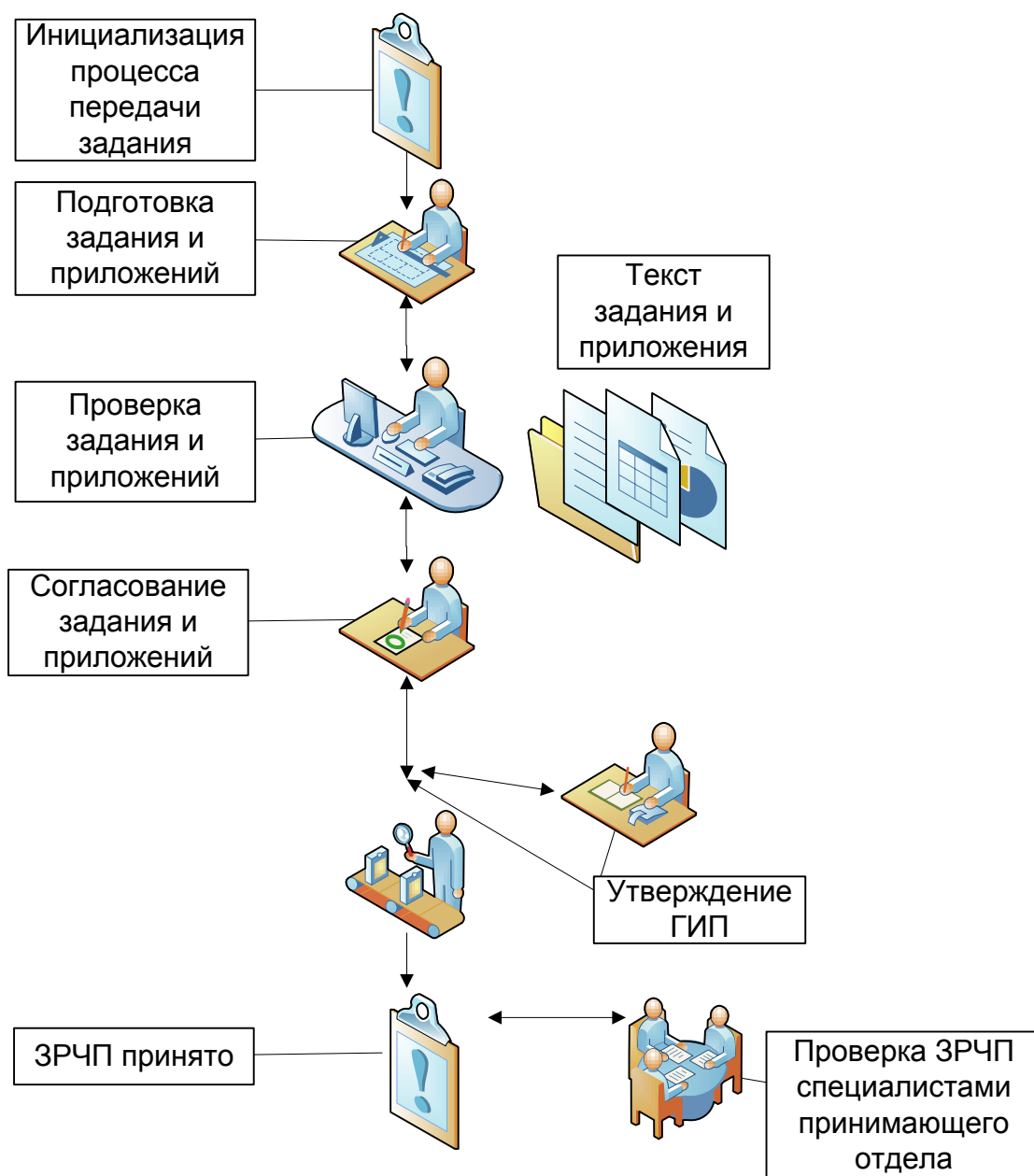


Рис. 1.12. Модуль представления задания смежному подразделению (тестовая версия модуля)

- ведение версий документов и аудита работы над ними;
- наличие поиска документов и объектов по атрибутам;
- анализ процессов проектирования.

Он предоставляет функции создания, актуализации и управления жизненным циклом таких документов как:

- Ведомость рабочей документации;

- Перечень сооружений и комплексных систем;
- Комплект;
- Документ;
- Несоответствия внутренней проверки ПСД;
- Несоответствия внутреннего нормоконтроля ПСД;
- Несоответствия внутренней экспертизы ПСД субподрядчиков;

Несоответствия внешних экспертиз ПСД в государственных и негосударственных органах. Модуль контроля выполнения поручений предполагает формирование отчетов по наличию поручений на любой выбранный период в нужном разрезе (по подразделению, по проекту, текущие, просроченные и т.д.). Ответственные за выполнение смогут в режиме реального времени проставить факт исполнения, или предложить новый плановый срок и согласовать его с необходимыми должностными лицами, выполнить работу самостоятельно, или привлечь к выполнению задачи других сотрудников.

Статистика по наличию и ходу выполнения поручений, отчет о фактическом состоянии по передаче ЗРЧП смежным подразделениям, отчет по плановым и фактическим срокам выполнения этапов проектов и наличия необходимых документов – все это в совокупности позволяет в автоматическом режиме в любой момент времени формировать полный отчет по текущему проектированию.

Модуль управления ПСД позволяет обеспечить:

- групповую работу сотрудников над проектами;
- надежное хранение электронной документации;
- получение полной информации обо всех документах разрабатываемых сотрудниками подразделений в рамках отдельных проектов;
- интеграцию с используемыми приложениями (AutoCAD);
- разграничение прав доступа;
- ведение версий документов и аудита работы над ними;
- наличие поиска документов и объектов по атрибутам;
- анализ процессов проектирования.

Он предоставляет функции создания, актуализации и управления жизненным циклом таких документов как:

- Ведомость рабочей документации;
- Перечень сооружений и комплексных систем;
- Комплект;
- Документ;
- Несоответствия внутренней проверки ПСД;

- Несоответствия внутреннего нормоконтроля ПСД;
- Несоответствия внутренней экспертизы ПСД субподрядчиков;
- Несоответствия внешних экспертиз ПСД в государственных и негосударственных органах.

Опираясь на данные модуля управления ПСД, главный инженер проекта может полностью контролировать ход выполнения проекта, руководители проектных подразделений получают инструмент по отображению статистики по разрабатываемым комплектам, по загруженности сотрудников, и тем самым получают возможность более подробно отслеживать ход разработки комплектов ПСД, планировать сроки разработки и перераспределение ресурсов.

Контрольные вопросы

1. Какие технологии используются при управлении проектами?
2. Описать структурные особенности РМВоК (2013).
3. Какой свод знаний используется при управлении проектами согласно РМВоК (2013)?
4. Что представляет собой управление портфелями в проектной деятельности?
5. В чем особенность технологии системы инженерного документооборота?

1.6. Разработка концептуальной структуры интегрированной компьютерной системы управления

Концептуальная структура ИСПУ разрабатывается на основе согласованных с заказчиком архитектуры, профиле и предварительно выбранного ПО. Структурное описание ИСПУ необходимо для согласования с заказчиком точки зрения разработчика на интеграцию отдельных автоматизированных подсистем. Концептуальная структура ИСПУ разрабатывается перед техническим заданием и должна детализировать в общем виде программно-технический, информационный и функциональный состав подсистем ИСПУ.

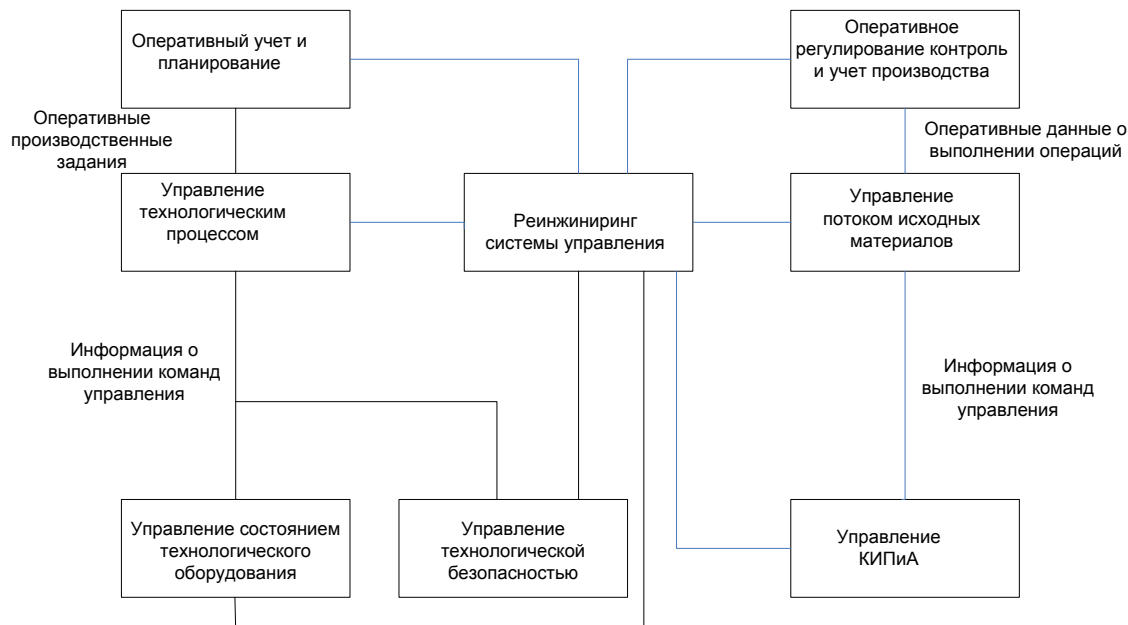


Рис. 1.13. Вариант обобщенной функциональной структуры ИСПУ

На рисунке 1.13 представлена обобщенная структурная схема функционального обеспечения производственной деятельности предприятия.

Пример концепции информационного взаимодействия подсистем ИКСУ посредством автоматизированных рабочих мест (АРМ) специалистов приведен на рис.1.14.

Концептуальным структурным решением, приведенного на рис.1.14 примера, является то, что АРМы специалистов реализуются в подсети АСУ ТП, а не в подсети АСУ ПД. Это указывает на то, что в качестве инструмента проектирования экранных форм будет использоваться SCADA. И это означает то, что графика экранных форм АРМ может быть привязана к реальному времени, а взаимодействие АСУ ТП с базами данных подсистем MES, CAD и ERP будет осуществляться через буферную зону (БД SQL). Это важно для физического или виртуального разделения локальных подсетей (ЛВС) АСУ ТП и АСУ ПД.

Но это не всегда целесообразно. SCADA контролирует и управляет, прежде всего, технологическим процессом. Поэтому в АСУ ПД функция управления SCADA будет не востребована. Кроме того, в SCADA нет нужных функций для работы с производственной информацией, в частности:

Удобных средств навигации по экранным формам.

Эффективного доступа к данным, получаемым в разные моменты времени и с использованием ручных средств их записи.

Удобных средств обработки, отображения и работы с трендами.

Мощных средств расчетов показателей производственной деятельности.

Развитых средств создания отчетов.

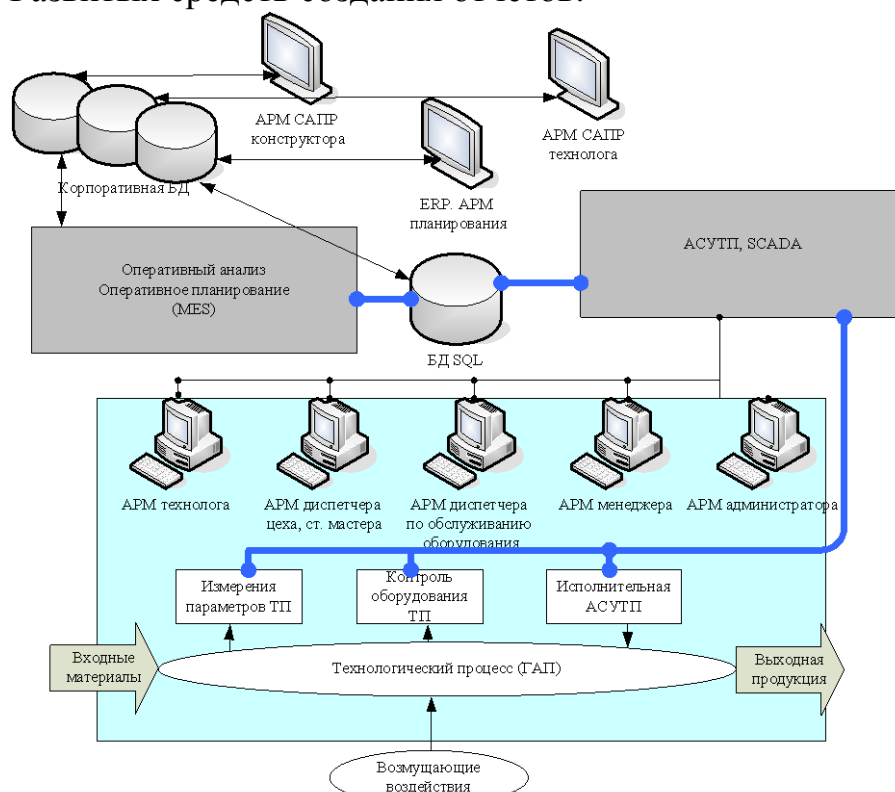


Рис. 1.14. Пример информационного взаимодействия подсистем ИСПУ

В итоге АСУ ПД, разработанная на базе SCADA, зачастую не дает требуемой степени эффективности работы с информацией и по своей природе остается SCADA-системой, т.е. системой сбора данных полевого уровня технологического процесса.

Также часто в SCADA системах основным средством отображения данных является специально устанавливаемый на компьютер пользователя «тяжелый клиент», а «легкий клиент» и Web-средства отображения зачастую являются вспомогательными и ограниченными. При выборе архитектурных решений АСУ ПД следует иметь в виду то, что информационные системы АРМ специалистов требуют развитых и мощных средств отображения, не требующих специальной установки на машины пользователей.

Можно ли реализовать АСУ ПД на базе ERP? Да, можно, но это не всегда целесообразно. ERP обычно нуждается в агрегированных значениях. Ввод в нее большого количества сырых данных не оправданно. Наоборот, эффективно, когда ERP получает готовое актуальное обработанное значение показателей деятельности за смену или сутки [36].

По исследованиям ARM Research на западном рынке более половины производств, внедривших ERP, внедрили также и системы MES (данный тип систем управления включает в себя функции АСУ ПД), так как MES-система сама собирает данные и кормит ими информационный портал. При этом ERP выполняет свои функции, а АСУ ПД свои. АСУ ПД может быть построена на основе одной из специализированных платформ: PISystem (OSIsoft), SIMATIC IT Historian (Siemens), IndustrialSQL (Wonderware), Proficy Historian (General Electric) и некоторых других.

В общем случае любая система и SCADA, и MES, и ERP является источником данных для информационной системы.

Если нужно контролировать все производственные процессы, то в качестве источников выступают системы SCADA. Если необходимо контролировать соответствие плана по производству, то в качестве источников выступают системы MES и ERP.

Вариант концептуальной структуры ИСПУ на основе ERP SAP показан на рис. 1.15. Он включает процессы сбора эксплуатационных данных и планирования производства, средства сценарного анализа для поддержки планирования, распределение добывающих мощностей, процессы технического обслуживания, инструменты создания отчетов, аналитику, а также поддержку возможностей ГИС.



Рис. 1.15. Структурная схема ИСПУ (предложение SAP)

Такое решение обеспечивает расширение функциональных возможностей основных модулей SAP (например, по обслуживанию установок), а также содержит новые функции, которые позволяют создать систему для поддержки принятия решений по замкнутому циклу и

устранить все преграды для интеграции операционной деятельности, связанной с нефтедобычей.

Контрольные вопросы

1. Привести основные варианты реализации структуры ИКСУ.
2. Что является источником информации ИКСУ?
3. Дать объяснение клиент-серверной структуре ИКСУ.
4. Какие коммуникационные каналы используются в ИКСУ?
5. Какова роль в структуре ИКСУ БД SQL?

2. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКОГО ЗАДАНИЯ ИКСУ

2.1. Разработка общего ТЗ ИКСУ

Техническое задание на ИКСУ формируется по результатам проведённого предпроектного исследования и согласованных с заказчиком концептуальных структурных решений [26].

Разработка ТЗ в КП ведётся в соответствии со стандартами:

- ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
- ГОСТ 34.602-89. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы [25].

Задание на проектирование ИКСУ должно быть оформлено в соответствии с общими требованиями к текстовым документам по ГОСТ 2.105 на форматах по ГОСТ 2.301.

В зависимости от вида, назначения, специфических особенностей объекта автоматизации и условий функционирования системы допускается оформлять разделы ТЗ в виде приложений, исключать или объединять подразделы ТЗ.

ТЗ должно соответствовать современному уровню развития науки и техники, максимально точно отражать цели, замысел и требования к интегрированной компьютерной системе управления и при этом не ограничивать разработчика в поиске и реализации наиболее эффективных технических, технико-экономических и других решений.

1. Назначение системы

В этом разделе описывается назначение ИКСУ, т.е. то, для чего система предназначена, что она будет реализовывать, какие функции управления предполагается автоматизировать с ее помощью.

2. Цели создания системы

В этом разделе описываются цели создания ИКСУ, т.е. какие цели предполагается достичь путем ее внедрения на предприятии.

Например, целями ИКСУ могут быть:

- повышение технико-экономических показателей производства за счет эффективного производственного учета;
- повышение безопасности технологических процессов за счет интеграции средств сигнализации, блокировок и защит с минимальным периодом реагирования;

- точное выполнение требований технологического регламента, исключение ошибочных действий оперативного производственного персонала при ведении процесса, пуске и останове производства и отдельных технологических аппаратов;
- улучшение условий труда производственного персонала за счет централизации рабочих мест, разнообразного и удобного представления оперативной информации, упразднения рутинной работы менеджеров, использования "безбумажной" технологии управления производством;
- реализация дистанционного контроля и управления всеми АС на технологических площадках из центрального диспетчерского пункта.

2.2. Общие требования к подсистемам ИКСУ вертикального типа (Вариант 1. Требования к автоматизированной системе управления производством)

2.2.1 В данном учебном пособии основными задачами варианта 1 ИКСУ являются концептуальная разработка системы управления учетными процессами производственного цеха предприятия НГО. ИКСУ должна включать в себя:

- На уровне управления производственной деятельностью – АСУПД.
- На уровне планово-предупредительного технического обслуживания и ремонта – АС ТОиР/ЕАМ.
- На уровне сбора результатов измерений расхода энергии – АСКУЭ.

Основными задачами интеграции являются:

- обеспечение взаимодействия подсистем АСУПД, АС ТОиР, АСКУЭ, между собой при решении задач учета; облегчение работы операторов за счет исключения случаев повторного ввода данных, дублирования команд на разных подсистемах, облегчения восприятия и анализа данных, единообразно отображаемых на автоматизируемых рабочих местах;
- автоматизация координации взаимодействия различных служб предприятия, обеспечивающих учет, и информационной поддержки для принятия руководством управленческих решений.

2.2.2 Объектами управления для этого варианта проекта интегрированной автоматизации являются бизнес-процессы. Они представляет собой совокупность последовательных, целенаправленных и регламен-

тированных операций, в которой посредством управляющего воздействия и с помощью ресурсов входы процесса преобразуются в выходы, результаты процесса, представляющие ценность для потребителей.

В общем разделе ТЗ приводятся:

- Спецификации объектов автоматизации учетных операций и их свойств и характеристик. Спецификации должны быть описаны для каждого выделенного объекта автоматизации (бизнес-процессов).
- Описание организационных средств, обеспечивающих управление объектами автоматизации.
- Требования к программно-техническим средствам ИКСУ.
- Требования к составу получаемой из системы информации, ее детальности, форме и способам предоставления.
- Требования к способам и специфике регистрации информационных событий, хранении и обработки информации, предоставления отчетных форм пользователям системы с указанием названия процедуры.

Организационные средства – это совокупность документов, устанавливающих организационную структуру, права и обязанности работников предприятия в условиях функционирования системы, связанные с обеспечением выполнения процедур в подсистемах управления. Они должны включать в себя:

- документированные процедуры;
- документированные рабочие инструкции пользователя;
- правила опытной и промышленной эксплуатации;
- прочие регламентные документы предприятия (должностные инструкции, положения о подразделениях и др.).

2.2.3 Автоматизированные рабочие места (АРМ) оперативного управления обеспечивают компьютерную поддержку функций бизнес-процессов оперативного контроля и учета. К типовым АРМ данной категории относят АРМ дежурного оператора, АРМ специалиста по техническому обслуживанию основного оборудования, АРМ диспетчера.

Основным требованием к АРМ является обеспечение оперативного отображения всей предназначенной для данного специалиста информации в удобном для него виде, с возможностью выдачи подсказок по его дальнейшим действиям.

2.2.4 В ТЗ устанавливаются требования к составу, свойствам и представлению выделяемых объектов автоматизации; требования к правилам обработки операций с объектами автоматизации; требования к способам и составу получаемой из автоматизированной системы ин-

формации; требования к способам и специфике регистрации, хранения, обработки и получения информации из системы пользователями; требования к деятельности сотрудников и подразделений предприятия.

Эти требования должны быть сгруппированы по подсистемам управления, на основе выделения информационных событий, влияющих на показатели объекта управления. Показателями объекта автоматизации могут быть: учетные атрибуты продукции производства или услуг, объем потребления энергии, техническое состояние объекта.

2.2.5. В ТЗ должны быть приведены:

- требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению, как компонентов технологического процесса, так и компонентов ИКСУ работниками Заказчика;
- требования к составу, количеству и конфигурации программно-технического обеспечения, необходимого для функционирования информационной системы в полном объеме и с оптимальной производительностью.

2.3. Требования к отдельным подсистемам ИКСУ вертикального типа

2.3.1 *Требования к автоматизированной системе управления производством цеха нефтегазового предприятия.* АСУПД – это система управления производством цеха нефтегазового предприятия, представляющая собой совокупность взаимосвязанных элементов, из которых основными являются: выбранная коммерческая АСУ (например, 1С, SAP), система целей и показателей, модели бизнес-процессов, регламентирующее ее деятельность, документы и организационная структура управления.

Система целей и показателей АСУПД должна отвечать на вопрос «Чего?» необходимо достигнуть на предприятии и «Как?» будет определяться достижение целей. Модель бизнес-процессов должна отвечать на вопросы «Что?», «Когда?» (в некоторых случаях и «Как?») необходимо делать для достижения установленных целей. Организационная структура должна отвечать на вопрос «Кто?» будет делать.

Для реализации функций диспетчерского управления производством должны осуществляться:

- аккумуляция производственной информации с полевого уровня автоматизации в реальном масштабе времени;
- преобразование ее в имеющие смысл производственные события.

В частности, при решении задачи учета, должен осуществляться оперативный учёт направлений и потоков передачи исходного сырья, учет реагентов в цехе, учёт состояния основного оборудования и предоставление сведений о потребленных ресурсах.

АСУПД должна быть реализована в виде двухуровневой структуры.

На нижнем уровне АСУПД должен быть реализован программный комплекс диспетчерского SCADA-управления, который предназначен для первичных учетных операций (сбора информации о режимах транспорта газа (нефти), о поступлении, распределении и качестве транспортируемого газа (нефти), о состоянии технологического оборудования, о проводимых на оборудовании работах).

На верхнем уровне (программный комплекс диспетчерского управления производством) с использованием коммерческой АСУ (1С, SAP) должны быть реализованы функции расчетов и контроля выполнения производственного плана (например, плана транспорта газа или нефти).

Функция расчетов производственного процесса должна решать следующие задачи:

- разбивку годовых и квартальных планов, учеты по месяцам и суткам;
- пересчет суточных планов при получении информации об изменении плана транспорта газа (нефти) или изменении состояния технологического оборудования;
- передачу суточных планов и их корректировок в районный центр управления;
- расчет балансов производственной продукции за сутки;
- расчет товарно-транспортной работы за сутки и месяц;
- расчет прокачки энергоносителя (например, на участке нефтегазопровода);
- расчет потерь газа (нефти) при аварии (например, на участке трубопровода).

На нижнем уровне должны решаться следующие задачи:

- ведение электронного диспетчерского журнала, в котором фиксируются учитываемые параметры работы технологических систем;
- ведение журнала оперативных сообщений, в котором учитываются события и работы, проводимые на объектах магистральных газопроводов;
- измерение месячного потребления энергии;

- формирование отчетных форм о прокачке энергоносителя, например, газа потребителю, или расхода его на собственные нужды, о параметрах газа, паспортов газа и др.;
- отслеживание (диагностика) состояния оборудования, находящегося в работе, в ремонте, подлежащее ремонту и т.д.;
- сбор статистики по выполненным работам, наработке и т.д.

Поступившая и рассчитанная информация должна использоваться для:

- построения временных трендов за любой период времени;
- формирования внутренних отчетных документов: для диспетчерского управления, для руководства предприятия, планового отдела, бухгалтерии, производственных отделов, отдела технического развития;
- формирования отраслевой отчетности;
- формирования отчетных данных для сторонних организаций.

2.3.2 Требования к системе управления техническим обслуживанием и ремонтами (АС ТОиР/ЕАМ).

Подсистема АС ТОиР/ЕАМ предназначена для повышения общей эффективности основных фондов предприятий за счет автоматизации процессов их эксплуатации, технического обслуживания и ремонта технологического компонентов оборудования, а также процессов материально-технического снабжения и ведения складского хозяйства на цеховом уровне предприятия. Основная задача системы управления основными производственными фондами состоит в повышении окупаемости инвестиций в основные производственные фонды цеха.

Она должна соответствовать требованиям ГОСТ 28.001-83 «Система технического обслуживания и ремонта техники», Федеральному Закону № 57-ФЗ от 27.07.2002г. «Налоговый кодекс Российской Федерации»; постановлению Правительства №1 от 01.01.2002г. «Классификация основных средств, включаемых в амортизационные группы», приказу Минфина РФ № 264н от 30.03.2001г. «Положение о бухгалтерском учете»; и распоряжению Минпромнауки № 05-900/14-108 от 29.05.2003г. «О разработке Единого положения по планово-предупредительным ремонтам технологического и механического оборудования».

АС ТОиР/ЕАМ должна обеспечиваться компьютерной поддержкой и выполнять следующие задачи: информационное сопровождение приобретения комплектующих и нового оборудования, отслеживание состояния, информационную поддержку обслуживания и реализации основного оборудования, выводимого из эксплуатации.

АС ТОиР/ЕАМ должна обеспечивать автоматизацию следующих функций:

- описание активов с учетом иерархической модели оборудования, разработку подробного долгосрочного графика обслуживания оборудования, составление списка комплектующих, необходимых для планового и непланового производственного ремонта;
- приобретение комплектующих по требованию, логистическое обеспечение их покупки;
- управление персоналом, назначение на работы по обслуживанию в соответствии с компетенцией, навыками и опытом;
- статистический анализ производительности и надежности оборудования;
- электронный мониторинг основного оборудования;
- реализацию стратегии предупредительного обслуживания (Preventive maintenance), а также стратегии обслуживания, основанного на распределенной надежности (reliability-centered maintenance, RCM);
- обслуживание оборудования на месте и по вызову, подготовку наряд-заказов;
- финансовый анализ на основе подробного учета затрат на обслуживание оборудования;
- построение графика «отказов» оборудования;
- расчеты выгоды в финансовом плане от эксплуатации оборудования до полного отказа или от предотвращения этого отказа за счет ремонта заранее;
- электронный мониторинг состояния основного оборудования;
- своевременное выявление критичных активов и осуществление их плановой замены;
- удобство навигации за счет структурирования по типу системы Windows Explorer;
- автоматическую фиксацию подробной хронологии всех изменений и действий в периоды планирования и выполнения ремонтных работ;
- отображение текущих и будущих работ, запланированных на основании показаний контрольно-измерительных приборов времени наработки на отказ информации об интервалах между ремонтами;
- хранения всей необходимой информации, в том числе инструкций по эксплуатации, рабочих задач, перечня запчастей и инструментов.

2.3.3 Требования к АСКУЭ.

Целью контроля и учета энергоресурсов потребляемых цехом является получение достоверной, соответствующей действующим нормативным документам, информации о потреблении энергии

(электричества, тепла, воды) для организации аналитических и коммерческих расчётов.

АСКУЭ создается для автоматизации расчётного и технического учёта поступившей на предприятие энергии, контроля и управления режимами энергопотребления на базе достоверной, метрологически обеспеченной информации, расчётного и технического учёта.

Автоматизируются следующие функции:

- Ввод информации по потреблению энергоресурсов.
- Мониторинг внутреннего производства и потребления энергоресурсов в режиме реального времени.
- Учет потребления теплоэнергетических ресурсов по видам и технологическим объектам.
- Расчет согласованного суточного и месячного баланса по видам энергоресурсов.
- Планирование потребления энергоресурсов.
- Ведение нормативно- справочной информации.
- Формирование отчетов.
- Представление оперативных и достоверных данных в бизнес-систему.

В основу проектируемой АСКУЭ должны быть заложены следующие принципы:

- Проектирование АСКУЭ должно исходить из положения, что электрическая, тепловая энергия, потребление воды – дорогой товар, а поэтому измерение ("взвешивание") этого товара должно производиться по всей его технологической цепи производства, передачи, преобразования, распределения, поставки и потребления.
- АСКУЭ должна обеспечить высокую достоверность данных энергоучета. Исходная, метрологически аттестованная база данных энергоучета должна храниться длительное время в точке измерения энергии. Этот принцип является основой обеспечения единства измерений. В случае потери или искажения исходных данных в процессе передачи их по каналам связи к тому или иному субъекту всегда существует возможность повторного обращения к источнику за недополученной информацией и перепроверки ранее поступивших данных энергоучета.

Информация об энергии, образующаяся на объектах и циркулирующая в АСКУЭ, должна быть привязана к астрономическому времени её образования.

Территориально распределенные базы данных учета электронных счетчиков должны быть синхронизированы с текущим временем часового пояса (величина рассинхронизации единого времени в масштабной АСКУЭ не должна превышать плюс-минус 3 сек). В этом случае можно говорить о единстве измерений во времени реальных процессов энергопотребления и получении достоверных, совмещенных во времени значений мощности и тарифных значений энергии по большому количеству территориально рассредоточенных точек учетного измерения потребляемой энергии компанией в целом.

Тарифные характеристики счетчика должны позволять реализовывать как существующие, так и перспективные тарифы, отличающиеся от действующих количеством тарифных зон в сторону их увеличения.

Исходной информацией для системы должны служить данные, получаемые от счетчиков расхода энергии. Сбор, первичная обработка, хранение и выдача в систему информации об энергии должны осуществляться с помощью метрологически аттестованных и защищённых от несанкционированного доступа специализированных информационно-измерительных систем или устройств сбора и передачи данных.

Система сбора и передачи информации АСКУЭ по возможности должна использовать существующую систему сбора и передачи информации АСУТП.

Тип и пропускная способность канала связи должны соответствовать задачам, решаемым на верхнем уровне АСКУЭ.

Физический цифровой интерфейс счетчиков должен относиться к классу международных стандартных (де-факто или де-юре) интерфейсов, а логический интерфейс (протокол) должен быть открыт и иметь полное однозначное и непротиворечивое описание на государственном языке.

АСКУЭ должна иметь связь с корпоративной информационной сетью (КИС), на сервер или рабочие станции которой информация передается по соответствующим каналам связи непосредственно со счетчиков или через устройства сбора и передачи данных промежуточного уровня АСКУЭ.

Программное обеспечение технических средств АСКУЭ должно соответствовать требуемым метрологическим характеристикам и иметь защиту от несанкционированного доступа с помощью стандартных средств защиты (пароли доступа, ключи, регистрация событий).

АСКУЭ должна давать возможность на рабочем месте диспетчера:

- просматривать накопленную информацию;

- производить построение графиков профилей нагрузки и потребления энергии, дискретность построения профилей 10,15, 30 минут и более;
- формировать месячный профиль расчетного периода с разбивкой по суткам, с указанием потребленной энергии за каждые сутки и т.д.
- создавать отчеты о потребленной энергии;
- вести журнал нештатных ситуаций, с указанием № точки учета, даты и времени отклонение параметра от нормы;
- выводить на печать всю необходимую информацию.

Контрольные вопросы

1. Что является объектом управления в АСУ ПД?
2. Перечислить основные требования к АСУ ПД.
3. Перечислить основные требования к АС ТОиР/ЕАМ.
4. Перечислить основные требования к АСКУЭ.
5. Каким образом должны объединяться АСУ ПД, АС ТОиР/ЕАМ и АСКУЭ в единую ИКСУ?

2.4. Требования к подсистемам ИКСУ горизонтального типа (Вариант 2. Требования к автоматизированной подсистеме управления технологической безопасностью)

В данном методическом пособии программной платформой реализации ИКСУ горизонтального типа должна быть SCADA. ИКСУ должна включать в себя следующие подсистемы: АС ТОиР, подсистему пожарной сигнализации (АСПС), АСКУЭ и противоаварийную защиту (ПАЗ). Основными задачами интеграции являются:

- обеспечение взаимодействия подсистем АС ТОиР, АСКУЭ, ПАЗ и АСПС между собой на основе SCADA;
- облегчение работы диспетчера (операторов) в аварийных случаях за счет исключения случаев повторного ввода данных, дублирования команд на разных подсистемах, облегчения восприятия и анализа данных, единообразно отображаемых в едином месте.

2.4.1. Требования к ПАЗ.

При проектировании автоматизированной системы ПАЗ должна быть предусмотрена возможность как автоматического и автоматизированного приведения в действие систем безопасности, так и ручного – для арматуры по месту ее установки. Отказ в цепи автоматического

включения не должен препятствовать ручному включению и осуществлению функций безопасности. Для включения аварийной защиты должно быть достаточным воздействие на минимальное число управляющих элементов.

Проектные решения ПАЗ должны предусматривать сокращение ложных срабатываний и опасных отказов до минимума. ПАЗ должна быть в такой мере отделена от АСУ ТП (SCADA-системы), чтобы нарушение или вывод из работы любого элемента или канала АСУ ТП не влияли на способность ПАЗ выполнять свои функции.

Отказы технических и программных средств и повреждения ПАЗ должны приводить к появлению сигналов на щитах управления и побуждать оператора (диспетчера) к действиям, направленным на обеспечение безопасности технологического процесса.

В тех случаях, когда это технически невозможно, методика и средства периодических проверок ПАЗ должны выявлять имеющиеся нарушения без снижения функциональной готовности других систем и элементов безопасности и систем (элементов), важных для безопасности.

Должны быть предусмотрены автономные средства, обеспечивающие регистрацию и хранение информации, необходимой для расследования аварий. Указанные средства должны быть защищены от несанкционированного доступа и сохранять работоспособность в условиях проектных аварий и аварий, не предусмотренных проектом.

2.4.2. Требования к автоматическим системам пожарной сигнализации

ТЗ на АСПС разрабатывается в соответствии с РД 25.952-90 (РД 78.142-90) «Системы автоматического пожаротушения пожарной охранной и охранно-пожарной сигнализации. Порядок разработки задания на проектирование».

Исходными данными для проектирования являются характеристики защищаемых помещений и пожароопасных материалов и сертифицированные средства автоматической системы пожарной сигнализации:

- Приёмно-контрольные приборы автоматической системы пожарной сигнализации.
- Ручные пожарные извещатели автоматической системы пожарной сигнализации на путях эвакуации, по всем уровням здания.
- Электропитание приборов автоматической системы пожарной сигнализации в соответствии с п.4.50-4.52 СНиП 2.04.09-84 "Пожарная автоматика зданий и сооружений".
- Знаки пожарной безопасности. Виды, размеры. Общие технические требования, расстановка знаков пожарной безопасности для обо-

значения средств пожарной сигнализации, звуковых извещателей пожарной тревоги, эвакуационных выходов и кнопок ручного включения системы пожарной автоматики.

При выборе конкретного применяемого типа компонентов АСПС необходимо руководствоваться НПБ 110-99 и НПБ 75-98.

При выборе типа приемо-контрольного прибора (ПКП) пожарной сигнализации необходимо руководствоваться его способностью управлять системами оповещения о пожаре соответствующего типа и пожарной автоматикой, а также требованиями государственных стандартов и норм пожарной безопасности.

АСПС должна формировать управляющий сигнал на включение системы оповещения и отключения приточной вентиляции в помещении, где произошел пожар, при условии одновременного срабатывания, не менее двух пожарных извещателей в любом шлейфе пожарной сигнализации. В случае адресной системы пожарной сигнализации достаточно срабатывание одного пожарного извещателя в двухпроводной адресной линии.

Вся поступающая информация от приборов автоматической системы пожарной сигнализации «Тревога», «Пожар», «Неисправность», «Вскрытие прибора», и т.д. должна храниться в памяти на приемном пульте и в случае необходимости иметь возможность передачи на АРМ-оператора.

Условиями обнаружения пожара пожарными извещателями являются:

- появление дыма и (или) пламени в цехе;
- повышение температуры в цехе до +70°C.

Средства обнаружения пожара (пожарные извещатели) должны располагаться таким образом, чтобы обеспечить обнаружение контролируемых факторов пожара в любой точке объекта, где возможно расположение горючих материалов, либо появление факторов пожара. Ручные пожарные извещатели должны быть доступны для их активации (включения) при возникновении пожара на объекте и устанавливаться, как правило, на путях эвакуации.

АСПС должна обеспечивать информирование дежурного персонала об обнаружении факторов пожара посредством световых и звуковых сигналов. АСПС должна обеспечивать информирование дежурного персонала об обнаружении неисправности линий связи между отдельными техническими средствами посредством световых и звуковых сигналов, отличных от сигналов о пожаре.

Линии связи между техническими средствами АСПС должны быть выполнены с учетом обеспечения функционирования АСПС при

пожаре в течение времени, необходимого для обнаружения пожара, выдачи сигналов оповещения, а также времени, необходимого для управления техническими средствами, взаимодействующими с АСПС.

Приёмно-контрольные приборы АСПС должны устанавливаться в помещениях с круглосуточным пребыванием дежурного персонала (оператора), либо обеспечивать передачу формируемой информации дежурному персоналу. Пожарные извещатели, устанавливаемые на объекте, должны обеспечивать однозначное информирование людей о пожаре в течение времени эвакуации. Уровень громкости, формируемый звуковыми извещателями, в любой точке защищаемого объекта, где требуется оповещение, должен быть выше допустимого уровня шума. Световые извещатели должны обеспечивать контрастное восприятие информации в диапазоне освещенностей, характерном для защищаемого объекта.

Технические средства АСПС должны быть обеспечены бесперебойным электропитанием на время выполнения ими своих функций. Технические средства АСПС должны быть устойчивы к воздействию электромагнитных помех с предельно допустимым уровнем, характерным для защищаемого объекта. АСПС не должна оказывать отрицательного воздействия электромагнитными помехами на технические средства, применяемые на защищаемом объекте.

Технические средства АСПС в условиях нормального режима работы и в условиях неисправности должны быть безопасными с точки зрения возможности поражения персонала электрическим током и перегрева их конструктивных элементов.

Пожарная сигнализация должна представлять собой систему с лучевой архитектурой, в которой ПКП определяет зону возникновения тревожного извещения в шлейфе или двухпроводной адресной линии. В шлейф или двухпроводную адресную линию пожарной сигнализации должны быть включены обычные адресные извещатели и/или обычные пороговые извещатели.

Каждую точку защищаемой производственной зоны необходимо контролировать не менее чем двумя пожарными извещателями. Дублирующие пожарные извещатели должны быть установлены на расстоянии не более половины нормативного. При использовании адресной системы пожарной сигнализации каждую точку защищаемой поверхности зоны допускается контролировать одним адресным извещателем. Вывод сигналов о срабатывании пожарной сигнализации по согласованию с территориальными органами управления Государственной противопожарной службы (ГПС) и при наличии технической возможности рекомендуется осуществлять по выделенному в установленном порядке

радиоканалу или другим способом в центр управления силами («01») ГПС.

2.4.3. Требования к автоматизированной системе управления техническим обслуживанием и ремонтами

АС ТОиР должна обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- Прием информации о контролируемых технологических параметрах от контроллеров нижних уровней и датчиков.
- Сохранение принятой информации в архивах.
- Вторичная обработка принятой информации.
- Графическое представление хода ремонта, а также принятой и архивной информации в удобной для восприятия форме.
- Прием команд оператора и передача их в адрес контроллеров нижних уровней и исполнительных механизмов.
- Регистрация событий, связанных с контролируемым технологическим процессом и действиями персонала, ответственного за эксплуатацию и обслуживание системы.
- Оповещение эксплуатационного и обслуживающего персонала об обнаруженных аварийных событиях, связанных с контролируемым технологическим процессом и функционированием программно-аппаратных средств АСУ ТП с регистрацией действий персонала в аварийных ситуациях.
- Формирование сводок и других отчетных документов на основе архивной информации.
- Обмен информацией с автоматизированной системой управления предприятием (КИС).

АС ТОиР должна осуществлять следующие учетные задачи:

- Учет простоев и работы оборудования.
- Учет выявленных дефектов, нарушений и отклонений в работе оборудования.
- Учет результатов измеряемых показателей.
- Учет результатов диагностики.
- Результаты учета должны фиксироваться в специальном журнале учета.

В данном пособии рассматривается часть автоматизированной системы управления техническим обслуживанием и ремонтами: on-line мониторинг состояния оборудования и SCADA-предупреждение оператора о его несоответствии.

Оборудование, подлежащее техническому обслуживанию, должно быть разделено на два типа: роторное и нероторное. В роторном типе (у

оборудования с внутренними вращающимися источниками вибрации) должна контролироваться вибрация.

Измерение вибрации машин должно осуществляться в соответствии с ГОСТ ИСО 10816, части 1-4 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях».

Функции мониторинга диагностики и управления оборудованием должны быть объединены в SCADA.

Результаты мониторинга состояния оборудования должны представляться в виде специальных экранных форм диспетчеру.

Для контроля оборудования, как роторного, так нероторного типов должны использоваться графики непрерывного статистического контроля в течение дня, месяца, полугода и нескольких лет.

Статистический контроль данных измерений должен осуществляться в соответствии с ГОСТ Р 50779 «Статистические методы. Карты Шухарта».

2.4.4. Требования к АСКУЗ

В данном пособии рассматриваются лишь факторы поражающие здоровье работника. Для контроля уровня загазованности воздуха летучими углеводородами нефтяного ряда (парами нефти) в помещениях объектов цеха должны быть установлены стационарные системы контроля загазованности непрерывного действия.

Первичные преобразователи (датчики) систем контроля загазованности должны устанавливаться в производственных помещениях, куда возможно проникновение поражающих здоровье газов и паров, и в производственных помещениях, относящихся к классу взрывоопасных зон В-1а по ПУЭ и к классу 2 по ГОСТ Р 51330.9-99, в частности:

- в насосном зале магистральной насосной станции;
- в насосном зале промежуточной насосной станции;
- в помещении маслосистемы;
- в помещении системы сглаживания волн давления (ССВД);
- в помещении насосной откачки нефти из емкости сбора утечек;
- в помещении насосной откачки нефти из емкости ССВД;
- в помещениях измерения количества и качества нефти.

Первичные преобразователи должны устанавливаться в соответствии с требованиями РД БТ 39-0147171-003, ВУП СНЭ-87 или директивы 94/9/ ЕС (ATEX 95).

В одном помещении должно быть установлено не менее двух первичных преобразователей системы контроля загазованности.

Системы контроля загазованности должны обеспечивать измерение уровня загазованности атмосферы парами углеводородов, выраженного в процентах от ПДК (предельного значения вредного воздействия на рабочем месте, OEL) в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005-88 или EN40/2005 «Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны, OSHA» Стандарт 29 CFR 1910.1000, таблицы Z-1 и Z-2, а также ACGIH «Справочник значений пороговой концентрации и показателей биологического воздействия».

Время установления выходного сигнала системы контроля загазованности должно быть менее 10 секунд от момента поступления смеси воздуха с парами углеводородов на чувствительный элемент первичного преобразователя системы.

Система контроля загазованности должна обеспечивать сигнализацию следующих уровней загазованности:

- предельный уровень загазованности;
- аварийный уровень загазованности.

Предельный уровень загазованности устанавливается равным 10% ПДК. Аварийный уровень загазованности устанавливается равным 30% ПДК.

Система автоматизации должна формировать:

- защиту по сигналу «Предельная загазованность в помещении» без выдержки времени после получения от системы контроля загазованности сигнала «Предельный уровень загазованности»;
- защиту по сигналу «Сохранение предельной загазованности в помещении» при сохранении в течение 10 минут сигнала «Предельный уровень загазованности»;
- защиту по сигналу «Аварийная загазованность в помещении» без выдержки времени после получения от системы контроля загазованности сигнала «Аварийный уровень загазованности».

Защита должна обеспечивать работу приточно-вытяжной вентиляции помещения технологического помещения (при наличии соответствующих систем вентиляции) в зависимости от уровня загазованности и температуры воздуха в этом помещении.

Контрольные вопросы

1. Что является объектом управления в ПАЗ, АСПС и АСКУЗ?
2. Перечислить основные требования к ПАЗ.
3. Перечислить основные требования к АСПС.

4. Перечислить основные требования к АСКУЗ.
5. Каким образом должны объединяться ПАЗ, АСПС и АСКУЗ в единую ИКСУ?

3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ УЧЕТНЫМИ ОПЕРАЦИЯМИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

3.1 Описание бизнес- процессов как объектов управления АСУПД

Существуют различные программные платформы автоматизации производственной деятельности [2]. Под автоматизированной системой управления производством нефтегазового предприятия в данном пособии понимается АС типа (1С, SAP), для конфигурирования которой осуществляется выявление целей и показателей, описание бизнес-процессов и их процедур, организационной структуры управления и регламентирующей документации учетных операций в АСКУЭ, АС ТОиР и SCADA. Программно-информационные средства для построения ИКСУ производством должны:

- обеспечивать сбор измерительной информации;
- хранить ее в базах данных;
- обеспечивать обработку информации по известным правилам;
- устранять невязки и небалансы учетных данных между объектами учета;
- обеспечивать формирование и печать отчетов по согласованным учетным данным.

Бизнес-процесс (БП) – это реализация деятельности, способ решения производственной задачи [37]. Он описывает то, как производственная деятельность выполняется, в какой последовательности и в каких вариантах, а также то, какие функции реализуются исполнителями для достижения установленных целей.

Описание бизнес-процессов учетного типа в общем случае может включать в себя:

- Планирование производства.
- Оперативно-диспетчерское управление производством.
- Производственный учет и согласование материальных балансов.
- Учетный контроль качества результатов производства.
- Учет и анализ потребления энергетических ресурсов.
- Учетный контроль состояния технологического оборудования.
- Фактический анализ производственного процесса.

Различают коммерческий и технический учет.

Процессы коммерческого учета предоставляют данные, которые используются для взаимных финансовых расчетов между поставщиками исходной продукции и ее потребителями, поставщиками и потребителями энергоресурсов. Процессы технического учета предназначены для технологических учетов внутри предприятия по его подразделениям и объектам, в частности для учета энергопотребления.

К коммерческому учету энергоресурсов относят:

1. Учет получаемой нефти (газа) с месторождений;
2. Учет подготовленной нефти.
3. Учет подготовленного газа.
4. Учет полученной электроэнергии 10кВ.
5. Учет преобразованной электроэнергии 380В.
6. Учет преобразованной электроэнергии 220В.

К техническому учету энергоресурсов относят:

1. Учет полученной технической воды.
2. Учет полученной теплой воды.
3. Учет полученного пара.
4. Учет собранной подтоварной воды.
5. Учет части газа, потребленного на собственные нужды.
6. Учет газа сжигаемого на факеле.
7. Учет аварийно-сброшенного газа.
8. Учет поднятой артезианской воды.

Планирование производства. Любой вид производственной деятельности начинается с составления планов. Заданные *объемный план на месяц, ограничения по свободным емкостям в резервуарных парках и текущее состояние технологических установок* являются выходом функции планирования производственного цеха нефтегазовой отрасли. Менеджером производства в соответствии с установленным регламентом рассчитывается *суточный производственный план выработки продукции* по каждой технологической установке (выход функции планирования).

Оперативно-диспетчерское управление обеспечивает выполнение следующих функций:

- Контроль загрузки технологических мощностей.
- Регистрацию и оповещение об отклонениях технологического процесса от заданных режимов и нормативов.
- Контроль отклонения факта от производственного плана в реальном времени:
 - учет движения сырья, полуфабрикатов и готовой продукции по предприятию;

- контроль остатков в резервуарных парках;
- формирование производственной отчетности.

Диспетчер в соответствии с регламентами компании на основе измеряемых АСУ ТП (SCADA) -данных о загрузке технологических мощностей (отклонений от заданных режимов и нормативов), а это является входом функции диспетчеризации процессов учета, формирует отчетность по учету продукции, остаткам в резервуарных парках.

Контроль технологических режимов реализуется диспетчером. В результате анализа всех зарегистрированных отклонений производства от заданных (входы функции контроля) в соответствии с регламентом компании формируются отчеты о ключевых показателях производства.

Ключевые показатели производства определяются производственным менеджментом. К ключевым показателям производства относятся:

- Коэффициенты отбора продуктов из исходного сырья по установкам.
- Глубина переработки по цеху и технологическим установкам.
- Отклонение выработки полуфабрикатов и готовой продукции от плана.
- Скорость изменения остатков сырья, полуфабрикатов и готовой продукции.
- Удельное потребление всех видов энергоресурсов.
- Отклонение качества выпускаемых полуфабрикатов и готовой продукции.
- Запас готовой продукции.
- Величина безвозвратных потерь.

Специализированный сервер отчетов обеспечивает оформление производственной отчетности на основе созданных шаблонов. Все отчеты автоматически обновляются с настраиваемой дискретностью. Примерами шаблонов отчетов являются:

- Режимные листы.
- Сводные отчеты о работе предприятия.
- Остатки в местах хранения.
- Отклонение от плана по технологическим мощностям.
- Сводки по качеству.
- Любые специализированные отчеты произвольной формы.

Производственный учет и согласование материальных балансов заключается в непрерывном отслеживании менеджером выполнения производственных планов, поступающих данных по учету (вход функции производственного учета), в соответствии регламентом формиру-

ются отчеты план/факт, включающие автоматизированный анализ причин отклонений за смену, сутки, месяц (выход функции производственного учета).

Помимо этих расчетов функцией *Производственный учет и согласование материальных балансов* выполняются:

- Расчет согласованных материальных балансов за сутки, декаду, месяц и т.д.
- Расчет объемных и энергетических балансов.
- Определение фактических потерь.
- Обнаружение погрешностей измерения коммерческих приборов учета.
- Планирование оптимальной модернизации приборов учета.

Контроль качества. Качество готовой продукции наряду с себестоимостью является наиболее эффективным конкурентным преимуществом. Для целей непрерывного контроля и анализа качества используется "Лабораторно-аналитическая служба" (LIMS). Она на основе исходных данных о продукции (входы функции) обеспечивает свою деятельность в соответствии с требованиями:

- к компетенции испытательных лабораторий (ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2000);
- к точности (правильности и прецизионности) методов и результатов измерений (ГОСТ Р ИСО 5725-2002, ч. 1-6, включая МИ 2335-2003).

LIMS -службой создаются *достоверные и оперативные данные по контролю качества продукции, передаваемые на различные уровни управления предприятием (выходы функции)*.

Учет и анализ производства и потребления энергетических ресурсов. В настоящее время стоимость энергетических ресурсов в структуре себестоимости готовой продукции занимает все большую часть. Именно поэтому автоматизация бизнес-процессов учета и анализа производства и потребления энергетических ресурсов несет огромный экономический эффект. На основе данных измерений счетчиков энергии (входы функции) в соответствии с регламентом компании диспетчер формирует *отчет и анализ производства и потребления энергии на внутренние нужды*.

Фактический анализ производственного процесса. Результатом этого процесса является *аналитика в реальном времени (выход) на основе ключевых показателей эффективности (вход)*, позволяющих по нескольким совокупным критериям менеджеру производства :

следить за текущими тенденциями во всех областях производственного процесса;

осуществлять привязку издержек к конкретным производственным процессам (к качеству исходной и готовой продукции, к ее транспортировке, технологическим операциям, удельным показателям);

строить динамические модели производства для калькуляции текущих затрат как в привязке к конкретным рабочим местам, так и в разрезе отдельных выполняемых заказов (выходы процесса).

Действующая нормативная (регламентная) база в области учета энергопродукции на объектах нефтегазового комплекса насчитывает более 120 документов.

В их числе:

- ГОСТ Р 8.615-2005, Государственная система обеспечения единства измерений. «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».
- ГОСТ Р 8.647-2008, Государственная система обеспечения единства измерений. «Метрологическое обеспечение определения количества нефти и нефтяного газа, добытых на участке недр».
- РД 39-30-627-81, «Инструкция по учету нефти в нефтегазодобывающих объединениях».
- РД 39-108-91, «Методические указания по определению величины технологических потерь нефтяного газа при его добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспорте».
- РД 39-0147103-312-86, «Методика учета технологических потерь нефтяного газа на нефтедобывающих предприятиях Миннефтепрома».
- РД 39-0147103-388-87, Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях Министерства нефтяной промышленности, Уфа.-ВНИИСПТнефть,1988г.
- РД 153-39.4-042-99 «Инструкция по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти».
- Постановление Госснаба СССР от 26.03.86 г. № 40. Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании.
- ГОСТ Р8.595, «Масса нефти и Нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»-2004г.
- ГОСТ Р8.615, «Измерение количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»-2005г.

- ГОСТ 9018-89 Колонки топливораздаточные Общие технические условия.
- РД153-39.2-080-01, "Правила технической эксплуатации АЗС»-2003г.

БП учета представляет собой совокупность последовательных, целенаправленных и регламентированных функций, в которой посредством управляющего воздействия и с помощью ресурсов учетные входы процесса преобразуются в выходы (в отчетные документы), результаты процесса, представляющие ценность для предприятия.

Проектные решения. Рассмотрим в качестве примера проектные решения для автоматизированной системы управления учетной деятельностью газотранспортного предприятия, цеха подготовки газа.

Процессный подход позволяет рассматривать учетную деятельность предприятия как связанную систему бизнес-процесса оперативного учета, управляемую посредством автоматизированных систем АСУПД, АС ТОиР и АСКУЭ, каждая из которых во взаимосвязи друг с другом и внешней средой реализует заданные цели.

В настоящий момент применение процессного подхода является обязательным условием для построения, в частности, системы менеджмента качества на предприятии нефтегазовой отрасли в соответствии с требованиями стандарта ISO 9001:2008.

Практика показывает, что система управления, построенная на принципах процессного управления, является более эффективной и результативной по сравнению с равной ей по масштабу функциональной системой.

Пусть автоматизированная система управления производственной деятельностью этого предприятия (рис.3.1) содержит программный комплекс диспетчерского управления производством (ПКДУ), назначение которого управлять производством, и программный комплекс мониторинга объектов магистральных газопроводов (ПКМО), назначение которого оперативный учет и контроль затрат. Компьютерная система управления производственной деятельностью включает в себя следующие подсистемы:

- Подсистему формирования отчетных документов и диаграмм, позволяющую создавать как внутренние отчетные документы, так и периодическую отчетность, например, для ОАО «Газпром».
- Графическую экранную подсистему, позволяющую создавать объектно-ориентированные схемы и отображать на них оперативную информацию о производстве.

- Подсистему интеграции с внешними приложениями (в частности, со SCADA).
- Подсистему репликации данных, предоставляющую возможность обмениваться данными между различными уровнями управления системы.

Поступившая и рассчитанная информация отображается на видеомониторе посредством средств Dashboard SAP или программных средств 1С, KPI Soft (QPR), группы компаний Инталев (ИНТАЛЕВ: Корпоративный контроллинг). Эта информация используется для:

- Построения временных трендов производственного и технологического процессов за любой период времени.
- Формирования внутренних отчетных документов: для диспетчерского управления, для руководства предприятия, планового отдела, бухгалтерии, производственных отделов, отдела технического развития.
- Формирования отчетности компании.
- Формирования отчетных данных для сторонних организаций.

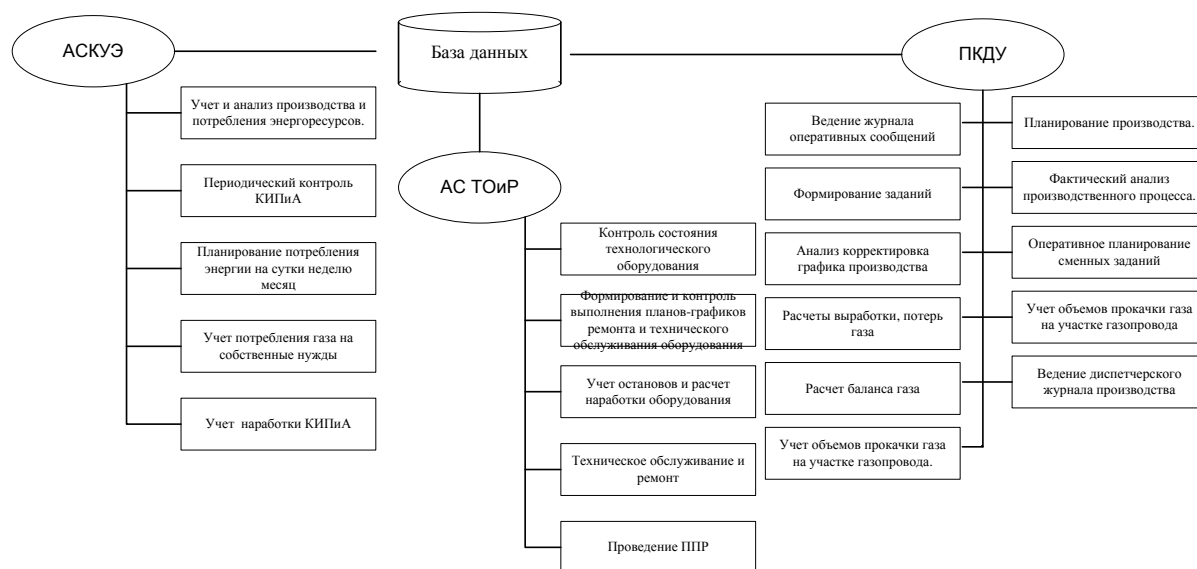


Рис. 3.1. Функции программных комплексов ИКСУ оперативного учета

На нижнем уровне АСУ ПД реализуется программный комплекс ПКДУ (SCADA), который осуществляет сбор информации о режимах транспорта газа, о поступлении, распределении и качестве транспортируемого газа, о расходе газа на собственные нужды.

С целью контроля выполнения плана транспорта газа в АСУ ПД на основе поступившей информации:

- ведется электронный диспетчерский журнал производства;

- производится расчет запаса газа и изменения запаса газа по участкам и отводам газотранспортной системы, формируются сводные данные о запасе газа по предприятию, газопроводам и т.д.;
- ведется журнал оперативных сообщений;
- производится расчет баланса газа за сутки и за месяц;
- производится расчет товаротранспортной работы (ТТР) за сутки и за месяц, формируются сводные данные о ТТР по предприятию и независимым поставщикам;
- производится расчет прогнозируемых суточных переборов газа.

Пусть программные комплексы ПКДУ (SCADA), АСКУЭ и АС ТОиР функционируют на основе единой информационной базы и используют единые актуальный справочник оборудования (АС ТОиР) и измеряемые данные АСКУЭ. Использование информации, поставляемой SCADA-системой, предполагает возможность формирования и поддержания в актуальном состоянии учетных данных в различных подсистемах АСУПД.

Графики и планы проведения ремонтных и других работ на объектах магистральных газопроводов, формируемые в комплексе АС ТОиР, используются при планировании работ в оперативном диспетчерском журнале. В нем фиксируются пуски и остановки оборудования, а в комплексе АС ТОиР на основе этих данных рассчитывается наработка оборудования. Этими данными диспетчерского журнала пользуются производственные отделы, контролирующие ход выполнения работ на объектах магистральных газопроводов.

В описание процесса на этапе концептуальной разработки проекта АСУПД могут быть включены следующие пункты спецификации бизнес-процесса учета:

- *Название.* Для этого используется конструкция из отглаголенных существительных или глаголов функций, например, "выполнение заказа" или "выполнить заказ".
- *Характеристики (регламенты) деятельности* – они включают в себя системы измерений и соответствующие стандарты, используемые при выполнении процессов.
- *Цель.* В проекте описывается основная формальная цель процесса, Для правильного описания цели строят дерево целей деятельности предприятия, начиная с миссии и заканчивая функциональными целями изменений исходной продукции, которые повышают ценность производимого продукта.

- *Границы*. Они отделяют процесс от окружающей его среды. Формальное разделение начинают с установления границ взаимодействия между предприятием, клиентом и поставщиком. В результате декомпозиции границ выделяют разделение процессов друг от друга.
- *Входы и выходы*. Они определяют ресурсы, информационные компоненты, продукты, услуги, используемые и получаемые в результате деятельности.
- *Взаимозависимости*. Они описывают основные взаимозависимые отношения между процессом и другими процессами.
- *Собственник (владелец) процесса* – это лицо (лица), которое ответственно за функционирование процесса и его непрерывное совершенствование.
- *Управление функционированием процессов* – это методы, правила которые используются для управления процессами.
- *Механизмы выполнения процессов* – они определяют основных исполнителей процессов и используемых ими программных и технических средств.
- *Оценка функционирования процесса*. Функционирование процесса оценивается по трем направлениям: по результативности, эффективности, степени системной управляемости.

Описание деятельности осуществляется с использованием систем автоматизированного проектирования CASE (см следующий раздел пособия).

Выбор целей. Целями АС являются повышение эффективности производства за счет:

- сокращения издержек и потерь в производственных процессах (например, снижения транспортно-заготовительных расходов);
- снижения производственных простоев, уменьшения затрат на административно-управленческий аппарат;
- увеличения оборачиваемости товарно–материальных запасов;
- оперативности принятия решений и повышения производительности труда.

Цели предприятия должны быть установлены в численном виде и указаны конкретные сроки их выполнения [35].

Разработка регламентных требований является важным результатом описания БП, потому, что они устанавливают обоснование тому, что должна делать АС.

Для организации информационного потока технологических данных в АСУ ПД из АСУ ТП разработчиками SCADA-инструментальных

систем предлагается использовать специальный программный продукт типа VisualFlow компании EnvisionIt. Ключевое назначение пакета VisualFlow объединять (интегрировать) разнородные подсистемы. Графический объектно-ориентированный инструментарий позволяет через объекты и промежуточные (middleware) мосты организовывать каналы связи с приложениями БП. Приложения, способные быть источником информации, могут формировать специальные объекты, передаваемые в среду VisualFlow. Там с помощью таблиц и методов на объекте, переданном из источника, выполняются необходимые преобразования. Далее информационный объект передается целевому приложению.

Основная задача начального этапа разработки проекта является формирование системного представления об учетных операциях, связанных с измерением объемов готовой продукции, состоянием основного технологического оборудования, измерением потребляемой энергии производством на цеховом уровне предприятия НГО, выявление особенностей протекания бизнес-процессов учета и их взаимосвязи с технологическими процессами. Концептуальное описание бизнес-процессов должно отражать назначение процессов, протекающих на предприятии. Описание бизнес-процессов должно позволить понять «непосвященному человеку» принципы и механизмы их функционирования как объекта управления, выполняющего производственные задачи цеха предприятия. Спроектированные графические модели (экранные формы) должны обеспечивать взаимопонимание бизнес-заказчика и разработчика проекта ИКСУ.

При выполнении этого раздела необходимо задаться списком бизнес-процессов и подпроцессов их декомпозицией, определить их функциональное содержание, вход-выходные документы и исполнителей. Для каждого процесса необходимо установить критерии оценки его результативности.

Примерным содержанием управленческой деятельности производственного цеха предприятия нефтегазовой отрасли может быть выделение следующего списка функций процесса:

1. Оперативно-диспетчерское управление.
2. Производственный учет и согласование материальных балансов.
3. Контроль качества.
4. Учет и анализ производства и потребления энергетических ресурсов.
5. Контроль состояния технологического оборудования.
6. Планирование производства.
7. Фактический анализ производственного процесса.

Контрольные вопросы

1. Что представляет собой бизнес- процесс как объект управления в АСУ ПД?
2. Перечислить основные функции бизнес-процесса учетного типа.
3. Что представляет собой процессный подход при управлении бизнес деятельностью предприятия НГО?
4. Что представляет собой спецификация бизнес-процесса?
5. Каким образом формализуется описание бизнес- процессов?

3.2. Проектирование электронной модели деятельности предприятия с использованием CASE-средств

Компьютерным инструментом проектирования электронной модели деятельности предприятия является система и методология ORGWARE. Описание деятельности предприятия, как это следует из предыдущего раздела, включает в себя проектирование системы целей и показателей, описание модели бизнес процессов, организационной структуры и контекстной документации (регламенты бизнес-процессов, положения о подразделениях, должностные инструкции и методики) [3] (Рис.3.2).

В результате формального (модельного) описания деятельности на этапе разработки ТЗ проекта ИКСУ необходимо определить и согласовать с заказчиком спецификации бизнес-процессов, их функциональную связь и задать основные атрибуты результатов деятельности, которые в последующем могут стать основой проектных решений 1-С (SAP)-системы управления.

Система целей и показателей отвечает на вопрос «Что?» необходимо достигнуть организации и «Как?» будет определяться достижение целей.

Модель бизнес-процессов отвечает на вопросы «Что?», «Когда?» (в некоторых случаях и «Как?») необходимо для этого делать.

Организационная структура отвечает на вопрос «Кто?» будет делать.

Цифровая модель процессной деятельности производственного предприятия выступает ядром представления об объединении жизненных циклов его услуг и производства. Она включает в себя модели процессов, их цели, спецификации, регламенты, нормативные требования, записи, все элементы которых доступны через интранет-запрос и поиск.

Проектирование системы целей Цели могут быть разные. При проектировании целей, необходимо определить критерии повышения эффективности работы предприятия, так как они будут напрямую зависеть от поставленных целей. Кроме того, следует определить, за счет чего после внедрения автоматизированной системы управления производственный цех будет работать лучше.

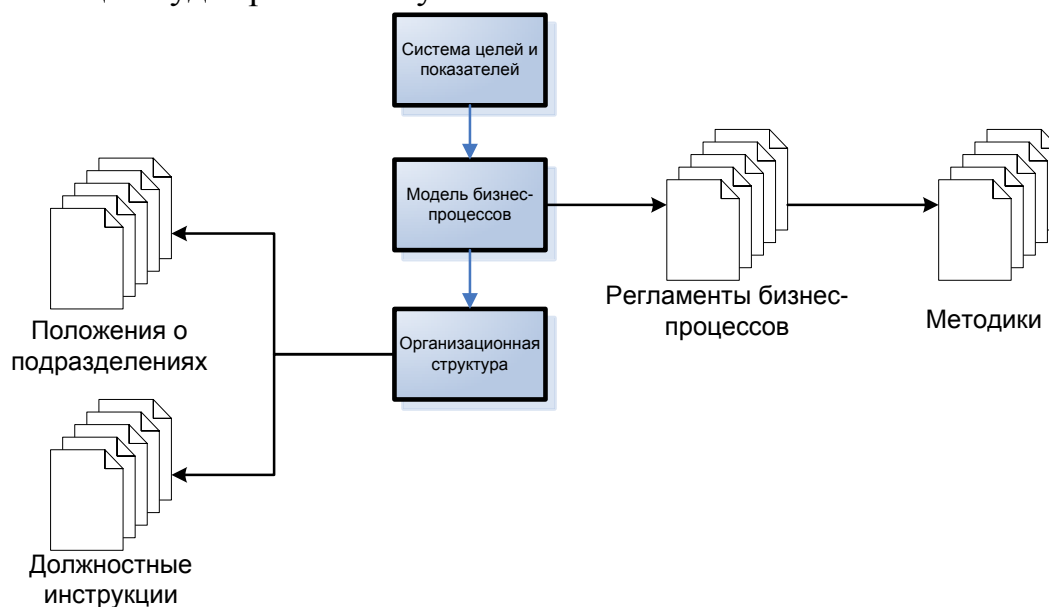


Рис.3.2. Структурные компоненты описания деятельности

Пусть *целями предприятия* являются:

1. Прокачка газа по трубопроводной магистрали строго в соответствии с установленным компанией графиком поставки (объем хх, сроки уу).
2. Снижение дебиторской и кредиторской задолженности (%).
3. Повышение ликвидности (руб.).

В качестве программного обеспечения мониторинга результативности поставленных целей может быть использована программная платформа SEM (Strategic Enterprise Management – стратегическое управление предприятием), разработанная немецкой фирмой SAP AG.

Для решения задачи достижения этих целей необходимо, в частности, автоматизировать выполнение бизнес-процесса оперативного управления производством и оперативно управлять состоянием оборудования.

Основными функциями автоматизированной системы являются информационная и алгоритмическая поддержка выполнения планов повышения эффективности производства, плана производства; показатели реализации и отгрузки; план использования основных фондов, учиты-

вающий изменение состава и величины средств труда на предприятии, уровень их использования.

Проектирование описания БП. В пояснительной записке проекта необходимо описать каким образом в настоящий момент (AS IS) реализуется деятельность, как функционируют те или иные подразделения цеха, как выполняются различные операции в этих подразделениях (в случае отсутствия этих сведений можно ограничиться концептуальным описанием деятельности) [18].

Для описания деятельности предприятия могут использоваться специальные CASE-системы проектирования бизнес-процессов – BPWin, ARIS, Business-Studio [17] или средства программной системы MS Visio.

Перечень бизнес процессов, подлежащих автоматизации, должен быть определен в ТЗ.

В зависимости от фазы развития (уровня зрелости) предприятия и состояния ее системы управления при разработке проекта можно использовать два подхода к созданию модели бизнес-процессов, приведенные в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Варианты разработки модели бизнес- процессов

№	Подход	Использование
	1.Выделение и описание набора отдельных бизнес-процессов цеха с использованием рекомендаций методологии и программного продукта "Бизнес-инженер» [18]	Целесообразно использовать на предприятии, которое недавно приступило к формализации своей системы управления. Позволяет быстро решить задачи формализации отдельного набора бизнес-процессов. Для согласования бизнес-процессов между собой их можно связать по входам и выходам с помощью междиagramмных ссылок.
	2.Создание комплексной модели бизнес-процессов «Businessstudio» [17]	Предназначено для предприятия, осуществляющего полный цикл проектирования системы управления. Модель создается в соответствии с методологией структурного анализа и проектирования SADT. Это позволяет создать комплексную непротиворечивую модель бизнес-процессов, получить распределение ответственности за основные результаты деятельности. Используемые нотации – IDEF0

В зависимости от числа уровней системы управления и набора объектов управления может создаваться не одна, а несколько моделей бизнес-процессов, например, многоуровневая модель [17].

При разработке модели бизнес-процессов должны быть выполнены следующие задачи:

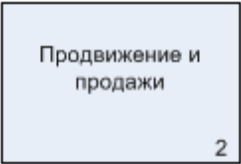

- Выявлен набор объектов управления (перечень бизнес процессов), и установлена ответственность.
- Выбран инструмент описания бизнес-процессов.
- Разработана модель (модели) бизнес-процессов.
- Выбраны документированные атрибуты входа и выхода (результативности БП).
- Определены критерии расчетов показателей процессов.

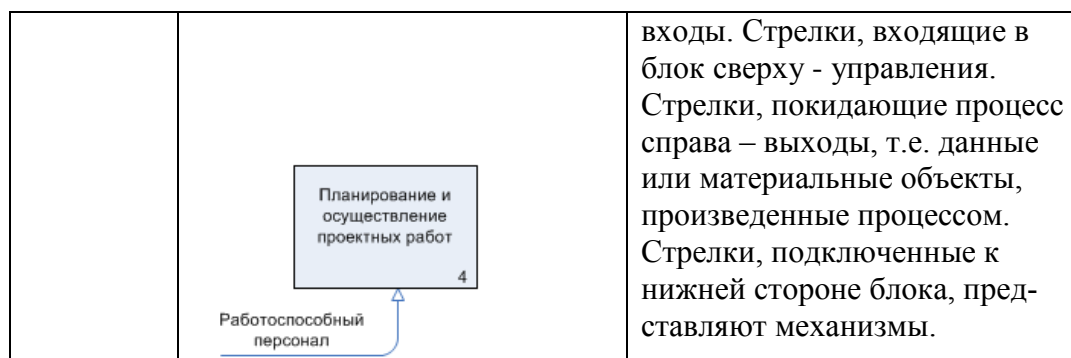
Согласно IDEF0-методологии, модель бизнес-процессов создается на основе принципа декомпозиции: «...декомпозиция заключается в начальном разделении объекта на более мелкие части и последующем соединении их в более детальное описание объекта».

В IDEF0-модели выделяются следующие основные виды стрелок: *Вход*, *Выход*, *Механизм* и *Управление*. Входы преобразуются, создаются или расходуются процессом, чтобы получить выход. Управления определяют условия, необходимые процессу, чтобы произвести правильный выход. Выходы - это информационные данные или материальные объекты, произведенные процессом. Механизмы идентифицируют средства, поддерживающие выполнение процесса. Таким образом, функциональный блок IDEF0 показывает преобразование входа в выход с помощью механизмов с учетом управляющих воздействий (таблица 3.2).

Таблица 3.2

Графические символы, используемые в IDEF0

Символ	Изображение	Описание
Блок		Блок описывает процесс. Внутри каждого блока помещается его имя и номер. Имя должно быть активным глаголом или отглагольным существительным. Номер блока размещается в правом нижнем углу. Номера блоков используются для идентификации на диаграмме и в соответствующем тексте.
Стрелка		Каждая сторона функционального блока имеет стандартное значение с точки зрения связи блок-стрелка, Стрелки, входящие в левую сторону блока -



Подробнее с правилами создания нотации IDEF0 можно познакомиться в [4] и Р50.1.028-2001, «Информационные технологии поддержки жизненного цикла изделия. Методология функционального моделирования».

Описание БП, опирающееся на графические форматы функциональной модели, позволяет адекватно отражать место и ценность отдельных элементов деятельности цеха (которые выделяются, как функциональные области или функции). При этом объектами анализа становятся именно функции, которые можно рассматривать как «свернутые» процессы, так как на этапе модельного анализа важно не то, как реализуется процесс, а зачем он нужен, его относительная значимость в общей системе, распределение ответственности за реализацию тех или иных функций по структурным звеньям организации и т.п.

Пусть на верхнем уровне модели рассматриваемая система представляется в виде одного процесса, например, «Производственная деятельность по транспортированию нефти». Далее он декомпозируется на совокупность функций первого уровня. Каждая из бизнес-функций этого уровня (например, БП оперативного учета) в свою очередь декомпозируется на ряд функций второго уровня (рис. 6.1). В качестве критерия выделения функций второго уровня можно использовать операционные действия при выполнении процесса. Так «Мониторинг технологических объектов магистральных нефтепроводов» (АС ТООиР) может быть декомпозирован на функции:

- Учет наличия и движения (вызванного, например, заменой устаревшего оборудования) основного и вспомогательного оборудования (компрессорных станций, магистральных газопроводов и отводов, газораспределительных станций, средств электрохимзащиты, энергетического оборудования).
- Учет остановов и расчет наработки оборудования и его узлов.
- Формирование и контроль выполнения планов-графиков ремонта и технического обслуживания оборудования.

Количество уровней декомпозиции выбирается исходя из задач проекта и необходимой степени подробности описания. На практике в цифровой модели используют 3-5 уровней декомпозиции. Дочерняя диаграмма, создаваемая при декомпозиции, охватывает ту же область деятельности, что и родительский процесс (функция), но описывает ее более подробно.

Выберем в качестве примера IDEF-проектирования второго уровня декомпозиции следующие функции:

- Оперативное планирование сменных заданий.
- Учет объемов прокачки газа на участке газопровода.

Для описания выбранных функций и организационной структуры предприятия можно использовать готовые шаблоны регламентирующей документации, опубликованные в сети Интернет. В качестве подходящей модели процессно-организационной деятельности может быть использована Интернет-модель нефтегазовой компании, занимающейся транспортированием нефтепродуктов (методология и программный продукт "Бизнес-инженер" на сайте [18]).

Отредактируем шаблон карты процессов предприятия так, как это показано на рис.3.3.

Отредактируем организационную структуру предприятия (рис.3.7).

Будем считать, что сквозной бизнес-процесс, включающий в себя техническое обслуживание и ремонт основного технологического оборудования цеха, учет потребленных на внутренние нужды энергоносителей, учет объемов прокачки газа и оперативное управление бизнес-процессами является ключевым. Эффективное управление этой цепочкой процессов может создать синергетический эффект производственной деятельности предприятия. Действительно, расчеты на основе достоверных данных измерений, оперативное планирование, исправно работающее оборудование и учет потребления энергии позволяют рассчитывать на повышение эффективности предприятия.

Отредактируем скопированную структурную схему под задачи бизнес-процесса газового производства (для этого произведем замену наименований основных бизнес процессов на интернет-диаграмме). Будем считать, что бизнес-процесс «Техническое обслуживание и ремонт» включает в себя следующий набор функций:

- «Учет наличия и движения оборудования».
- «Учет остановов и контроль состояния оборудования».
- «Расчет наработки оборудования».
- Будем считать, что бизнес- процесс «Учет прокачки газа» включает в себя выполнение следующих функций:

- «Расчет выработки газа на участке газопровода».
- «Расчет расхода газа на участке».
- «Расчет потерь газа».

Для определения функций «Оперативное планирование сменных заданий» воспользуемся шаблоном диаграммы «Оперативное планирование сменных заданий», аналогичной процедуры http://businessstudio.ru/navigator/proizv_predpr_abc. Этот шаблон позволяет доопределить следующие функции бизнес-процесса:

1. «Анализ и корректировка графика производства».
2. «Внесение изменений в график производства».
3. «Формирование заданий».
4. «Назначение исполнителей».

Разработанные на основе этих шаблонов IDEF0-модели бизнес-процессов приведены на рис.3.4 - 3.6, регламентирующие документы размещены на сайте (<http://www.betec.ru>) [18].



Рис. 3.3. Карта процессов предприятия

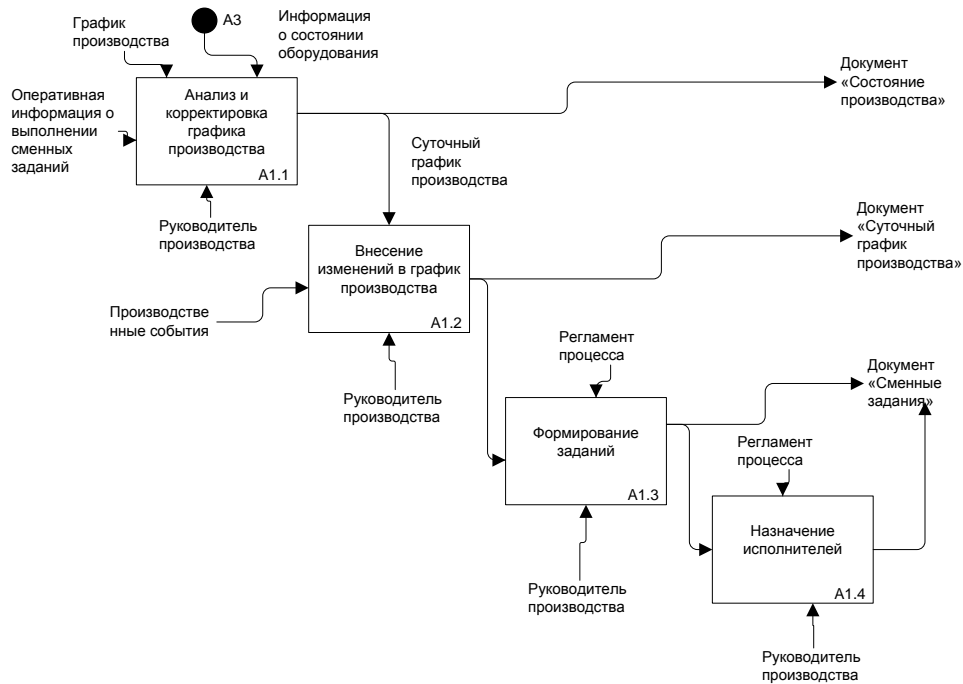


Рис. 3.4. Модель функций «Оперативное планирование сменных заданий»

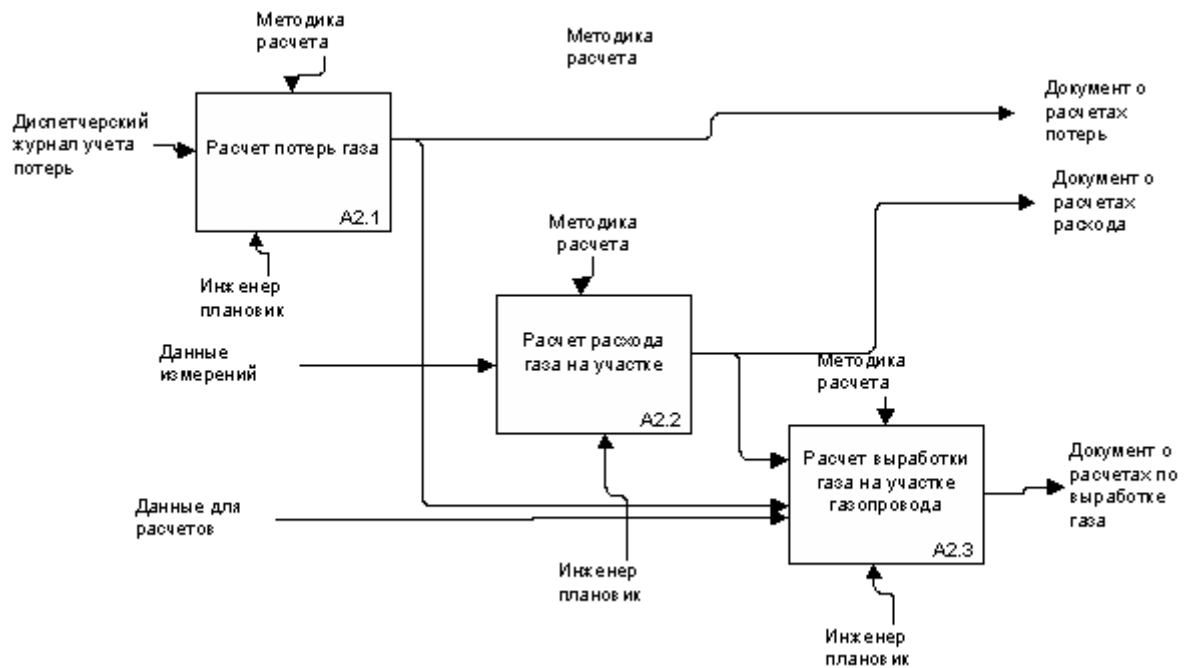


Рис. 3.5. Модель функций «Расчет выработки газа на участке газопровода»

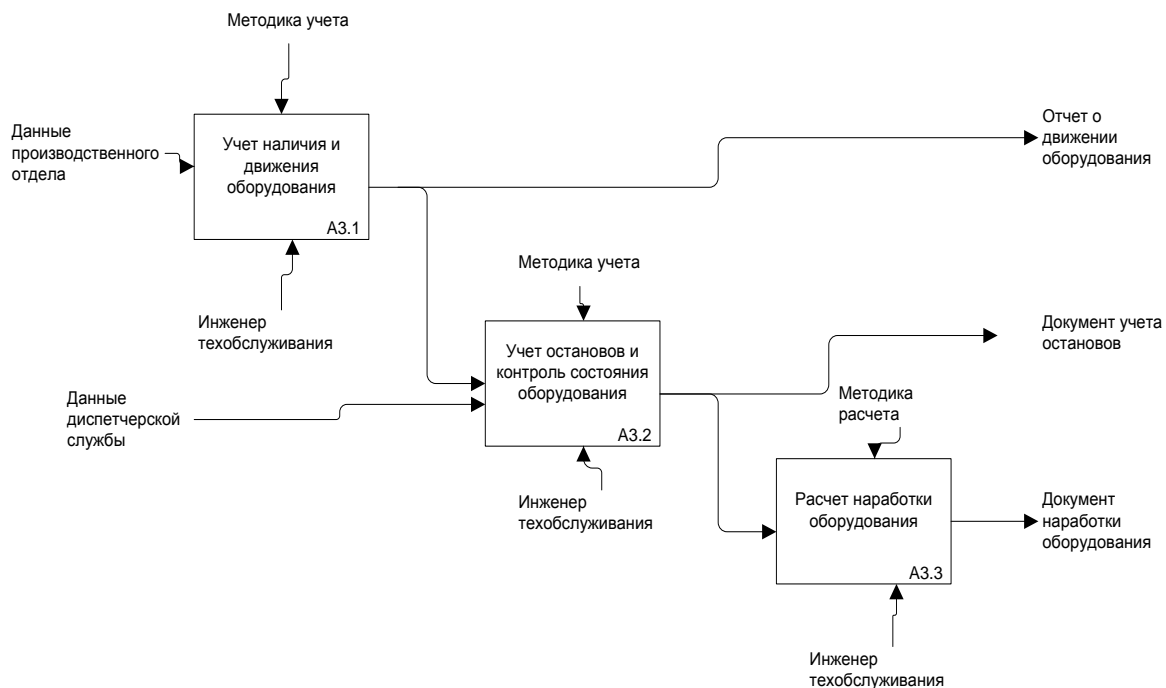


Рис. 3.6. Модель функций «Ремонт техоборудования»

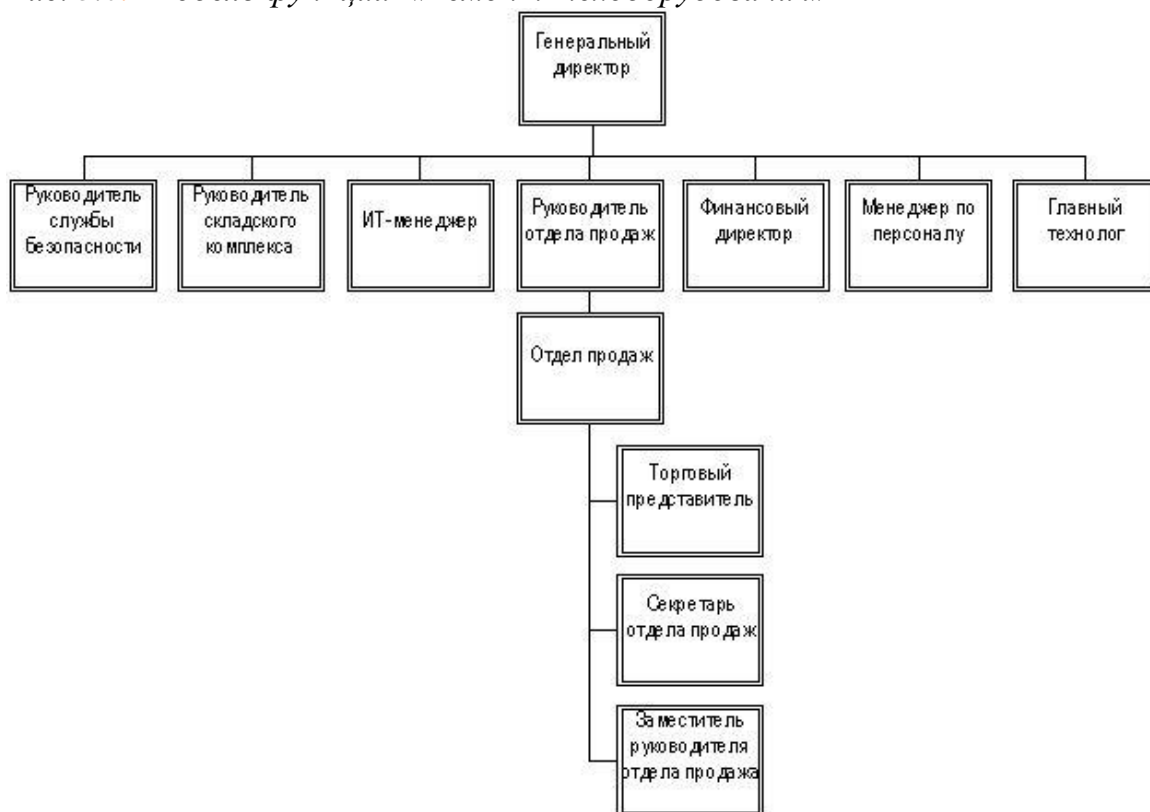


Рис. 3.7. Организационная структура предприятия

Разработанные в IDEF0-модели элементы системы управления следует зафиксировать в регламентирующей документации ИКСУ (до-

кументированных процедурах) для обеспечения необходимого уровня формализации бизнес-деятельности цеха [28].

По результатам модельного проектирования можно определить точки контроля эффективности (затрат) отдельных бизнес-процессов и сквозного бизнес-процесса в целом, например, с использованием программы SAP. Результаты такого контроля можно наблюдать в информационных системах типа Dashboard (программная платформа SEM). Пример такого контроля приведен на рисунке 3.8.

Получив из поддерживающих информационных систем (например, SAP) данные, оперативно фиксируемые по ходу процесса, и структурировав их надлежащим образом, можно восстановить реально протекающий в цехе производственный процесс [38]. Затем его можно анализировать относительно различных процессных атрибутов, в частности, определяя эффективность работы отдельных исполнителей, находить «узкие» места и формировать направления оптимизации процесса.

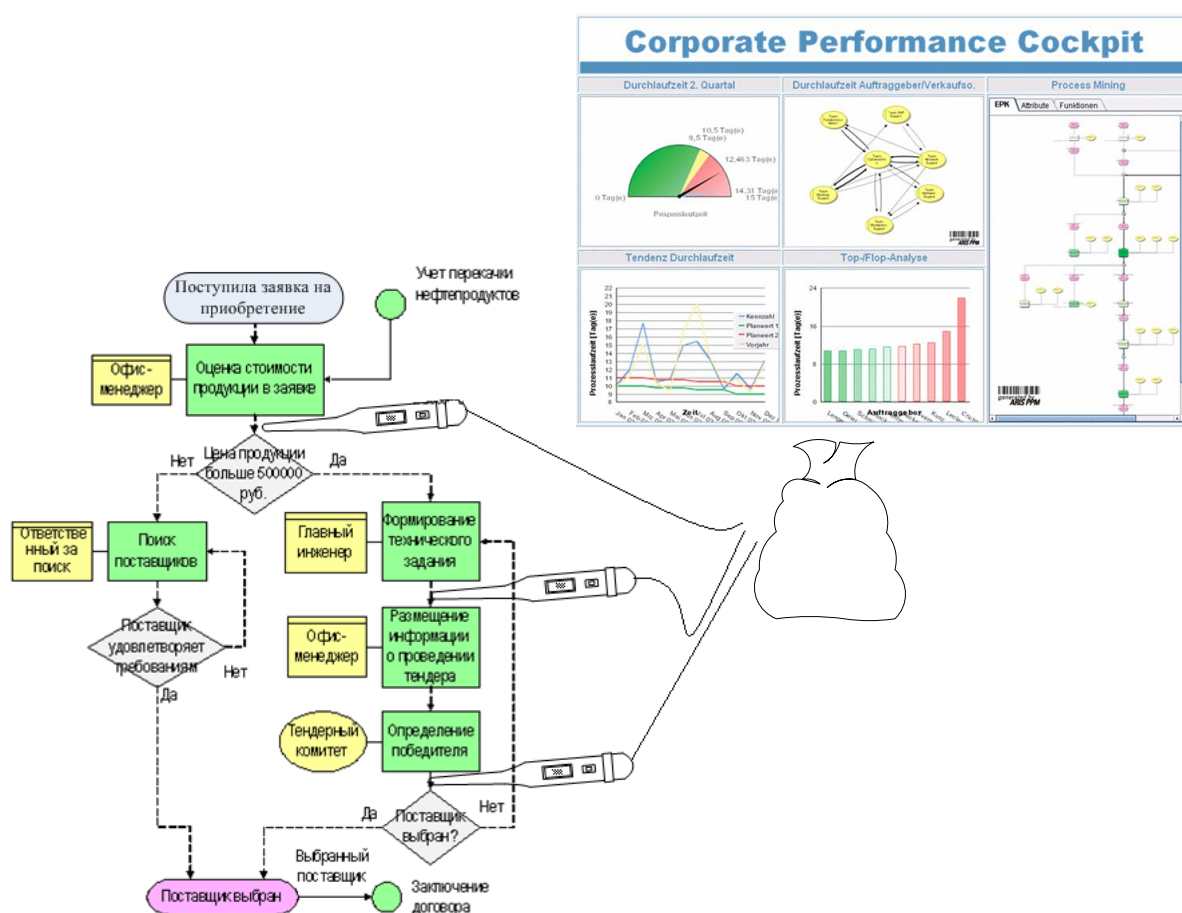


Рис. 3.8. Он-лайн мониторинг показателей деятельности производственного цеха

Контрольные вопросы

1. Какие программные системы используются для проектирования автоматизированного управления деятельностью предприятия?
2. Каким образом проектируется система целей предприятия?
3. Что представляет собой CASE- система проектирования бизнес-процессов?
4. Что представляет собой методология IDEF0- проектирования объектов управления АСУ ПД?
5. Каким образом осуществляется автоматизированный мониторинг бизнес-деятельности предприятия?

3.3. Проектные решения по АСКУЭ

Создание автоматизированных систем учета потребления энергии (воды, газа, тепла и электричества) на предприятии позволяет контролировать эффективность технологического оборудования, снизить долю его энергозатрат в себестоимости продукции. Снижение затрат становится возможным, в частности, благодаря использованию оптимальных для предприятия тарифов и регулированию графика нагрузки мощностей цеха [15].

Нормативными документами, регламентирующими учет энергии, являются:

РД 153-39-011-97 «Инструкция по учету нефтепродуктов на магистральных нефтепродуктопроводах».

РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении».

РД 153-39.0-111-2001 «Методика определения нормативной потребности и норм расхода природного газа на собственные технологические нужды газодобывающих предприятий».

СНиП 2.04.07-86 "Тепловые сети".

РД 34.09.102 «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя».

Общие принципы проектных решений

Обычно АСКУЭ цеха строится по иерархической трехуровневой схеме. Концептуальная структурная схема такого решения приведена на рис.3.9.

Верхний уровень АСКУЭ представляет собой автоматизированное рабочее место энергодиспетчера цеха, объединённое по ЛВС с рабочи-

ми местами специалистов, использующих в своей работе учетную информацию. Если существуют удалённые объекты энергоучёта, они связываются с АРМ энергодиспетчера по радиомодему или телефонному модему (выделенному или коммутируемому каналу).

Программа верхнего уровня энергодиспетчера производит:

- сбор информации измерителей расхода энергии циклическим опросом с диапазоном опроса устанавливаемым с пульта АРМ диспетчера;

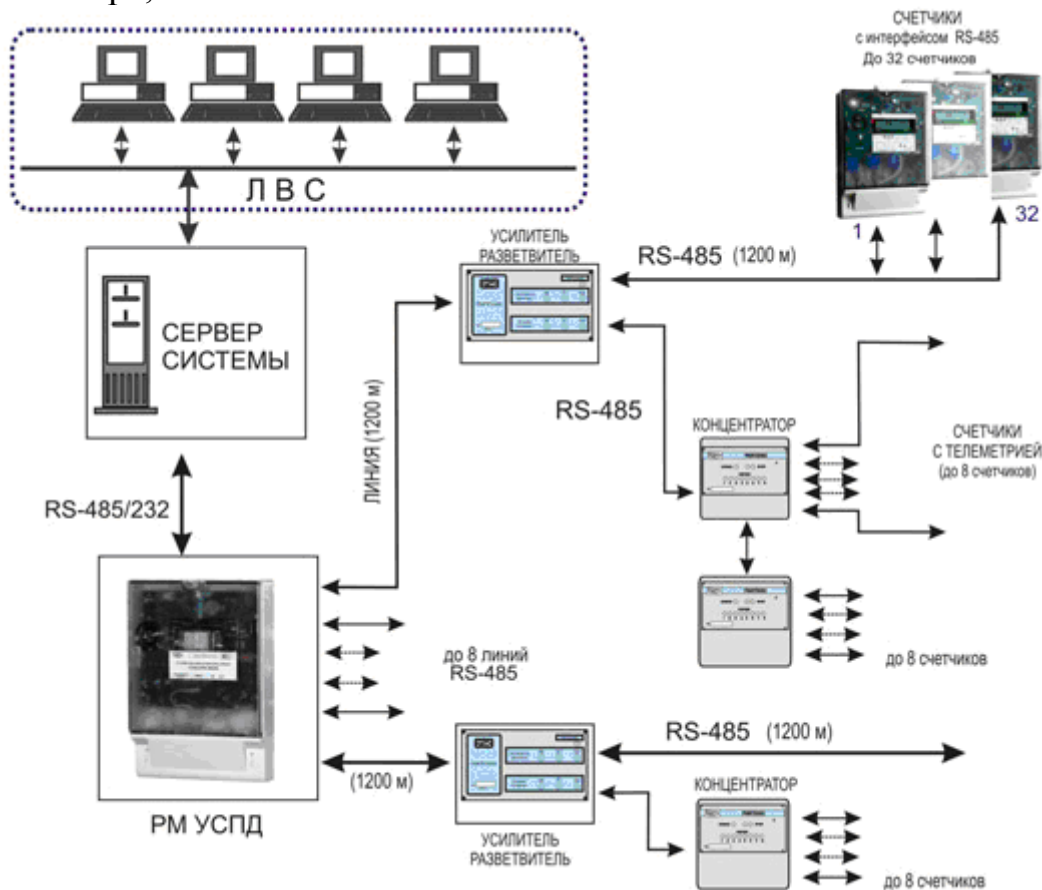


Рис. 3.9. Концептуальная структурная схема АСКУЭ

- отображение информации по всем видам расхода энергоносителей (мгновенном, накопительным итогом, архивном) в виде таблиц, графиков и диаграмм с привязкой их к структурно-функциональной схеме энергоснабжения;
- коррекцию технических параметров каналов энергопотребления с пульта АРМ диспетчера;
- расчёт и отображение информации о показателях режимов энергопотребления по различным типам энергоносителей за устанавливаемые промежутки времени (3 минуты, 30 минут, 1 час, 1 месяц и др.) в виде таблиц, диаграмм и графиков;

- коррекцию структурно-функциональной схемы энергопотребления;
- сквозное отображение полной информации по энергопотреблению от уровня системы до отдельного канала (датчика, электросчётчика, теплосчётчика);
- регистрацию аварийных ситуаций и отображение аварий на пульте АРМ энергодиспетчера в звуковом и визуальном виде;
- ведение журнала аварийных событий;
- ведение архива параметров энергопотребления;
- автоматизированное управление объектами энергосистемы с пульта АРМ энергодиспетчера.

Средний уровень АСКУЭ состоит из устройств сбора и передачи данных (УСПД) со встроенным программным обеспечением, установленным непосредственно вблизи объектов контроля и управления и связанным с первичными датчиками (счётчиками электроэнергии, теплосчётчиками, счётчиками расхода холодной воды, датчиками давления, температуры, состояния объекта и др.). УСПД передают на АРМ информацию о состоянии объекта, расходе энергоносителей (мгновенном, накопительном итогом, архивном и т.д.) по выбранной линии связи (коммутируемый или выделенный телефонный канал, радиоканал, RS-485). АСКУЭ имеют гибко настраиваемые энергонезависимые архивы. Требуемая скорость обмена информацией определяется на этапе согласования технического задания. Реализация энергосберегающих технологий осуществляется УСПД либо автоматически, либо по команде с АРМ диспетчера.

Нижний уровень АСКУЭ состоит из установленных на объектах контроля и управления датчиков различных производителей (с нормализованным выходом, с представлением физической величины и др.), счётчиков электроэнергии, теплосчётчиков, счётчиков расхода холодной воды, пара, газа, датчиков состояния технологического оборудования (различного вида сигнализации, срабатывание реле, положение задвижек, высоковольтных выключателей и т.д.).

В качестве аппаратуры нижнего уровня АСКУЭ применяются стандартные серийно выпускаемые различными предприятиями измерительные преобразователи, например:

- электросчётчики типа СА3У, СР4У и др. (с устройством формирования импульсов), СЭТ-3, СЭТ-4, "АЛЬФА" и т.д.;
- теплосчётчики;
- расходомеры с числоимпульсным, цифровым или аналоговым выходом;

- датчики температуры – терморезисторы и термопары;
- датчики давления;
- другие датчики по согласованию с Заказчиком.

В соответствии с ТЗ в АСКУЭ реализуются следующие функции:

- контроль и учет параметров энергопотребления с учётом существующих тарифов;
- контроль и учёт параметров расхода тепла, холодной и горячей воды, газа, пара и других энергоносителей с учётом существующих тарифов;
- обеспечение энергопотребления и поддержание оптимальных режимов работы оборудования;
- контроль работоспособности и состояния энергетического оборудования (состояние запорной арматуры, кабельных линий, состояние теплотрасс и др.);
- ведение архива энергопотребления в соответствии с требованиями нормативных документов;
- регистрация аварийных ситуаций в системе энергоснабжения и выполнение функций аварийного управления;
- ведение аварийного архива в соответствии с требованиями заказчика;
- проведение экономических расчётов параметров энергоснабжения и энергопотребления;
- выполнение расчётных операций в соответствии с алгоритмами Заказчика;
- представление информации по энергопотреблению в различных формах различным пользователям АСКУЭ (экономистам, энергетикам, ПТО, бухгалтерии и др.);
- прогнозирование параметров будущего энергопотребления по каждому отдельному потребителю в соответствии с текущими параметрами и характером энергопотребления;
- введение системы приоритетов и разграничения доступа различных пользователей АСКУЭ.

Экономическая выгода от внедрения решений для учёта энергоресурсов достигается, благодаря:

- автоматизации процесса сбора показаний (увеличению гибкости и точности учета за счет применения интеллектуальных датчиков и специализированного ПО);
- сокращению расхода энергии в результате более экономного распределения нагрузок, снижения потерь;

- доступности инструментально подтвержденных балансов электрической и тепловой энергии, потребляемой воды и энергоносителей предприятия;
- “прозрачности” структуры энерго-затрат на производство одной единицы производимой продукции;
- эффективному контролю и учету производства, поступления, распределения и потребления электроэнергии, пара, воды, газа и тепловой энергии на базе автоматизации расчетного и технического учета.

Из-за специфики предприятий НГО особое внимание должно уделяться разработке специального внутреннего нормативного документа «Порядок определения расхода энергии для расчетов с поставщиком» и, в частности, «Порядок определения расхода электроэнергии и мощности для расчетов с поставщиком». Эти документы удобно разрабатывать на основе IDEF0-модели процесса учета энергии на предприятии.

В АСКУЭ обычно используются специально разрабатываемые *алгоритмы управления сбора данных измерений, управления договорами о поставке энергии, бухгалтерскими расчетами, формированием специальных форм документов, планированием и алгоритмы анализа.*

Алгоритмы управления договорами на потребление электрической энергии включают в себя решение задач тарификации за потребленную электроэнергию и мощность, учета договорных величин энергопотребления по потребителям, учета фактических значений потребления электроэнергии и мощности (активной и реактивной) в натуральных величинах, расчета результирующих показателей энергопотребления в денежном выражении. Для расчетов используется записи базы данных, например, в концептуальном формате сущность – *Справочник_Д*, атрибутами которой являются:

Потребитель.

Узел.

Подстанция.

Тариф.

Договор.

Корректировка.

Присоединение.

Расчетный месяц.

Алгоритмы бухгалтерских расчетов включают в себя определение платежей за мощность и энергию (поэтапно), формирования финансово расчетных документов по оплате, ведения учетной и контрольной документации. Для расчетов используется записи базы данных, например, сущность *Справочник_Б*. Ее атрибуты:

Банк.
Поставщик.
Счет-фактура.
Счет-извещение.
Платежное требование.
Расчет.
Плата за мощность.
Промежуточный платеж.
Окончательный платеж.
Оплата.
Реестр журнал
Платежные требования.
Оборотная ведомость.
Акт сверок.

Алгоритмы планирования включают в себя решение задач формирования прогнозов и плановых показателей энергопотребления, анализа выполнения планов по потреблению различных видов энергии, отслеживания состояния расчетов потребления энергии.

Для расчетов используется записи базы данных, например, сущность *Справочник_П*. Ее атрибуты:

Прогноз потребления.
План потребления.
Планы оплаты.
Результат выполнения.
Тариф.
Оплата за различные виды энергии.

Алгоритмы управления документацией решают задачи автоматической и ручной генерации итоговых отчетных данных всех видов с использованием результатов комплексной математической и статистической обработки измерений, требуемых в соответствии с правилами энергоучета, отображения в табличном и графическом видах зависимостей измерений энергии и мощности от времени, подготовки часто встречающихся документов с использованием шаблонов.

Для расчетов используется записи базы данных, например, сущность *Справочник_О*. Ее атрибуты:

Отчет.
Форма.
Справка.
Реестр.
Вид энергии.
Тариф.

Договор.

Потребитель.

Подстанция.

Присоединение.

Алгоритмы анализа решают задачи проведения комплексных оценок эффективности функционирования предприятия с учетом состояния финансово-экономической стороны энергопотребления, углубленного анализа технологических процессов энергопотребления технологического оборудования, выявления сверхнормативных потерь, фактов и причин, оперативного контроля планов потребления электроэнергии и мощности, оперативного контроля всех видов платежей за различные виды энергии.

Для расчетов используется записи базы данных, например, *Справочник_А*. Ее атрибуты:

Отпуск.

Потери.

Баланс.

Совмещенный максимум.

Экономика.

Платеж.

План.

Структурная схема АСКУЭ, обеспечивающей учет различных видов энергоресурсов, показана на рис. 3.10.

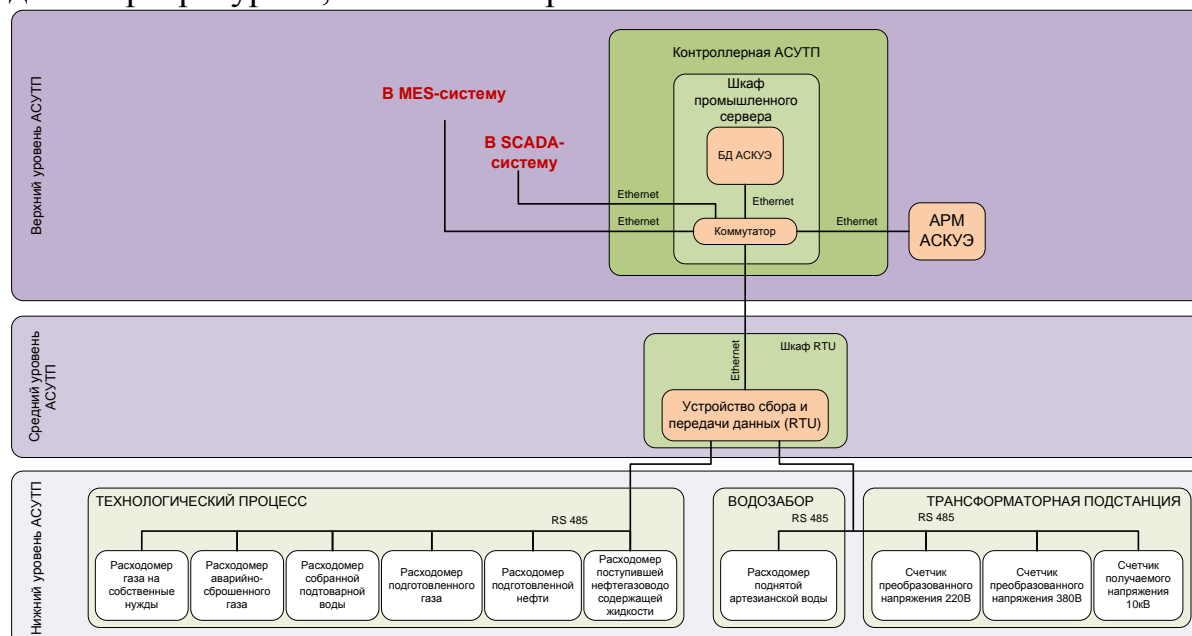


Рис. 3.10. Структурная схема системы АСКУЭ

АСКУЭ функционирует под управлением специальной программы, установленной на АРМ диспетчера, и реализует алгоритмы энергосберегающих технологий.

Эта программа находится на энергонезависимом электронном диске памяти и запускается автоматически при включении питания. УСПД периодически опрашивают энергосчётчики и датчики контроля состояния производственного процесса, анализируют полученную информацию на достоверность, контролируют исправность каналов связи с датчиками и преобразуют полученные сигналы в физические величины (мгновенные показатели энергопотребления, параметры состояния объекта), организуя архив и контролируя заданные предельные значения параметров. По запросу с АРМ диспетчера УСПД передает информацию о показателях энергопотребления и состоянии производственных объектов в запрашиваемом виде (3-минутные показатели расхода, 30-минутные, часовые, архивные за заданный промежуток времени показатели расхода энергоносителей и др.). УСПД контролирует напряжение питающей сети с автоматической регистрацией времени отключения и включения питания, а также проводит периодическое самотестирование с выдачей аварийных сообщений на АРМ.

Функции управления реализуются в УСПД в виде автоматического (автоматизированного по команде с АРМ) управления объектами (насосами, выключателями, регуляторами и др.), а также аварийного управления потребляемой энергией.

Программа учета энергии проводит опрос всех УСПД, входящих в АСКУЭ, с периодичностью, задаваемой с АРМ. Информация с УСПД контролируется на достоверность и отображается на экране АРМа в виде таблиц, диаграмм и графиков показателей расхода энергоносителей за 3-х минутные, 30-минутные, часовые, месячные интервалы времени с возможностью вывода представляемой информации на печать.

Общая информация о системе энергоснабжения отображается на экране АРМ в виде структурно-функциональной схемы. Общая схема энергоснабжения при сквозном просмотре "сверху вниз" разбивается на более подробные схемы энергоснабжения по всем видам энергоносителей вплоть до отдельного канала (такой же сквозной просмотр возможен для показателей режимов энергопотребления). Структурно-функциональные схемы энергоснабжения можно корректировать с пульта АРМ энергодиспетчера в соответствии с изменениями реальных схем при наличии необходимого допуска.

Любая информация может быть выведена на печать. В качестве дополнительных пользователей к АСКУЭ могут быть подключены службы экономиста, бухгалтера, ПТО, менеджмент предприятия в целом.

Рабочие формы отображения информации на экране АРМ приведены на рис.3.11-3.13.



Рис. 3.11. Экран контроля потребления электрической энергии

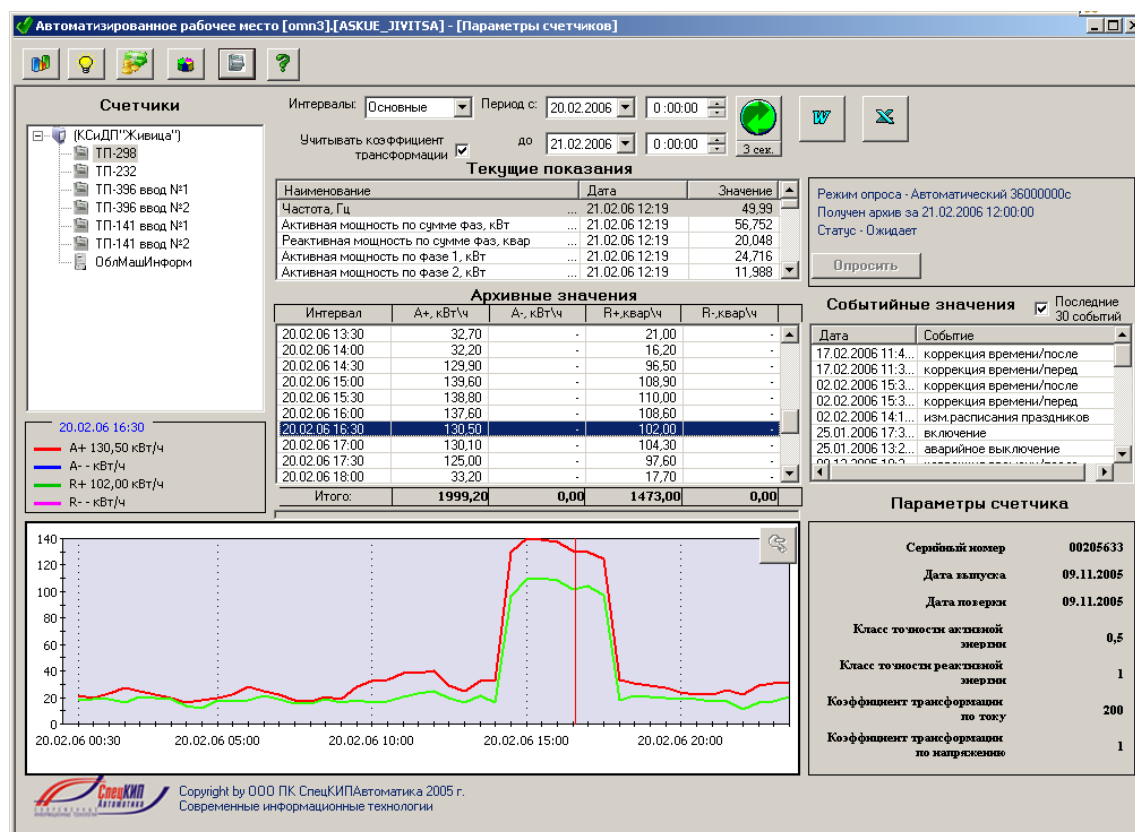


Рис.3.12. Экран контроля тренда потребления энергии

При проектировании части АСКУЭ, связанной с электрической энергией, разрабатывается следующая рабочая документация:

- принципиальная схема АСКУЭ, выполненная на базе существующей схемы электроснабжения предприятия (цеха) с указанием счетчиков коммерческого учета, присвоенных им номеров каналов учета и линий связи их с ПЛК;
- структурная схема АСКУЭ, позволяющая проследить сбор и передачу информации от счетчиков до диспетчерских пунктов;
- функциональная схема автоматизации;
- схема электропитания и электрических соединений всех элементов, входящих в состав АСКУЭ;
- перечень каналов коммерческого учета электроэнергии, подключенных к АСКУЭ;
- состав групп учета электроэнергии и мощности по узлу учета, по каждому абоненту и субабоненту и для каждой тарифной группы потребителей;
- порядок определения расхода электроэнергии и мощности для расчетов с потребителем по АСКУЭ;
- спецификация заказного оборудования и приборов.

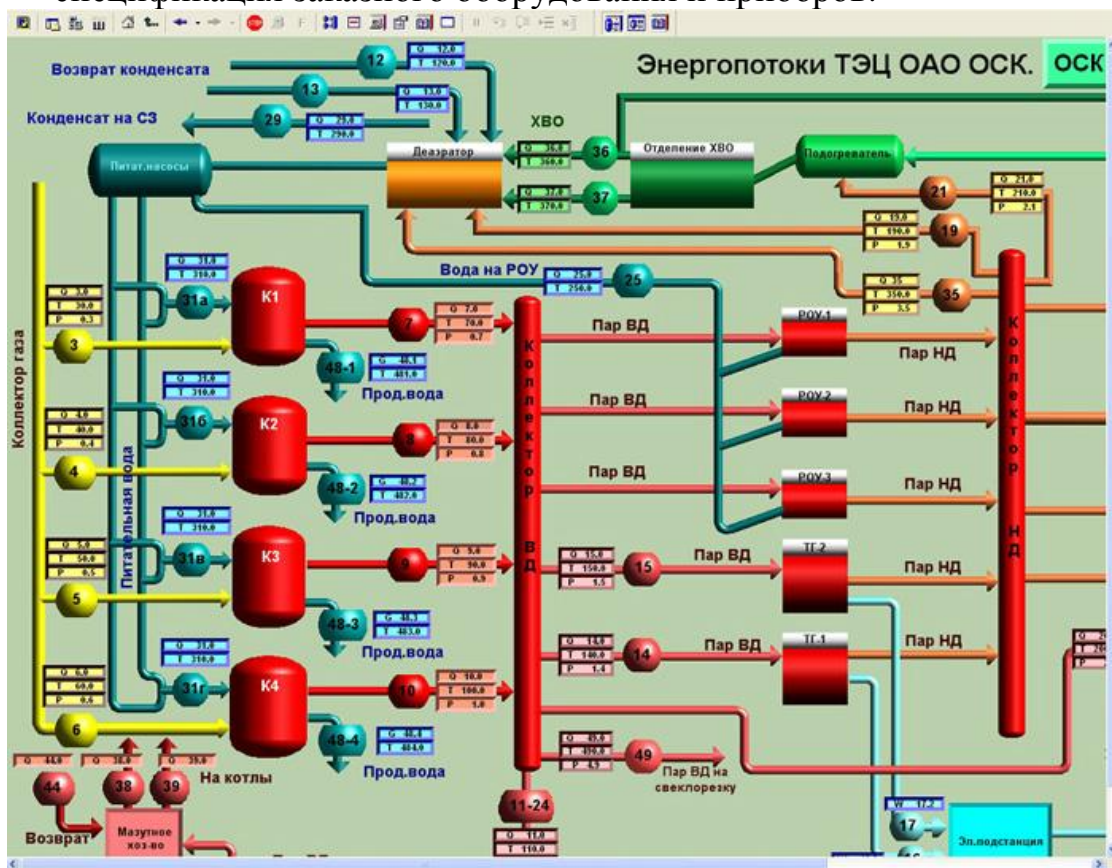


Рис. 3.13. Экран управления энергопотоком предприятия

Контрольные вопросы

1. Какими нормативными документами следует руководствоваться при проектировании АСКУЭ?
2. Перечислить основные функции управления энергопотреблением на АРМ энергодиспетчера.
3. Что представляет собой средний уровень иерархической структуры АСКУЭ?
4. Что представляет собой нижний уровень иерархической структуры АСКУЭ?
5. Перечислить основные алгоритмы управления АСКУЭ.

4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОМПЬЮТЕРНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ ОБСЛУЖИВАНИЕМ И РЕМОНТОМ

4.1. Регламентирование технического обслуживания оборудования по его фактическому состоянию

В НГО различают три основные концепции управления техническим обслуживанием и ремонтом (ТОиР):

- техническое обслуживание по событию (ТОС),
- планово-предупредительный ремонт (ППР),
- обслуживание по фактическому состоянию (ОФС).

Каждая из перечисленных методологий ремонтов и обслуживания имеет свои достоинства и недостатки.

Целью ОФС является повышение прозрачности расходов, связанных с обслуживанием и ремонтом основных фондов. Реализация этих целей осуществляется с использованием АС ТОиР.

Результатом внедрения АС ТОиР является:

- Увеличение срока службы оборудования.
- Повышение производительности труда ремонтных служб.
- Увеличение производительности оборудования.
- Более оперативное выполнение восстановительных ремонтов.
- Сокращение излишков складских запасов.
- Сокращение незапланированных простоев.
- Увеличение коэффициента готовности (времени исправности).
- Уменьшение числа поломок и простоев.
- Повышение отдачи от имеющихся у компании основных фондов.
- Более эффективное бюджетное обслуживание ремонтов.
- Повышение прибыльности предприятия.

АСТОиР представляют собой аппаратно-программные комплексы, включающие:

- систему управления документооборотом;
- справочники и базы данных;
- датчики, монтируемые на оборудование и предоставляющие значения ключевых параметров, характеризующих состояние данного типа оборудования;
- контроллеры, обрабатывающие значения с датчиков;

- системы визуализации, аварийного предупреждения и архивации информации о состоянии оборудования;
- экспертные базы знаний, позволяющие предупреждать возникновение аварийных ситуаций на основании знаний, введенных в БД.

На предприятиях НГО существует устойчивое стремление объединять достоинства всех основных стратегий технического обслуживания и ремонта, путем, так называемого, совмещенного технического обслуживания (СТО), направленного, как на увеличение уровня готовности технологического оборудования к применению по его назначению и его работоспособности в процессе применения, так и на снижение затрат времени, труда и средств на выполнение технического обслуживания и ремонта оборудования.

Идея такого технического обслуживания заключается в том, что на каждом временном горизонте планирования ТОиР используются свои технологии (ППР, ОФС).

Так на долгосрочном горизонте планируются веховые показатели ППР. Такие показатели рассчитываются прямым методом [34].

На оперативных горизонтах планирования показатели ТОиР определяются на основании математической обработки данных измерений состояния оборудования ОФС, а в случае их отсутствия формируется финансовый резерв.

В соответствии с совмещенным техническим обслуживанием по мере сокращения горизонта планирования осуществляется последовательное уточнение плановых показателей ТОиР. Основа для такого уточнения — данные о фактическом состоянии оборудования, технологических режимах его работы, а также выполнение планов по техническому обслуживанию и ремонту оборудования в предыдущих периодах.

При использовании технологии оперативного контроля состояния оборудования выделяются отдельные группы технологического оборудования в соответствии с особенностями его эксплуатации. Так в нефтегазовой отрасли выделяется оборудование роторной группы с вращающимися силовыми блоками. Это оборудование создает вибрационные деформации, частота и амплитуда которых позволяет контролировать наступление времени технического обслуживания. Алгоритмы выявления необходимости ТОиР рекомендуются ГОСТ Р ИСО 10816 ч. 1–4 и СТП, например, РД 153-39-ТЦ-008-96. Для диагностики оборудования нероторного типа каких-либо стандартизированных методик не предложено [34].

Большая часть механических и технологических отказов (около 90%) проявляется постепенно при изменении одного или нескольких

выходных параметров. Контролируемыми параметрами могут быть как непосредственно измеряемые величины повреждений (глубина коррозии стенок, износ детали), так и выходные параметры оборудования (производительность, коэффициент полезного действия, степень разделения, осветления, очистки) и другие количественные показатели качества продукта, параметры вибрации, шума, величина утечки среды через уплотнения и т.д.

Оценка риска технологических процессов в НГО в процессе их выполнения с использованием компьютерных средств может осуществляться с использованием методологии НАССР (Анализ рисков и критических контрольных точек, ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010).

Метод НАССР основан на следующих принципах:

- идентификация опасностей и соответствующих предупреждающих действий;
- определение контрольных точек процесса, в которых можно устранить опасности или контролировать их возникновение (критические контрольные точки);
- установление критических границ при контроле возникновения опасностей, т. е. для каждой критической контрольной точки необходимо установить диапазон изменения параметров;
- мониторинг критических границ для каждой критической контрольной точки;
- определение корректирующих действий, если параметры процесса вышли за установленные границы;
- установление процедур верификации;
- внедрение процедур управления записями и документацией на каждом этапе выполнения процесса.

Автоматизированное техническое обслуживание предусматривает обязательные встроенные средства контроля состояния технологического оборудования, которые часто реализуются в виде контрольных средств ПАЗ оборудования. Параметрами, характеризующими состояние технологического оборудования, являются вибрация, температура отдельных узлов оборудования, токи потребления и др. Выбор и использование этих параметров контроля требует, прежде всего, однозначной количественной взаимосвязи их с ключевыми параметрами технического состояния, высокой достоверности контроля и низкого уровня ложных тревог. Важным требованием является возможность контроля во всем диапазоне изменения параметров оборудования от состояния «хорошо» до состояния «недопустимо», так как контролируемый эксплуатационный параметр может меняться более чем в 15...20 раз. Другой проблемой является необходимость контроля трендов изме-

ряемых параметров одновременно как на коротких интервалах времени (один день), так и на длительных месячных и даже годовых циклах непрерывной работы с изменяющимися условиями и режимами работы технологического процесса. Считается, что достаточно эффективным средством контроля основного нефтегазового оборудования является вибромониторинг, особенности которого изложены в следующих нормативных документах:

ГОСТ ИСО 10816-1-97. Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 1. Общие требования.

ГОСТ Р ИСО 10816-3-99. Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 3. Промышленные машины номинальной мощностью более 15 кВт и номинальной скоростью от 120 до 15000 мин⁻¹.

ГОСТ Р ИСО 10816-4-99. Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 4. Газотурбинные установки.

ГОСТ Р ИСО 7919-1-99. Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Общие требования.

ГОСТ Р ИСО 7919-3-99. Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Промышленные машинные комплексы.

ГОСТ Р ИСО 7919-4-99. Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Газотурбинные установки.

ГОСТ 27165-97. Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации валопроводов и общие требования к проведению измерений.

ГОСТ Р ИСО 18436-2-2005 Контроль состояния и диагностика машин. Вибрационный контроль состояния и диагностика. Часть 2.

ГОСТ Р ИСО 13379-2009 «Контроль состояния и диагностика машин. Руководство по интерпретации данных и методам диагностирования».

BS ISO 7919-2-2001. Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Наземные паровые турбины и генераторы мощностью свыше 50 МВт со скоростями вращения 1500, 1800, 3000 и 3600 об/мин.

BS ISO 10816-2-2001. Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 2. Наземные паровые турбины и генераторы мощностью свыше 50 МВт со скоростями вращения 1500, 1800, 3000 и 3600 об/мин.

ISO 13379:2003 «Condition monitoring and diagnostics of machines -- General guidelines on data interpretation and diagnostics techniques».

ISO 17359:2003. Condition monitoring and diagnostics of machines. General guidelines.

ISO 13380:2002. Condition monitoring and diagnostics of machines. General guidelines on using performance parameters.

ISO 10816. Mechanical vibration. Evolution of machine vibration by measurements on non-rotating parts. Part 1-5.

ISO 7919. Mechanical vibration of non-reciprocating machines. Measurements on rotating shafts and evolution criteria. Part 1-5.

ISO 10816-6:1995. Mechanical vibration. Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts. Part 6: Reciprocating machines with power ratings above 100 kW.

ISO 13373-1:2002. Condition monitoring and diagnostics of machines. Vibration condition monitoring. Part 1: General procedures.

ISO/DIS 13373-2. Condition monitoring and diagnostics of machines. Vibration condition monitoring. Part 1: Processing, presentation and analysis of vibration data.

ISO/DIS 15242-1. Rolling bearings. Measuring methods for vibration. Part 1: Fundamentals.

ISO 13374-1:2003. Condition monitoring and diagnostics of machines. Data processing, communication and presentation. Part 1: General guidelines.

Однако сложность интерпретации на коротких интервалах времени, изменения технологических режимов оборудования ведут к значительным сложностям правильной интерпретации вибродиаграмм [6].

Для улучшения результатов интерпретации изменчивости состояния оборудования рекомендуется применение статистических методов контроля [5].

В случае непрерывных количественных измерений и достаточного объема исходных данных при использовании современных программно-технических средств их обработки можно ожидать снижение ложных тревог и повышение вероятности правильной оценки состояния оборудования на любых интервалах времени. Эти методы устойчивы к изменениям условий эксплуатации и могут одинаково успешно применяться по результатам измерений состояния оборудования как роторного, так и нероторного типов. Применение методологии непрерывного контроля состояния оборудования позволяет одновременно с увеличением достоверности решать задачу комплексного контроля технического состояния всего оборудования, задействованного в нефтегазовом технологическом процессе.

Контрольные вопросы

1. Какие технологии используются для управления техническим обслуживанием оборудования и его ремонтом?
2. Какими руководящими документами следует пользоваться при техническом обслуживании и ремонте в НГО?
3. Что такое совмещенное техническое обслуживание технологического оборудования?
4. Что представляет собой статистический контроль состояния оборудования?
5. Чем отличается роторное оборудование от нероторного?

4.2. Особенности применения карт Шухарта для анализа технического состояния оборудования

Для выявления изменчивости состояния оборудования, которое может быть связано с необходимостью технического обслуживания и ремонта, предлагается использовать критерии выявления особых трендов и серий этих параметров, приведенные в ГОСТ Р 50779.42-99 «Статистические методы. Карты Шухарта».

Возможность выявления изменчивости и последующего прогнозирования хода технологического процесса обеспечивается при одновременном наличии следующих исходных условий:

- известны параметры, определяющие техническое состояние оборудования (ПТС);
- известны критерии предельного состояния оборудования;
- имеется возможность периодического (или непрерывного) контроля значений ПТС.

Измерение параметра контроля состояния оборудования всегда имеет изменчивость вследствие воздействия различных шумов (малых кратковременных отклонений входов и внутренних параметров). Причины появления слабых (малых) шумов обычно много, и поэтому они частично компенсируют друг друга. Вследствие этого в устойчивом состоянии измерения ключевого параметра процесса лежат в определенном коридоре толерантности. Вероятность выхода параметра за пределы коридора под воздействием только слабых шумов мала.

Некоторые слабые факторы шумов становятся значимыми при большой выборке, но при этом их влияние все равно будет очень малым, так как факторов, вызывающих шумы, много. Такое состояние оборудования называют статистически управляемым.

Практический интерес представляют тренды и так называемые серии выходных параметров, превышающие обычную его изменчивость, которые указывают на необходимость технического обслуживания [5,7].

Карты Шухарта предназначены для выявления именно таких признаков выхода технологического процесса из статистически управляемого состояния.

Эти карты позволяют [8]:

- 1) визуализировать фактические данные;
- 2) минимизировать появление «ложных тревог» и «шоковых ударов»;
- 3) минимизировать ложное вмешательство в процессы и бесполезные работы по техническому обслуживанию;
- 4) формировать эффективную обратную связь на принятые действия по устранению неблагоприятных трендов.

Одним из вариантов подготовки карт Шухарта является расчет двух карт \bar{X} и R . $\bar{X} - R$ карты – это эффективный способ выявления деградации любых контролируемых технологических процессов на ранней стадии.

\bar{X} -карта предназначена для мониторинга процесса по количественному признаку контроля средних значений выборок [8]. Эта карта строится следующим образом. Из результатов измерений контролируемого показателя формируются однородные выборки (группы), каждая из которых содержит некоторое количество измерений. По каждой выборке вычисляется выборочное среднее \bar{X} , которое наносится на карту. Относительно центральной линии на расстоянии, равном трем среднеквадратическим отклонениям выборочных средних значений σ , на карту наносятся контрольные границы.

При построении R -карты по каждой выборке (группе измерений) находят размах, который наносят на карту с установленными на ней контрольными границами. Размах R – это разность между наибольшим и наименьшим значением в каждой выборке.

Выход точки за контрольные границы сигнализирует о разладке процесса (возникновении неустойчивой работы оборудования). Рекомендуется строить одновременно карту среднего \bar{X} и карту размахов R на одном листе [7].

Расчетные формулы для построения контрольных пределов карт Шухарта приведены ниже.

Верхний предел для \bar{X} -карты (UCL_X): $B_x = \bar{\bar{X}} + A_2 \bar{R}$.

Нижний предел для \bar{X} -карты (LCL_X): $H_x = \bar{\bar{X}} - A_2 \bar{R}$.

Верхний предел для R -карты (UCL_R): $B_r = D_4 \bar{R}$.

Нижний предел для R -карты: $H_r = D_3 \bar{R}$.

Здесь $\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$ – среднее значение для выборки; n – объем вы-

борки (число наблюдений в выборке); $\bar{\bar{X}}$ – среднее средних значений для всех выборок; \bar{R} – среднее значение размаха для всех выборок; значения A_2 , D_3 , D_4 выбираются из специальных таблиц исходных коэффициентов (табл. 4.1), приведенных в [7].

Таблица 4.1.

Таблица исходных коэффициентов

J (объем вы- борки)	A₂	D₃	D₄	d₂
2	1,88	0	3,27	1,13
3	1,02	0	2,57	1,69
4	0,73	0	2,28	2,06
5	0,58	0	2,11	2,33
6	0,48	0	2,00	2,53

Динамика контроля состояния оборудования задается требуемым периодом наблюдения, а необходимый для выполнения анализа объем выборок в течение установленных нормативными требованиями промежутков времени может быть легко получен современными приборами измерения. При использовании карт Шухарта этот период очевидным образом привязывается к периоду оперативного контроля эксплуатационных характеристик технологического оборудования. Период выборок измерений в зависимости от горизонта планирования при этом может задаваться, либо исходя из требований эксплуатационной документации, либо из опыта эксплуатации подобного оборудования.

Карты Шухарта обычно используют данные, получаемые выборочно через примерно равные интервалы. Они в свою очередь могут быть заданы либо по времени, либо по объему производимой продукции.

На практике объем выборки n в точке контроля и частоту контроля определяют по опыту, причем объем редко бывает больше, чем 15 (часто, для удобства вычисления применяют нечетные числа [5]).

Общих правил для выбора частоты отбора подгрупп и их объемов не существует. Обычно 20–25 выборок с четырьмя или пятью измерениями в каждой выборке рассматриваются как приемлемые для получения предварительных оценок состояния оборудования на каждом из периодов плановой или контролируемой эксплуатации.

Выход контролируемого параметра за границы поля $UCL - LCL$ свидетельствует о необходимости остановки технологического процесса и проведении корректирующих мероприятий ТОиР в соответствии со знаниями специалиста, управляющего производством.

Для детального анализа контрольных \bar{X} -карт Шухарта используется метод анализа зон поля $UCL - LCL$ [7]. Для этого область контрольной карты над центральной линией карты и под ней делится на три «зоны» A , B и C . Эти зоны называют «сигмовыми» зонами, где σ – стандартное отклонение распределения выборочных средних. Каждой зоне приписывают вероятность нахождения в ней точек, наносимых на контрольную карту, в предположении нормального закона распределения (что при реальном контроле состояния оборудования не обязательно [8]).

Если измерения контролируемого параметра имеют нормальное распределение, то около 68,26 % всех значений лежат в пределах $\pm \sigma$ от центральной линии, около 95,44 % – в пределах $\pm 2\sigma$ и около 99,73 % – в пределах $\pm 3\sigma$ в границах поля $UCL - LCL$. Эти данные являются основой для принятия решений о необходимости техобслуживания. Следует отметить важное обстоятельство: 3σ -зоны находятся внутри диапазона предельных значений параметров, установленных эксплуатационными спецификациями. А это означает, что «разладка» технологического процесса или его устройства контролируется на доаварийном интервале.

Доказано, что ложная тревога, риск того, что нанесенная на \bar{X} -диаграмме точка, оказавшаяся вне контрольных пределов, не соответствует действительности равен 0,3 % (или три на тысячу случаев) [8]. Другими словами, вероятность того, что нарушение контрольных пределов, в самом деле, есть случайное событие, а не реальный сигнал, является небольшой. Поэтому при появлении \bar{X} -точки вне контрольных пределов следует предпринимать необходимые действия по техническому обслуживанию. Контрольные пределы 3σ называют *границами действий*.

Пределы на контрольной карте, установленные на расстоянии 2σ называют *предупреждающими* (рис. 4.1).

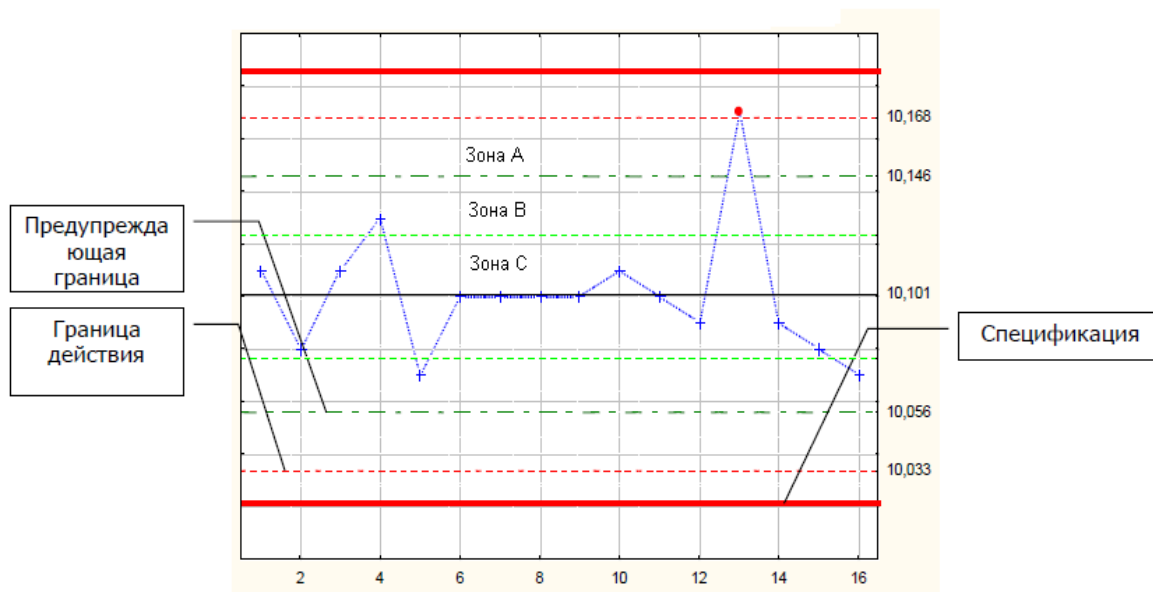


Рис. 4.1. Пример контрольной \bar{X} -карты

Вариабельность и изменение среднего могут иметь разные причины. Поэтому рекомендуется использовать совмещенные контрольные $\bar{X}-R$ карты. Они позволяют одновременно наблюдать за уровнем настройки и разладки. Этим обеспечивается более надежная оценка состояния технологического оборудования и сокращается излишнее вмешательство в него.

По положению среднего значения выборок измерений технологических параметров (\bar{X} -карта) осуществляется наблюдение за уровнем настройки технологического оборудования, а по положению размаха (R -карта) измерений параметра процесса осуществляется наблюдение за уровнем разладки работы оборудования относительно средних.

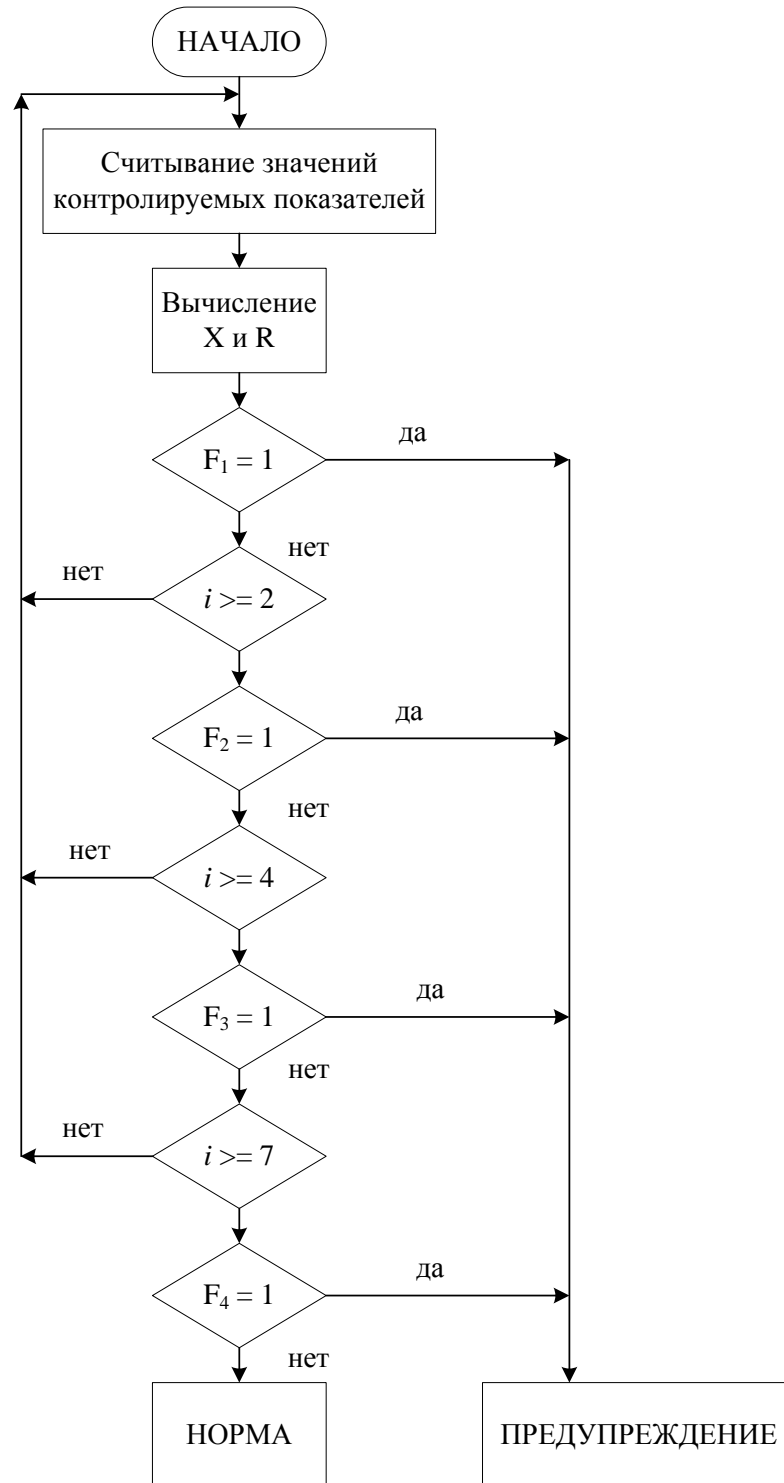


Рис. 4.2. Алгоритм выявления нарушений функционирования оборудования на основе статистических данных

Используя для контроля состояния технологического оборудования правила интерпретации контрольных карт Шухарта по ГОСТ Р

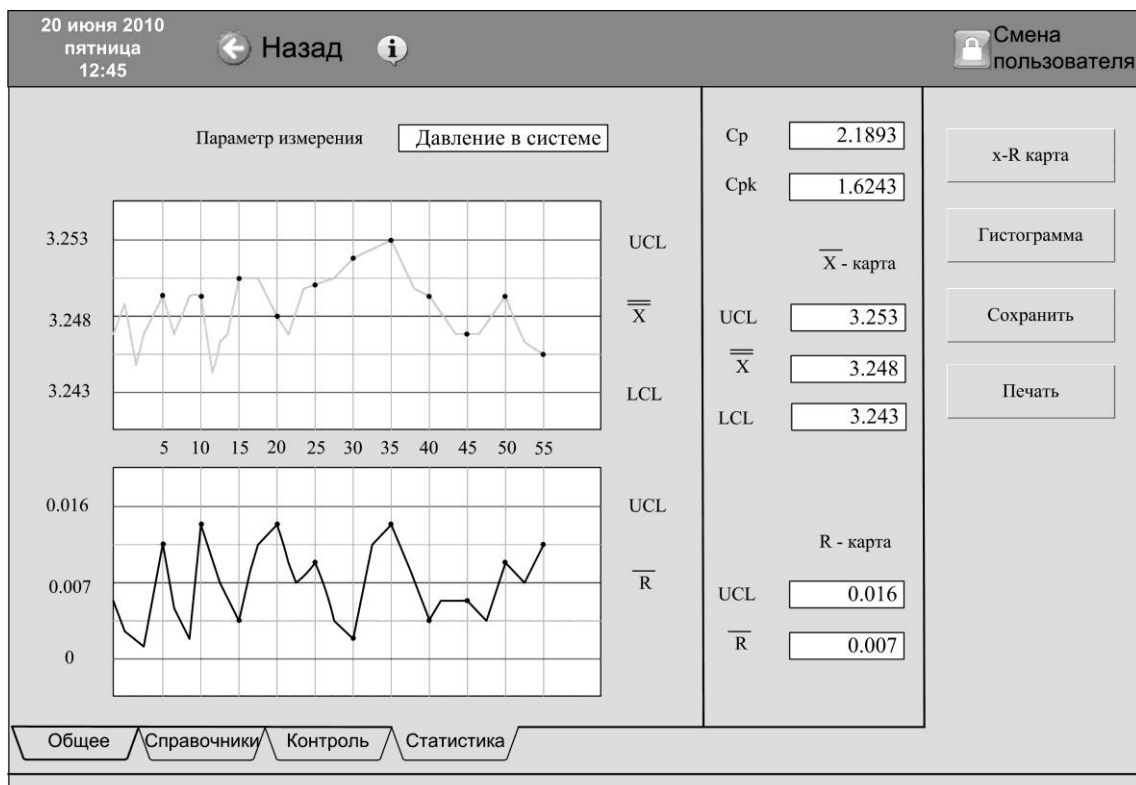


Рис.. 4.3. Контрольная $\bar{X} - R$ карта Шухарта на экране монитора

50779.42-99, можно представить их математическую формализацию, удобную для обработки на компьютере, в следующем виде:

$$F_1(i) = \begin{cases} 1, & \text{if } \exists j < i \mid |y(x_j)| \notin (-3\sigma, 3\sigma), \\ 0, & \text{if } \forall j < i \mid |y(x_j)| \in (-3\sigma, 3\sigma); \end{cases}$$

$$F_2(i) = \begin{cases} 1, & \text{if } \forall j \in (i, i-2) \mid |y(x_j)| \in (2\sigma, 3\sigma), \\ 0, & \text{if } \exists j \in (i, i-2) \mid |y(x_j)| \notin (2\sigma, 3\sigma); \end{cases}$$

$$F_3(i) = \begin{cases} 1, & \text{if } \forall j \in (i, i-4) \mid y(x_j) \in (1\sigma, 2\sigma), \\ 1, & \text{if } \forall j \in (i, i-4) \mid y(x_j) \in (-1\sigma, -2\sigma), \\ 0, & \text{if } \exists j \in (i, i-4) \mid |y(x_j)| \notin (1\sigma, 2\sigma), \\ 0, & \text{if } \exists j \in (i, i-4) \mid \text{sgn}(y(x_j)) \neq \text{sgn}(y(x_i)); \end{cases}$$

$$F_4(i) = \begin{cases} 1, & \text{if } \forall j \in (i, i-7) \mid \text{sgn}(y(x_j)) = \text{sgn}(y(x_i)), \\ 0, & \text{if } \exists j \in (i, i-7) \mid \text{sgn}(y(x_j)) \neq \text{sgn}(y(x_i)), \end{cases}$$

где i – номер текущей точки; $F_1(i)$, $F_2(i)$, $F_3(i)$, $F_4(i)$ – соответственно, «выход одной точки за границы 3σ », «две из трех последовательных точек, лежащих по одну сторону от средней линии, находятся в зоне 3σ », «четыре из пяти последовательных точек, лежащих по одну сторону от

средней линии, находятся в зоне 2σ », «семь точек по одну сторону от средней линии»; $y(x_i)$ – значение x_i точки контрольной карты; σ , 2σ , 3σ – зоны контрольной карты.

Формализованные правила интерпретации контрольных карт Шухарта могут быть использованы при разработке алгоритма для советующего блока SCADA- экспертной системы (рис. 4.2), которая помогает оператору отследить отклонения в работе оборудования.

Вариант SCADA-экранной формы $\bar{X} - R$ карты мониторинга состояния трубопровода путем измерения давления на выкиде насоса в течение 55 дней приведен на рис. 4.3.

Контрольные вопросы

1. Что представляют собой карты Шухарта?
2. Как рассчитываются диаграммы изменчивости состояния оборудования с использованием карт Шухарта?
3. Перечислить основные достоинства применения контрольных карт для контроля состояния оборудования.
4. Какие зоны являются предупреждающими на картах Шухарта?
5. Каким образом формируются выборки измерений технического состояния оборудования?

4.3. Проектирование автоматизированной системы ТОиР

Основные задачи (этапы) проектирования АСТОиР сводятся к следующим:

1. Анализ технической документации оборудования, подлежащего техническому обслуживанию.
2. Классификация оборудования для технического обслуживания и выявление списка его неисправностей, разработка базы данных технического обслуживания.
3. Анализ возможных сценариев развития опасности неисправностей.
4. Выбор норм и правил для проектирования системы АСТОиР.
5. Выбор архитектуры и структуры АСТОиР.
6. Выбор подходящих средств контроля (мониторинга) неисправностей оборудования.
7. Разработка алгоритмов:
 - сбора истории, статистики эксплуатации контролируемого оборудования;
 - выявления нестабильности в работе оборудования (неисправностей);
 - диагностирования состояния;

- оценка рисков последующей эксплуатации;
- прогнозирование трендов нестабильности работы оборудования;
- активизации потребного сервиса обслуживания.

8, Разработка архитектуры и структуры документооборота АСТОиР.

9. Разработка проектной документации АС.

Анализ технической документации оборудования, подлежащего техническому обслуживанию. Целью анализа эксплуатационно-технической документации является детальное ознакомление с конструктивными и эксплуатационными особенностями оборудования, характером его износа, а также с объемами и причинами выполненных ремонтов оборудования, что позволяет сделать предварительную оценку возможных механизмов повреждения оборудования.

Эксплуатационно-техническая документация включает в себя:

- паспорт;
- конструкторские чертежи и спецификации;
- схему включения оборудования в работу с указанием рабочих параметров;
- технологический регламент (технологическую справку);
- исполнительную ремонтную документацию;
- результаты технических освидетельствований и предыдущего технического диагностирования;
- коррозионную карту;
- предписания территориального органа Ростехнадзора или службы технического надзора предприятия, относящиеся к техническому состоянию оборудования;
- прочие материалы, содержащие сведения, характеризующие техническое состояние обследуемого оборудования.

Анализ эксплуатационно-технической документации позволяет:

- установить предприятие-изготовитель, регистрирующий орган, даты изготовления, регистрации и ввода в эксплуатацию;
- получить информацию о конструктивных особенностях оборудования, размерах, материальном исполнении его основных несущих элементов, а также о результатах контроля качества и испытания оборудования после изготовления и в процессе эксплуатации;
- оценить соотношение проектных технических характеристик и фактических рабочих параметров, а также характер эксплуатационных нагрузок (статический, малоцикловый, циклический);
- установить фактическую продолжительность эксплуатации оборудования в единицах времени или циклах нагружения;

– проанализировать результаты технических освидетельствований, данные об имевших место повреждениях или авариях и выполненных ремонтах.

Основные сведения, полученные по результатам анализа эксплуатационно-технической документации, отражаются в документе «Заключение по результатам технического диагностирования», в котором указываются:

- перечень проанализированной документации;
- формуляр объекта в виде эскиза и таблиц с указанием элементов и участков, которые в результате особенностей их конструкторской или технологической реализации и (или) условий функционирования и нагруженности представляются наиболее предрасположенными к появлению повреждений и (или) отказам (в особенности скрытым, зависимым и внезапным);
- перечень элементов и участков объекта, подлежащих экспертному обследованию, с указанием особенностей их конструкторской или технологической реализации (эскизы или таблицы).

Классификация оборудования для технического обслуживания и выявление списка его неисправностей, разработка базы данных технического обслуживания.

Классификация активов призвана, в первую очередь, упростить работу в системе с однотипным оборудованием. Группировка оборудования позволяет:

- быстро находить все аналогичное оборудование по его типу;
- использовать типовые шаблоны;
- получать отчеты в разрезе видов оборудования.

Спецификация характеристик активов позволяет вести паспорта оборудования, отслеживать отклонения параметров оборудования от номинальных или требуемых значений, находить подходящее оборудование для замены.

База данных разрабатывается в методологии реляционного подхода, концептуальная модель базы данных имеет вид, представленный на рис.4.4.

В зависимости от критериев предельного состояния и условий эксплуатации объекта в качестве параметров технического состояния каждого из выделенных технологических объектов используют их технологические показатели (температура, давление, выход продуктов технологического процесса, параметры вибрации, режимы работы мощности, и т.д.). В таблице 4.2 приведены примеры таких параметров.

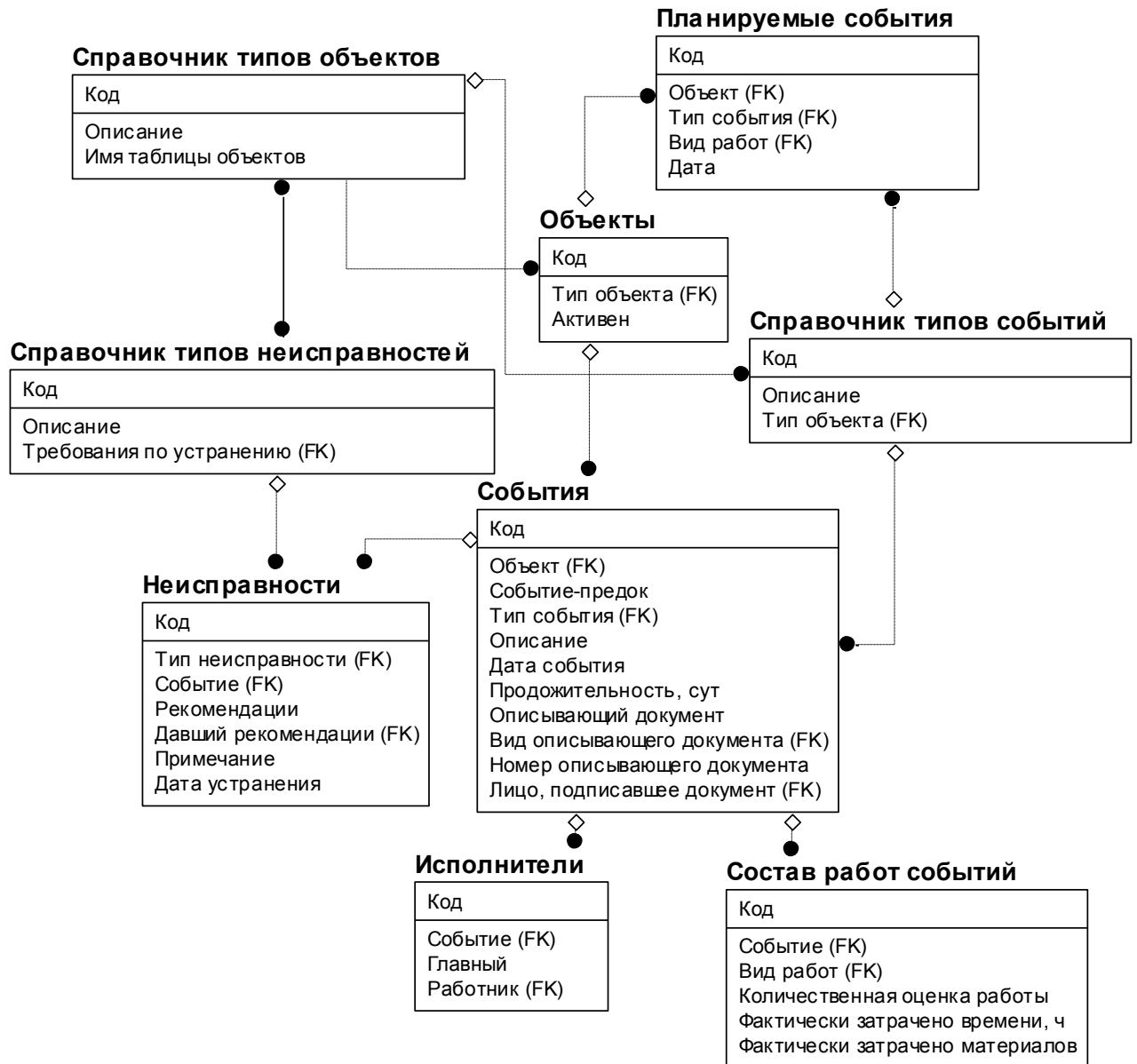


Рис.4.4. Концептуальная модель базы данных АСТОиР

Таблица 4.2

Примеры параметров, измеряемых в целях контроля состояния

Параметр	Вид машины								
	Элек- тро- дви- гатель	Паро- ро- вая тур-	Авиа- цион- он- ная	Про- мыш- лен- ная	Насо- с	Ком- прес- сор	Электро- генера- тор	ДВС	Вентиля- тор

	ь	бина	газо- вая тур- бина	газо- вая тур- бина					
Температура	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Давление		•	•	•	•	•		•	•
Напор					•				
Степень сжа- тия			•	•		•			
Расход воздуха			•	•		•		•	•
Расход топли- ва			•	•				•	
Расход жидко- сти		•			•	•			
Сила тока	•						•		
Напряжение	•						•		
Сопротивление	•						•		
Входная мощ- ность	•				•	•	•		•
Выходная мощность	•	•	•	•			•	•	
Шум	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Вибрация	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Акустическая эмиссия	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Давление мас- ла	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Расход масла	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Частицы изно- са в смазке	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Момент	•	•		•		•	•	•	
Частота вра- щения	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Длина		•							
КПД		•	•	•	•	•		•	

В дополнение к этой таблице приводятся диагностические сведения, например, в соответствии с рекомендациями РД 302-07-17-92, Порядок и организация анализа дефектов и отказов изделий в ходе эксплуатации (таблица 4.3).

Таблица 4.3.

Возможные отказы запорных и отсечных клапанов

Крите- рии от- каза	Отказавшая деталь	Дефекты от- казавших де- талей	Классифика- ция отказа по	Классифика- ция отказа по ви-
---------------------------	----------------------	--------------------------------------	---------------------------------	-------------------------------------

			причине возникнове- ния	ду последствия
Негерметичность в затворе выше указанной в ТУ на изготовление изделия	Уплотнительное кольцо корпуса Уплотнительное кольцо золотника	Износ Трещины Коррозия Скол Крозия		
Негерметичность по отношению к внешней среде	Корпус	Коррозия Раковины Поры Трещины Эрозия Разрыв		
	Сальниковая набивка	Износ Разрушение Расслоение Разрыв		
	Прокладка	Разрушение Смятие Разрыв Расслоение		
	Сильфон	Разрыв Трещины		
	Крышка	Разрыв Трещины Поры Раковины		
	Болты, гайки	Износ Коррозия Срыв резьбы		
Отсутствие рабочих перемещений	Резьбовая втулка Резьбовая часть шпинделя	Износ резьбы Срыв		
	Подшипники	Износ Коррозия Разрыв Трещины кольца		
	Шпиндель	Разрушение Обрыв (излом)		

		Задир		
	Шток	Отрыв от коррозии шпинделя, золотника Излом Задир		
	Золотник	Разрушение Коррозия Отрыв от штока Задир		
	Шпонка Стопорный винт	Излом Срез		
Отсутствие рабочих перемещений	Поршень пневмопривода	Износ Задир отрыв от коррозии штока Разрушение		
	Мембрана	Износ Излом Коррозия Разрушение Разрыв		
	Шток пневмопривода	Износ Изгиб Коррозия Разрушение Задир		
	Диафрагма	Разрушение Износ Разрыв		
	Зубчатые колеса редуктора	Разрушение Износ Скол зубьев		

Анализ возможных сценариев развития опасности неисправностей осуществляется в соответствии с рекомендациями ГОСТ 51901-2002, «Управление надёжностью. Анализ риска технологических систем». В дополнение к этим рекомендациям следует учитывать систем-

ные свойства технологического процесса, которые могут не быть у отдельных элементов оборудования.

Данное обстоятельство приводит к тому, что в сложных системах, несмотря на высокую надежность отдельных элементов, не всегда удастся избежать отказов, сбоев в работе, аварийных и чрезвычайных ситуаций. Наиболее серьезные угрозы и опасности находятся на системном уровне.

Примером тому могут служить крупные аварии и катастрофы в системах с высоким уровнем заложенной при проектировании надежности.

Анализ развития таких аварий имеет ряд общих черт, а именно: развитие аварийной ситуации начинается с накопления ряда мелких отклонений в функционировании объекта, каждое из которых в отдельности не представляет угрозы безопасности. По мере накопления таких отклонений возникает ситуация, когда персонал сталкивается с определенными трудностями в эксплуатации объекта, что приводит к ошибкам персонала.

Неправильные управляющие воздействия в значительной мере усугубляют ситуацию и, в совокупности с отклонениями протекания технологического процесса от нормы, приводят к возникновению чрезвычайной ситуации на объекте».

Выбор норм и правил для проектирования системы АСТОиР.

Техническое обслуживание и ремонт установок НГО регламентируется несколькими десятками стандартов, в частности:

РД 153-39ТЦ-008-96 «Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций».

РД 153-39-023-97 «Правила ведения ремонтных работ в скважинах».

СТП 51.00.021-85. Методика прогнозирования коррозионно-опасных участков нефтесборных коллекторов.

РД 153-39.0-630-09 Методическое указание по применению информационных технологий при выборе мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти.

РД 153-39.1-415-05 Инструкция по выбору методов исследований при ремонте скважин.

РД 153-39.1-407-05 Сборник типовых технологических процессов при ремонте скважин ОАО "Татнефть" (для бригад КРС).

РД 153-39ТН-009-96 «Положение о системе технического обслуживания и ремонта электроустановок магистральных нефтепроводов».

Мониторинг регламентируется также большим числом нормативных документов федерального отраслевого и производственного уровней, в частности:

1. СА 03-001-05. Центробежные насосные и компрессорные агрегаты опасных производств. Эксплуатационные нормы вибрации: стандарт ассоциации «Ростехэкспертиза», Ассоциации нефтехимиков и нефтепереработчиков и НПС «РИСКОМ» / Колл. авт. М.: Химическая техника, 2005. (Согласован Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору письмом от 01.02.2005 №11-16/219)
2. СА 03-002-05. Системы мониторинга агрегатов опасных производственных объектов. Общие технические требования: стандарт ассоциации «Ростехэкспертиза», Ассоциации нефтехимиков и нефтепереработчиков и НПС «РИСКОМ» / Колл. авт. М.: Химическая техника. 2005. (Согласован Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору письмом от 01.02.2005 №11-16/219)
3. СТО-03-002-08. Мониторинг оборудования опасных производств. Порядок организации: сб. стандартов НПС «РИСКОМ» // Мониторинг оборудования опасных производств. Стандарт организации / Колл. авт. М., 2008. С. 25–63.
4. СТО 03-003-08. Мониторинг опасных производств. Термины и определения: сб. стандартов НПС «РИСКОМ» // Мониторинг оборудования опасных производств. Стандарт организации / Колл. авт. М., 2008. С. 5–24.
5. СТО 03-004-08. Мониторинг оборудования опасных производств. Процедуры применения: сб. стандартов НПС «РИСКОМ» // Мониторинг оборудования опасных производств. Стандарт организации / Колл. авт. М., 2008. С. 65–77.
6. СТО 03-007-11. Мониторинг состояния оборудования опасных производств. Стационарные поршневые компрессорные установки опасных производств: эксплуатационные нормы вибрации // Стандарт организации / Колл. авт. М.: Изд-во «КХТ», 2011.
7. ГОСТ Р 53563-2009. Контроль состояния и диагностика машин. Мониторинг состояния оборудования опасных производств. Порядок организации. М.: СТАНДАРТИНФОРМ, 2010.
8. ГОСТ Р 53564-2009. Контроль состояния и диагностика машин. Мониторинг состояния оборудования опасных производств. Требования к системам мониторинга. М.: СТАНДАРТИНФОРМ, 2010.

9. ГОСТ Р ИСО 17359- 2009. Контроль состояния и диагностика машин. Общее руководство по организации контроля состояния и диагностирования. М.: СТАНДАРТИНФОРМ, 2010

Выбор архитектуры и структуры АСТОиР. Архитектура АСТОиР устанавливается образцовой (референтной) моделью процессов выявления опасностей, их диагностикой, определением мер по их устранению, приобретению и замене дефектных компонентов.

Примером структуры является схема экспертной системы технического обслуживания и ремонта ОАО МН РНУ (рис.4.5).

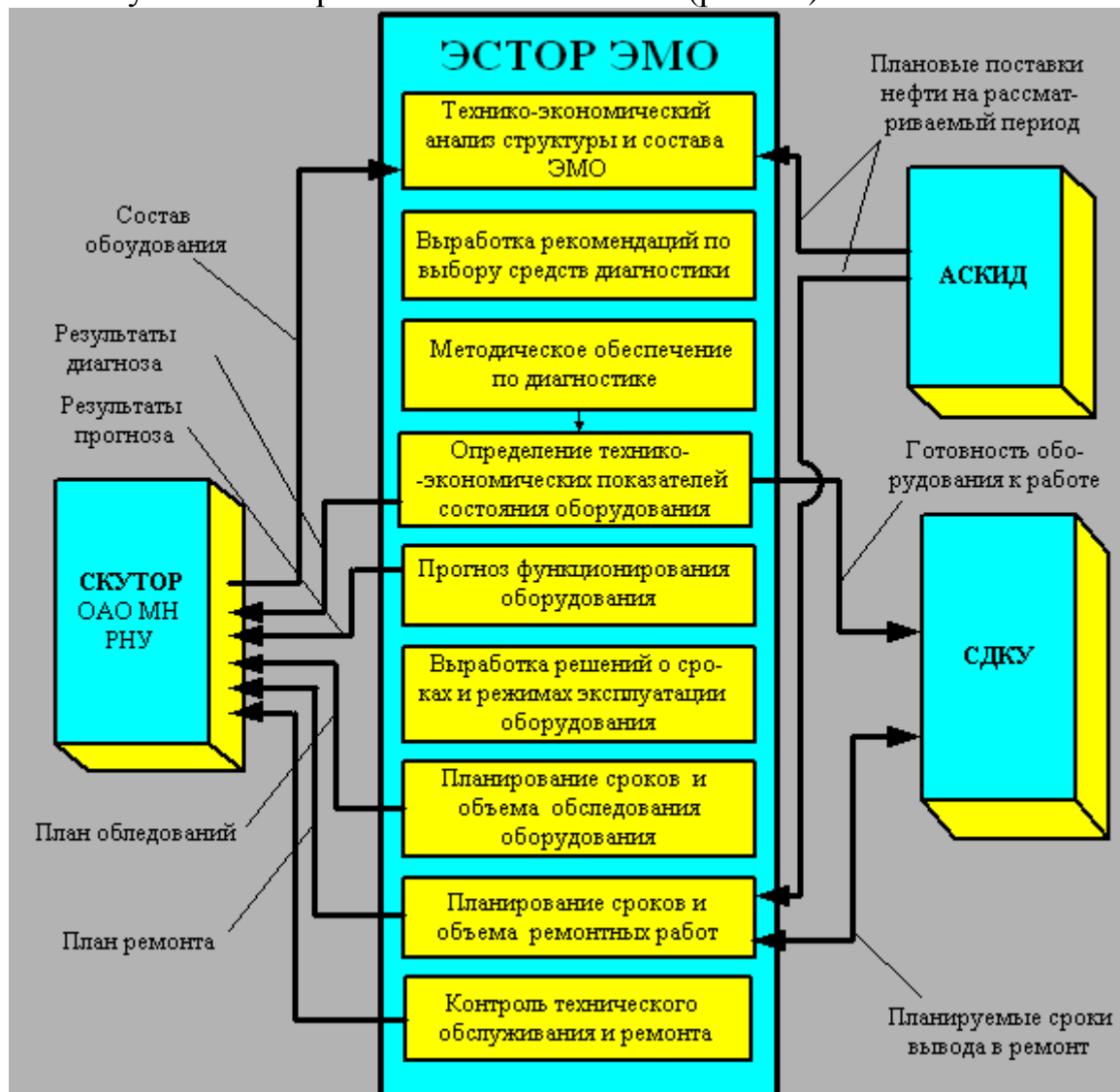


Рис.4.5. Экспертная система АСТОР ЭМО

Выбор подходящих средств контроля (мониторинга) неисправностей оборудования. Целью оснащения оборудования опасных производств системой комплексного мониторинга их состояния является

обеспечение безопасной ресурсосберегающей эксплуатации оборудования путем своевременной выработки управляющих воздействий.

Комплексный мониторинг состояния оборудования опасных производств базируется на системе программно-технических средств, обеспечивающих непрерывное получение в реальном масштабе времени информации о техническом состоянии оборудования и принятие на основе этой информации решений о проведении необходимых корректирующих организационно-технических мероприятий.

Периодичность получения информации о техническом состоянии оборудования зависит от скорости развития в нем неисправностей и для обеспечения наблюдаемости состояния в несколько раз меньше характерного времени развития неисправности в объекте мониторинга до предельного состояния.

Программно-технические средства системы мониторинга включают в себя стационарные и переносные устройства, которые:

- имеют доступ к единой базе данных об оборудовании;
- функционируют в единой диагностической сети предприятия;
- представляют информацию о техническом состоянии оборудования опасных производств службам, отвечающим за его эксплуатацию и обслуживание, службам, отвечающим за эксплуатацию и обслуживание системы мониторинга, а также другим заинтересованным службам предприятия.

Разработка алгоритмов диагностики и прогнозирования состояния.

Алгоритмическое обеспечение диагностики и прогнозирования технического состояния производственного оборудования НГО включает в себя проведение диагностики, характеризующей состояние оборудования, сравнение полученных диагностических признаков с их предварительно полученными граничными значениями, отображение текущего состояния оборудования и комплексное управление процессом диагностики, формирование граничных значений признаков диагностики, определение причин вывода оборудования в резерв и изменения деградации технического состояния оборудования.

Контроль variability параметров и предварительная диагностика. Применение контрольных карт контроля количественного признака, характеризующего состояние оборудования, проходит ряд регламентированных этапов [5].

На первом этапе осуществляется *предварительная статистическая настройка контрольных карт*. Она включает в себя:

- Определение объема выборки и периодичности отбора выборок.
- Сбор данных о состоянии оборудования.
- Вычисление контрольных границ.

- Анализ статистического состояния по данным предварительного анализа.

Полученные значения измерений заносятся в экранную форму "Подготовка данных к применению контрольной карты для количественного признака".

На этапе 2 ведется мониторинг процесса с использованием построенных контрольных границ и осуществляется контроль состояния оборудования.

Процесс принятия решения о состоянии основного технологического оборудования включает в себя:

1. Учет наработки оборудования (моточасов компрессоров, насосов, колон и др).
2. Учет причин простоя оборудования.
3. Анализ предаварийных состояний оборудования по косвенным признакам.
4. Передача исходных данных для расчета плана ремонтов модули бизнес системы.

На этапе 4 осуществляется техническое обслуживание в нужном направлении. Перенастройка и подналадка оборудования на этом этапе ведет к обновлению настройки граничных значений карты Шухарта и продление ее использования уже в измененном диапазоне измерения параметров оборудования.

Такая последовательность применения карт Шухарта исключает негативное влияние изменяющихся условий и режимов работы технологического оборудования на результаты интерпретации, так как в нефтегазовых технологических процессах они происходят в контролируемые оператором периоды времени. Предполагается, что эксплуатация оборудования в этих промежутках времени отвечает условию стабильности режима работы оборудования. Перенастройка средних $\bar{\bar{X}}$, среднего размаха \bar{R} и контрольных границ (пределов) $\bar{X} - R$ карты осуществляется с использованием компьютерных средств автоматически всякий раз как только директивой оператора указывается изменение условий или режимов работы оборудования.

Для эксплуатационных этапов мониторинга изменчивости состояния оборудования (трендов, появление необычных серий непрерывных измерений) с целью снижения требований к квалификации операторов логично создать экспертную систему интерпретации, которая в процессе эксплуатации будет настраиваться на реальную диагностику неисправностей оборудования. Рекомендации такой системы выдаются оператору в виде сообщений с экрана, например, SCADA- монитора.

Форма выдачи этих сообщений настраивается в стиле «ненавязчивого совета», за исключением выдачи аварийных сигналов. В результате право выбора конкретного решения остается за оператором.

В качестве примера рассмотрим насосную станцию. На ней возможны следующие разладки и потери настройки:

- ослабление крепления насоса и двигателя к фундаменту (контролируется датчиком вибраций);
- нарушение центровки и балансировки вращающихся деталей (контролируется датчиком вибраций);
- недопустимые колебания фундамента и трубопроводов (контролируется датчиком вибраций);
- кавитация и гидроудар ("сброс", "прохват") в насосе (контролируется датчиком давления на всасе);
- дефекты подшипников насоса и двигателя (контролируется датчиком вибраций и датчиком температуры);
- износ соединительной муфты;
- негерметичность торцового уплотнения насоса (контролируется датчиком давления масла);
- недопустимые температуры узлов машин (контролируется датчиком температуры);
- недопустимые пульсации и амплитуды токов приводных двигателей по каждой фазе (контролируется датчиком тока фаз электрических моторов).

В процессе эксплуатации по каждому из этих контролируемых параметров рекомендуется контроль появления трендов или серий необычных значений измерений. Эти тренды можно обрабатывать в автоматическом режиме и наблюдать на экране диспетчера. Вызов оперативных графиков на экран выполняется с помощью окна соответствующего параметра. Для особо важных параметров должно быть предусмотрено формирование исторических трендов с просмотром информации с временным интервалом до месяца.

Используя расчетные формулы, SCADA-системой строятся графики средних и размахов контролируемых параметров насоса (например, температуры подшипника).

Для выявления состояния оборудования на экранной форме карты Шухарта строятся следующие графики: прямые UCL_x , LCL_x , UCL_R , $+\sigma$, $-\sigma$, $+2\sigma$, -2σ , \bar{X} , \bar{R} (параллельные оси абсцисс), \bar{X} (всего i точек) и экспертной системой проверяются критерии интерпретации.

Согласно ГОСТ Р 50779 «Статметоды. Карты Шухарта» для интерпретации хода процесса по карте Шухарта используются восемь критериев контроля X- карт, каждый из которых должен быть проверен.

1. Проверка наличия точек (точки) на карте за контрольными пределами (рис. 4.6).

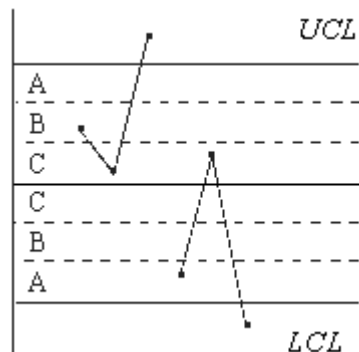


Рис. 4.6. Критерий 1

Наличие одной или большего числа точек за контрольными пределами – первый признак отсутствия управляемого состояния в этом периоде контроля. Поскольку точки вне контрольных пределов крайне редки, то следует предположить, что они указывают на наличие особой причины (например, аварийное состояния подшипника узла газоперекачивающего насоса).

2. Наблюдение 9 точек подряд в зоне C по одну сторону от центральной линии (рис.4.7).

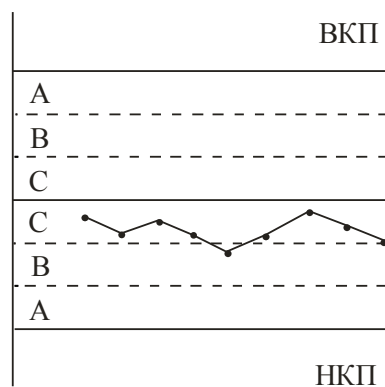


Рис. 4.7. Критерий 2

Если этот критерий выполняется, то делается вывод о возможном изменении среднего значения процесса в целом и таким образом о появлении системной причины смещения измерений, требующей устранения.

3. Наблюдение 6 точек монотонного роста или снижения, расположенные подряд (рис. 4.8).

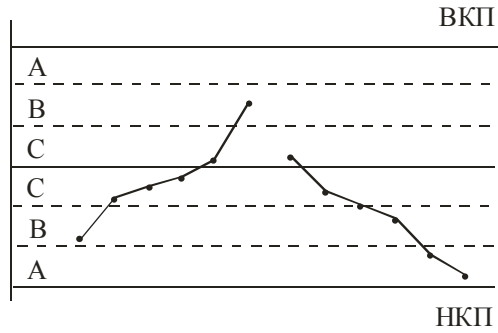


Рис. 4.8. Критерий 3

Часто такой сдвиг обусловлен изнашиванием инструмента, ухудшением технического обслуживания оборудования, изменением квалификации рабочего и т.п.

4. Наблюдение 14 точек подряд в "шахматном" порядке (через одну над и под центральной линией) (рис. 4.9).

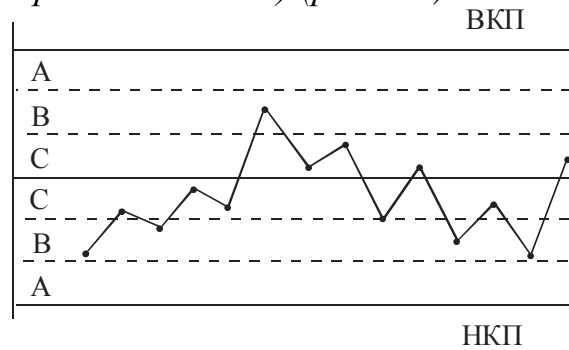


Рис. 4.9. Критерий 4

Если критерий 4, как это показано рис. 32, выполняется, то это указывает на действие двух систематически изменяющихся причин, например, попеременное действие двух альтернативных технологических единиц.

5. Наблюдение 2-х из 3-х расположенных подряд точек в зоне А (рис.4. 10).

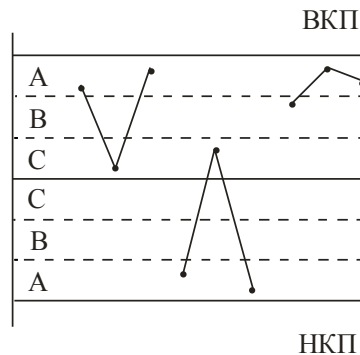


Рис. 4.10. Критерий 5

Этот критерий служит "ранним предупреждением" о начинающемся нарушении процесса (предаварийное состояние технологического оборудования).

6. *Наблюдение 4-х из 5-ти расположенных подряд точек в зоне В* (рис. 4.11).

Как и предыдущий, этот критерий может рассматриваться в качестве индикатора – "раннего предупреждения" о возможном нарушении процесса.

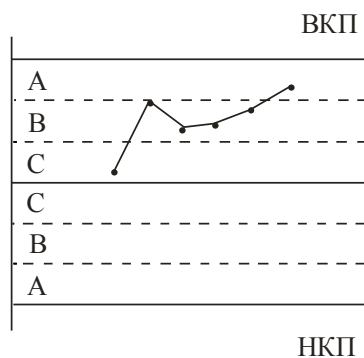


Рис. 4.11. Критерий 6

7. *Наблюдение 15 точек подряд в зоне С по обе стороны от центральной линии* (рис. 4.12).

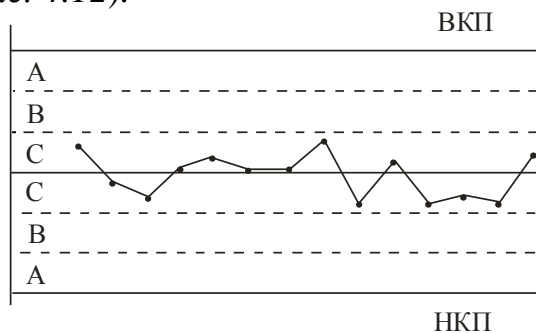


Рис. 4.12. Критерий 7

Выполнение этого критерия указывает на наличие системной ошибки контроля («грубые» измерения, несогласованная метрология ПИП с системой диагностирования).

8. *Наблюдение 8 последовательных точек по обеим сторонам центральной линии и ни одной в зоне С* (рис. 4.13).

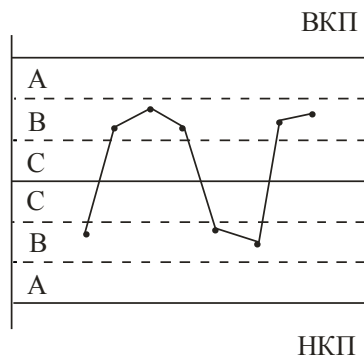


Рис. 4.13. Критерий 8

Этот критерий указывает на наступление предаварийного неустойчивого состояния оборудования.

Используя эти критерии, можно спроектировать советующую компьютерную систему, которая предлагает оперативное заключение о возможном состоянии (прогнозе состояния) технологического оборудования.

Разработка архитектуры и структуры документооборота АСТОuP. Архитектура и структура документооборота реализуется в обычном варианте, принятом для большинства систем автоматизированного управления документооборотом (САУД).

САУД реализуется на основе центрального и локальных терминалов (рис 4.14). Центральный терминал реализуется в виде Web-портала.

Информация, обрабатываемая локальным терминалом, включает в себя системные справочники и технологические параметры объектов транспорта и добычи газа. Для каждого вида объектов создают свои классы, которые в свою очередь систематизированы в пакетах.

Основные функции, реализуемые терминалом:

- сбор, систематизация, обновление, накопление и хранение в базе данных паспортной и текущей информации о технологических объектах ЕСГ объединения;

- формирование по информации из базы данных необходимых отчетных форм;

- выдача форм НСИ, КСО по установленному регламенту в электронном виде и на печать;

формирование для должностных лиц объединения по стандартным запросам из баз данных информационно-справочных, аналитических, статистических и др. материалов по технологическим объектам и оборудованию ЕСГ объединения.

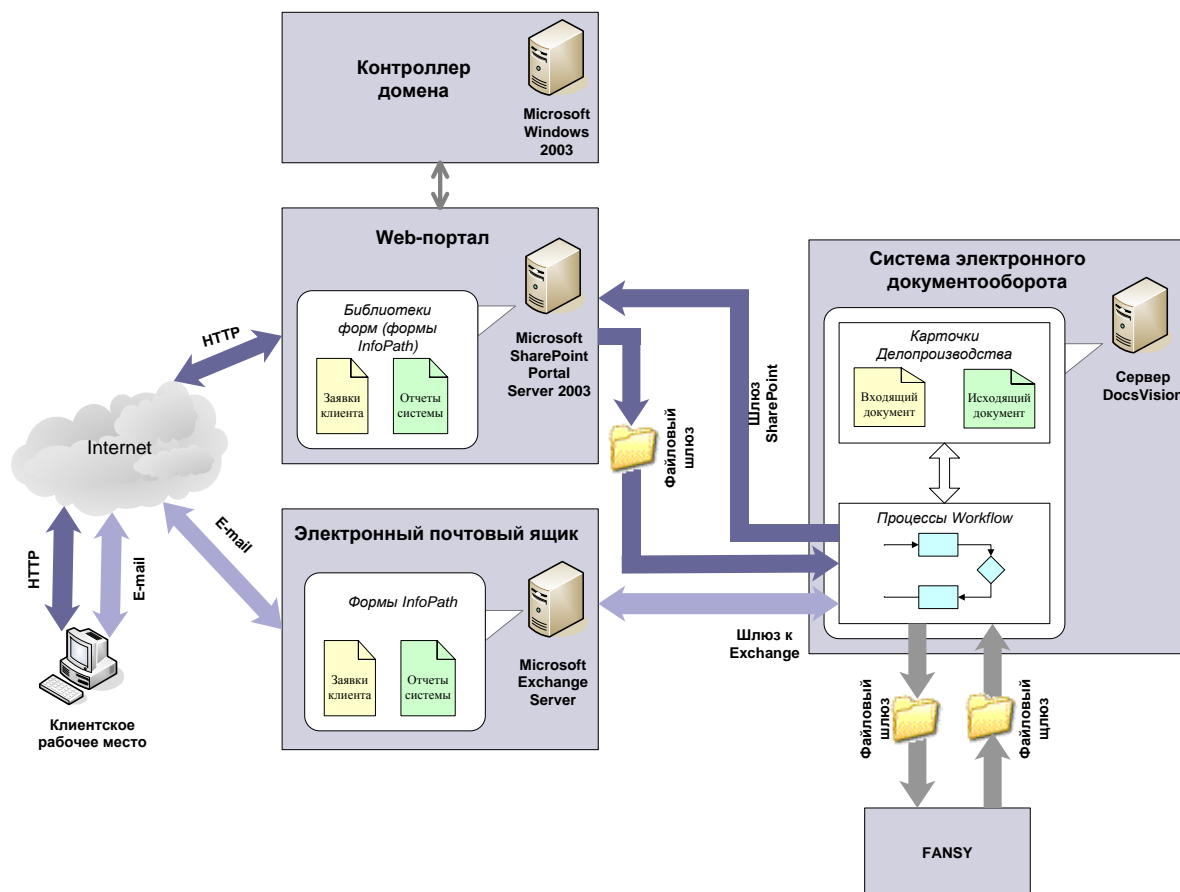


Рис. 4.14. Структура САУД технического обслуживания и ремонта

Разработка проектной документации АС. Проектная документация включает в себя техническое описание всех выше приведенных разделов, а также функциональную схему автоматизации, закладные, схему внешних проводок и экранные формы работы в АСТОиР.

Контрольные вопросы

1. Перечислить основные этапы контроля технического состояния оборудования НГО.
2. Каким образом проектируется база данных АСТОиР?
3. Каким образом реализуется документооборот с АСТОиР?
4. Что представляют собой тренды измеряемых показателей состояния оборудования?
5. Какие серии точек контроля на картах Шухарта указывают на появление неслучайной изменчивости состояния оборудования?

5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРИБОРНОЙ СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ

5.1. МЭК-проектирование интегрированной системы безопасности (ПАЗ)

Согласно статистике, ущерб от аварийности и травматизма достигает 5-10% от валового национального продукта промышленно развитых государств, а загрязнение окружающей природной среды и несовершенная техника безопасности являются причиной преждевременной смерти 20-30% мужчин и 10-20% женщин [9,10].

Проблемы безопасности на объектах нефтегазового комплекса имеют особое значение. Они связаны с физико-химическими свойствами углеводородных веществ, приводящими к отравлению, возгоранию или взрыву в случае аварий. Авариям на нефтеперерабатывающих предприятиях сопутствуют большие объемы выброса взрывопожароопасных веществ, образующие облака топливно-воздушных смесей, разливы нефтепродуктов и как следствие – пожары, взрывы, разрушение соседних аппаратов и целых установок. Для управления такими аварийными ситуациями в нефтегазовой отрасли применяют специальные системы безопасности:

- от нарушений технологических режимов, приводящих к отказу выполнения требуемой функции;
- от взрывов и пожаров;
- от загазованности технологических объектов и помещений.

Техническое регулирование промышленной безопасности объектов НГО осуществляется следующими международными стандартами:

- DIN V 19250 “Fundamental Safety Aspects To Be Considered For Measurement And Control Protective Equipment” – Фундаментальные аспекты безопасности, рассматриваемые для связанного с безопасностью оборудования измерения и управления.
- DIN V VDE 0801 “Principles For Computers In Safety Related Systems” – Принципы для компьютеров в системах, связанных с безопасностью.
- ANSI/ISA S84.01-1996 “Application of Safety Instrumented Systems for the Process Industries” – Применение инструментальных систем безопасности для технологических процессов.
- ISA-TR84.0.02 “Safety Instrument Systems (SIS) - Safety Integrity Level (SIL) Evaluation Techniques” – Инструментальные системы

безопасности – Техника оценки интегрального уровня безопасности.

- IEC 61508 “Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety Related Systems” – Функциональная безопасность электрических, электронных и программируемых электронных систем, связанных с безопасностью.
- IEC 61511 “Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector” - Функциональная безопасность: Оборудование под безопасность системы для перерабатывающего сектора промышленности.

В настоящее время специальная система, обеспечивающая безопасность, *Safety Related System (SRS)* является обязательной практически для всех объектов нефтегазовой отрасли. В большинстве случаев она представляется отдельными системами ПАЗ, АСПС и пожаротушения, АСКУЗ, которые проектируются независимо от других АС. В процессе эксплуатации согласно отечественным стандартам никакое вмешательство в их работу с пульта оперативного управления диспетчером невозможно.

Нормативы международной электротехнической комиссии (IEC) устанавливают следующую последовательность разработки противоаварийной защиты: анализ источников риска и опасностей; определение уровней рисков критических параметров технологического процесса и документированное обоснование необходимой степени их снижения и мероприятий противоаварийной защиты; выбор инструментальной структуры функции безопасности для каждого параметра опасности; определение и распределение требований к безопасности; проектирование компонентов ПАЗ, обеспечивающих необходимое снижение уровня рисков.

• *Концепция архитектуры интегрированной SRS.*

На практике используются несколько концепций интеграции систем аварийной безопасности и АСУТП.

1. Объединение системы противоаварийной защиты и АСУТП через шлюз. Такая концепция реализуется, но представляется необоснованно сложной и дорогостоящей. В эксплуатационном отношении ее недостатками являются нормативная раздельность эксплуатации АСУТП и ПАЗ и сложность синхронизации данных и событий. Кроме того, необходимость использования разных технических средств при ремонте повышает стоимость технического обслуживания, а отдельные методы эксплуатации и пользовательские интерфейсы увеличивают затраты на

обучение и могут привести к ошибкам оператора в условиях чрезвычайной ситуации.

2. Целевая разработка единой системы с использованием общих условий выбора технического обеспечения, эксплуатации и обслуживания, а также единой системы связи. Такая комплексная и в то же время раздельная архитектура обеспечивает эксплуатационные преимущества: отказы аппаратуры или программного обеспечения АСУТП не могут оказать влияния на систему аварийной безопасности, в то же время, данные из каждой системы доступны другим системам в оперативном режиме. АСУТП и система безопасности работают в одних условиях технического обеспечения и эксплуатации, что упрощает обучение персонала, исключает необходимость отображения данных и квитирования, а также обеспечивает единый интерфейс оператора.

3. Объединение через базу данных и связь. Эта концепция предусматривает незначительное разделение между АСУТП и системой аварийной безопасности. Основным недостатком является то, что отказ оборудования или потеря/повреждение данных в АСУТП может поставить под угрозу безопасность технологического процесса. В этом случае в соответствии с общесистемными требованиями проектирования вся ИКСУ, в том числе и АСУТП, должна рассматриваться как единая система аварийной безопасности.

В 2004 году ряд западных компаний-производителей систем управления технологическими процессами представили на рынок, интегрированные системы аварийной безопасности, которые включали в себя также автоматизированную систему управления (SCADA) объекта. Такое решение обеспечивает ряд преимуществ, в частности:

- повышает производительность благодаря упрощенному доступу к информации по безопасности с операторского интерфейса АСУТП;
- сокращает объем инженерно-проектных работ;
- снижает эксплуатационные затраты за счет объединения обслуживания централизованных систем в рамках ответственности единого поставщика.

Интеграция аварийной защиты в НГО обеспечивает:

необходимое управление и безопасность нефтегазового производства с одновременным поддержанием функциональной и физической автономности ПАЗ и АСУТП;

возможность визуального контроля технологическим процессом, как в обычном, так и аварийном режимах работы;

связывание АС диспетчерского управления технологическим процессом и системы аварийной через общую сеть передачи данных и воз-

возможность конфигурирования ПАЗ на основе общих технических условий;

независимость источников питания, каналов связи, программно-технических средств оборудования аварийной защиты от компонентов и подсистем АСУТП.

Все операции, связанные с эксплуатацией и обслуживанием АСУТП и аварийной защиты, оказываются интегрированными, включая:

- подачу сигналов тревоги;
- управление конфигурацией;
- универсальную базу данных;
- синхронизацию времени;
- обеспечение безопасности работников;
- контрольный журнал / контроль версий;
- историю данных;
- регистрацию последовательности событий;
- управление оборудованием;
- моделирование технологического процесса;
- систему обучения.

Все это, доступное для экранного взаимодействия с диспетчером, обеспечивает возможность принятия им дополнительных решений по устранению опасностей аварии и позволяет сократить расходы на инженерно-техническое обеспечение и обслуживание.

Определение требований к ПАЗ. В нефтегазовой отрасли РФ проектирование систем аварийной безопасности осуществляется в соответствии с требованиями следующих из большого числа нормативных документов:

ГОСТ 27.310-95, «Анализ видов, последствий и критичности отказов»;

ПБ 09-540-03, «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;

ПБ 03-246-98, «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности»;

ПБ 03-517-02, «Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

ПБ 09-563-03, «Правила промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств»;

ПБ 08-624-03, «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности»;

ПБ 03-585-03, «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;

ПБ 03-576-03, «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;

РД 03-616-03, «Методические рекомендации по осуществлению идентификации опасных производственных объектов»;

РД 03-418-01, «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов»

РД 09-398-01, «Методические рекомендации по классификации аварий и инцидентов на опасных производственных объектах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности»;

РД 09-539-03, «Положение о порядке проведения экспертизы промышленной безопасности в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности»;

РД 03-409-01 «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» (с изменениями и дополнениями).

В требованиях этих документов существует неопределенность в выборе программно-технического оборудования системы аварийной безопасности, способов и объемов резервирования технических средств.

Поэтому ряд компаний в нефтегазовой отрасли вносят при выборе оборудования системы аварийной безопасности требование обязательного соответствия приборных средств автоматизации противоаварийных защит и блокировок рекомендациям МЭК. В настоящее время эти рекомендации изложены в новых стандартах:

ГОСТ Р МЭК 61508-1-2007 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 1. Общие требования».

ГОСТ Р МЭК 61508-2-2007 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 2. Требования к системам».

ГОСТ Р МЭК 61508-3-2007 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 3. Требования к программному обеспечению».

ГОСТ Р МЭК 61508-4-2007 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 4. Термины и определения».

ГОСТ Р МЭК 61508-5-2007 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связан-

ных с безопасностью. Часть 5. Рекомендации по применению методов определения уровней полноты безопасности».

ГОСТ Р МЭК 61508-6-2007 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью Часть 6. Руководство по применению ГОСТ Р МЭК 61508-2-2007 и ГОСТ Р МЭК 61508-3-2007».

ГОСТ Р МЭК 61508-7-2007 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 7. Методы и средства».

ГОСТ Р МЭК 61511-1, 2, 3-2011 «Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов»

ГОСТ Р 51901.11-2005 «Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности. Прикладное руководство».

ГОСТ(ы) Р МЭК 61508 описывают в своих семи частях рекомендации по реализации жизненного цикла оборудования системы аварийной безопасности.

Часть 1 ГОСТ Р МЭК 61508 определяет полный жизненный цикл оборудования в отношении безопасности, требования к обеспечивающей его безопасности системам и значения параметров PFD_{avg} (Probability of Failure on Demand) и PFH (Probability (intensity) of dangerous failures per hour), соответственно: среднюю вероятность отказа выполнения требуемой функции (отказа на запрос) и вероятность (интенсивность, частоту) опасных отказов в час.

В части 2 определены дополнительные требования к обеспечивающим безопасность системам и их архитектуре.

Жизненный цикл программного обеспечения и аппаратуры систем, а также методы для достижения и поддержания безопасности разъясняются в части 3.

В части 4 объясняются используемые термины и сокращения, причем эта часть является важным источником информации для изучения самой нормы безопасности.

Методы анализа в отношении использования обеспечивающих безопасность систем определяются в части 5. В этой части описываются методы для определения интегрированного уровня безопасности (SIL).

Часть 6 описывает применение частей 2 и 3.

Часть 7 объясняет методы, используемые во всех остальных частях.

ГОСТ (ы) Р МЭК 61511 описывают в трех частях руководство по установлению требований, разработке, монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию функций безопасности *приборных систем безопасности и приборных систем безопасности* в соответствии с МЭК 61511.

ГОСТ Р 51901.11-2005 устанавливает рекомендации по исследованию опасности и работоспособности технологического оборудования (HAZOP). Это структурированный и систематический анализ планируемого или существующего процесса или операции, с целью выявления и оценки проблем, которые могут представлять собой риск для персонала или оборудования.

Анализ источников риска и опасностей. HAZOP-метод был первоначально разработан для анализа химических технологических систем, но позже был распространен на другие типы технологических процессов. Этот метод один из нескольких, рекомендованных стандартом IEC-61511 для такого анализа. По результатам анализа разрабатывается документ (*Декларация промышленной безопасности опасного производственного объекта*), в котором представлены результаты всесторонней оценки риска аварии, анализа достаточности принятых мер по предупреждению аварий и по обеспечению готовности предприятия к эксплуатации опасного производственного объекта в соответствии с требованиями норм и правил промышленной безопасности, а также к локализации и ликвидации последствий аварии на опасном производственном объекте (РД-03-14-2005). Исследование HAZOP широко используют для анализа программного обеспечения. Если его применяют к управлению безопасностью критических видов оборудования и компьютерных систем, то метод обозначают CHAZOP Control Hazards and Operability Analysis (Исследование управления опасностью и работоспособностью или исследование компьютерной опасности и работоспособности, ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010).

Следует иметь в виду то, что согласно международным нормам ПАЗ *вовсе не обязательно должна быть надежной системой, но она обязана быть безопасной.*

Так, например, сертифицированная по всем правилам TUV/IEC ПАЗ может быть безопасной, но при этом может ломаться хоть каждый день (т.е. иметь очень низкую надежность). *Главное, чтобы она ломалась каждый раз в безопасное состояние* [9,10]. То есть, заказчик будет терпеть убытки от простоя, но ни один человек не должен пострадать. В соответствии с требованиями МЭК-стандартов сложилась следующая практика проектирования систем аварийной безопасности:

1. Исходя из практики эксплуатации объектов НГО устанавливается заданная приемлемая безопасность технологического процесса (приемлемый риск).
2. Осуществляется анализ опасностей и риска технологического объекта, например, с использованием технологий HAZID на начальном этапе проекта или рекомендаций HAZOP (выделяются опасности

- процесса и устанавливаются необходимые слои защиты). По результатам анализа разрабатывается декларация промышленной безопасности опасного производственного объекта.
3. Для снижения уровня риска до допустимого (допустимым считается риск приемлемый в нефтегазовой отрасли с учетом существующих в настоящее время социальных ценностей) разрабатываются технологические (конструктивные, ПТЭ, энергетические) меры по обеспечению приемлемой надежности технологических установок. Часто, такая защита реализуется в виде многослойной структуры.
 4. Для обеспечения допустимого уровня риска от возможных дополнительных опасностей разрабатываются контуры (каналы управления) инструментальной функции безопасности (*SIF*), отвечающие за отдельно выделенные критические параметры (параметры процесса связанные с установленными опасностями).
 5. Каждый контур системы аварийной безопасности (*SIS*) проектируется отдельно, и каждому контуру назначается свой системный уровень надежности *SIL*, обеспечивающий заданное снижение уровня риска.
 6. Чтобы достичь установленного уровня *SIL*, для каждого контура индивидуально подбирают архитектуру автоматической системы аварийной защиты, включающая в себя следующие основные элементы: измерительное устройство, устройство логического управления, барьер искробезопасности, источник энергопитания и исполнительные механизмы.
 7. Выбор структуры *SIF* производится по рекомендациям ГОСТ Р МЭК 61508, 61511. В зависимости от применяемого устройства (а точнее, его показателей: *PFDAvg* (средняя вероятность опасного отказа), *SFF* (доли безопасных отказов), *Diagnostic coverage* (диагностического охвата)) выбирается требуемый уровень отказоустойчивости (*Fault Tolerance*) *SIS*. *Fault Tolerance* в свою очередь определяет структуру *SIS*: *1oo1*, *1oo2*, *2oo3*, *2oo2*, *2oo4* и т.д.
 8. При выборе компонентов ПАЗ каждое устройство *SIF* (датчик, барьер искробезопасности, контроллер, блок питания, клапан, устройство включения/выключения) должно иметь свой сертификат, подтверждающий соответствие характеристик устройства требованиям стандарта IEC 61508, и указывающий на то, что данное устройство может применяться в контурах, связанных с безопасностью до уровня полноты безопасности *SIL 1-4*.
 9. Используя данные об интенсивности опасных и безопасных отказов отдельных устройств *SIF*, и задаваясь периодом тестового обслуживания (диагностического охвата) контура инструментальной функции безопасности, рассчитывается общая *PFDAvg* контура защиты,

которая должна соответствовать системному уровню надежности *SIL*, обеспечивающему заданное снижение уровня риска.

10. Идентифицируют *STL* (Spurious Trip Level), уровень ложных отключений каждого контура защиты.
11. Используя архитектуру *SIS*, вычисляются *PFS* (Probability to Fail Safe), значения которых показывает все отказы и указывает на вероятность тех отказов, которые находятся в безопасном режиме.
12. Определяют ожидаемую интенсивность ложных отказов Spurious Trip Rate (*STR*) для компонентов *SIS* и они объединяются для канала ПАЗ.
13. Устанавливается (принимается) решение по обеспечению надежности, которое позволяет получить требуемое среднее время наработки до безопасного отказа *MTTF_{spurious}* для *SIS*.
14. Если расчетное время наработки до безопасного отказа *MTTF_{spurious}* неприемлемо, то необходимо изменить *SIS* (конфигурацию аппаратных средств, добавить резервирование, уменьшить тест-интервал, выбрать аппаратные средства с большей надежностью, и т.д.), и повторно вычислить соответствие требованиям *SRS*, определенным в Технических документах требованиям техники безопасности для каждого *SIF*.
15. Определяется необходимый временной интервал тестового контроля *SIS*.
16. Оценивается эффективность тестового контроля *SIS*, назначаемого для эксплуатационного периода.

Установленные уровни *SIL* (от 1 до 4) определяют заданные частоты отказов функций КИПиА при реализации следующих аварийных защит:

- 4 - Защита от общей катастрофы;
- 3 - Защита обслуживающего персонала и населения;
- 2 - Защита оборудования и продукции, защита от травматизма;
- 1 – Эксплуатационная защита оборудования и продукции.

При определении уровня *SIL* рассчитывается риск угроз:

$$\text{Риск}_{\text{угроза}} = \text{Вероятность}_{\text{угроза}} \times \text{Тяжесть}_{\text{угроза}}$$

Риск может быть рассчитан с использованием как качественного, так и количественного методов. Количественный метод расчета может выполняться с использованием САПР системы противоаварийной защиты, например, программы *SILence* ф. НИМА (демо-версия – <http://www.hima.com/>).

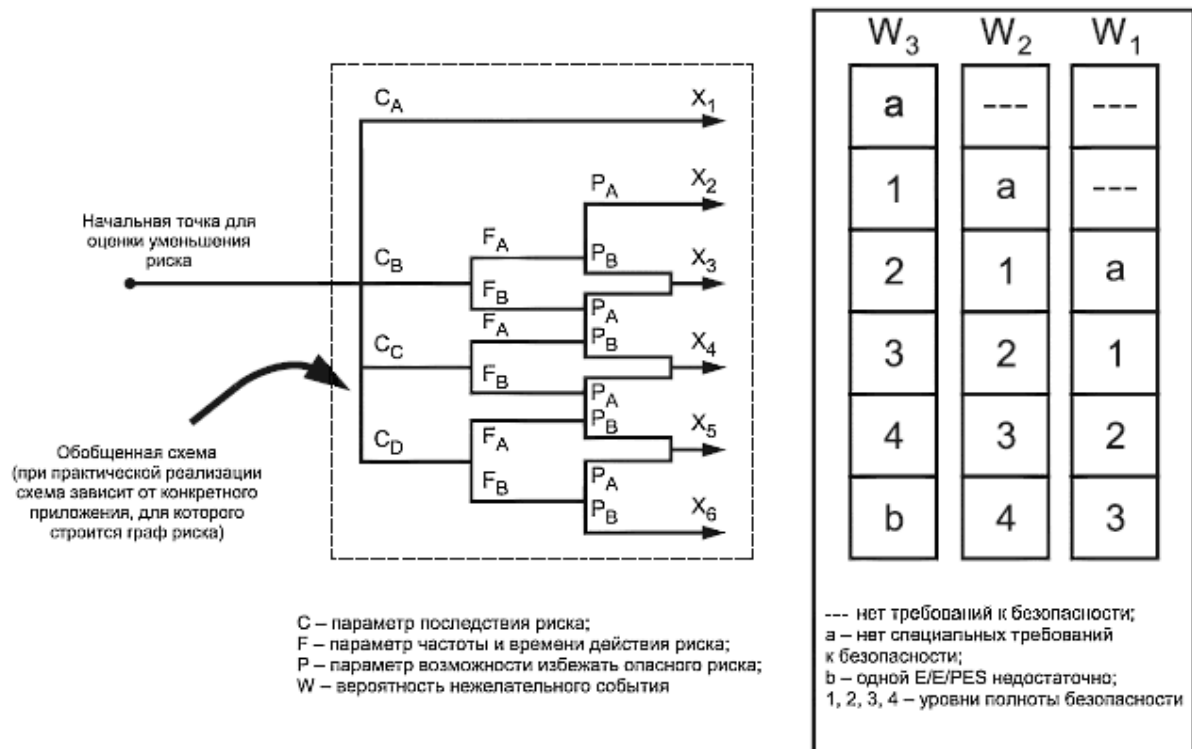


Рис. 5.1. Граф риска

Несмотря на различия рекомендаций и требований ГОСТ, ПБ, РД и МЭК-стандартов, прослеживается единство их методологий при проектировании противоаварийной защиты.

Так оценка риска через вероятность отказа системы безопасности в существенной мере соответствует методики расчета категории взрывобезопасности через потенциал взрывоопасности технологического блока (ПБ 09-540-03).

Для определения уровня безопасности SIL рекомендуется воспользоваться диаграммой рисков ГОСТ Р МЭК 61508 (рис. 5.1).

Согласно терминологии этого стандарта, угроза приводит к «риску» только в том случае, если она связана с летальным исходом, нанесением ущерба имуществу или окружающей среде. Шкала ущерба выражается схемой «графа риска», стандартной для МЭК (рис. 5.1). Дискретные значения четырех параметров С, F, P и W указаны в стандартных таблицах графа риска. Значения этих параметров оцениваются для каждой единицы опасного оборудования. Такой подход приводит к заданию класса безопасности (SIL) технологического процесса.

Стандарт рассматривает следующие параметры риска, свойственные технологическим процессам:

Последствия риска – C_i , где $i = A, B, C, D$.

Частота и время действия риска – F_j , где $j = A, B$.

Возможность избегания опасного риска – P_m , где $m = A, B$.

С учетом качественной оценки вероятности нежелательного события (W_n , где $n = 1, 2, 3$) показатель уровня риска (RC_l , где $l = 1, 2, 3, 4$) устанавливается целочисленной функцией:

$$RC_l = RC(C_i F_j P_m W_n).$$

Здесь параметры риска по стандарту IEC 61508 (см. рис. 5.1) (качественный метод оценки) определяют следующим образом:

1. Травматизм:

C_A – незначительные травмы.

C_B – серьёзные травмы одного или нескольких человек, смерть одного человека.

C_C – смерть нескольких человек.

C_D – катастрофические последствия, большие человеческие потери.

2. Продолжительность нахождения в опасной зоне:

F_A – от редкого до относительно частого.

F_B – частое или постоянное.

3. Предотвращение опасности:

P_A – возможно при определённых обстоятельствах.

P_B – невозможно.

4. Вероятность нежелательного события:

W_1 – крайне низкая.

W_2 – низкая.

W_3 – высокая.

В зависимости от требований к отказоустойчивости *SIF* используются различные принципы резервирования, например, «Lockstep» и «Active-Standby».

В режиме «Active-Standby» резервное устройство не выполняет программу управления (находится, в так называемом, «спящем состоянии») и, следовательно, при отказе основного устройства ему требуется время, чтобы активизироваться.

В режиме "Lockstep" резервное устройство выполняет ту же программу, что и активное и ему не требуется дополнительного времени на активизацию. В режиме «Lockstep» применяются следующие структуры резервирования:

– дублированный логический контур по схеме «ИЛИ», реализующий срабатывание ПАЗ при появлении сигнала опасного уровня в одном из контуров защиты, который носит название конфигурации *1oo2* (табл. 5.5). Данная структура утверждена по TUV для классов сертификации аварийной безопасности: АК5, АК6.

– дублированный логический контур по схеме «И», реализующий срабатывание ПАЗ при появлении сигнала опасного уровня в обоих контурах, который носит название конфигурации *2oo2*. Применение такой схемы ограничено. Так данная структура не утверждена по TUV для классов АК5, АК6.

– троированный логический контур по схеме «ИЛИ», реализующий срабатывание ПАЗ при появлении сигнала опасного уровня в одном из контуров – это конфигурация *1oo3*. При обнаружении неисправности одного из контуров для классов безопасности АК5, АК6 (TUV) не разрешается работа ПАЗ.

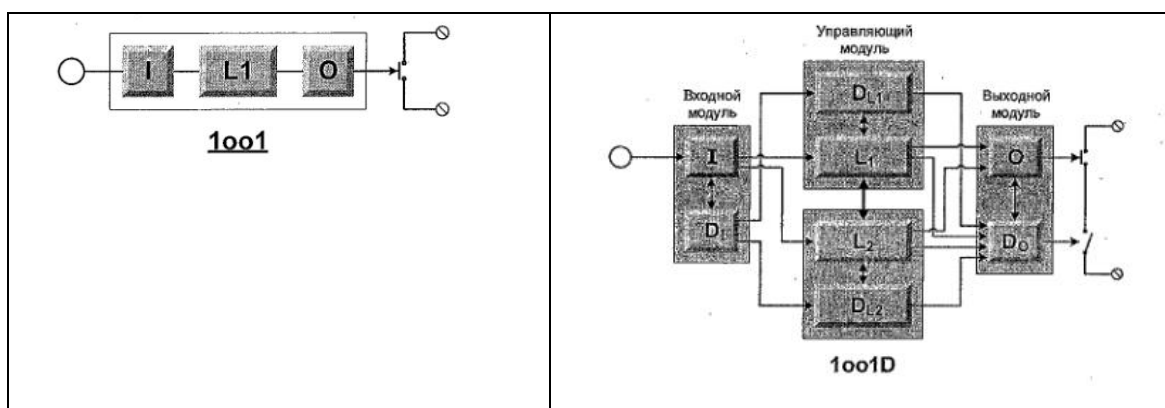
– троированная (TMR) система с мажоритарным голосованием *2oo3* (логический контур по схеме «два из трех», который реализует срабатывание ПАЗ при появлении сигнала опасного уровня в двух из трех контуров). При обнаружении неисправности одного из контуров для классов безопасности АК5, АК6 (TUV) разрешается работа ПАЗ в течение 1500 часов до устранения неисправности, однако, при этом система деградирует до архитектуры *1oo2*.

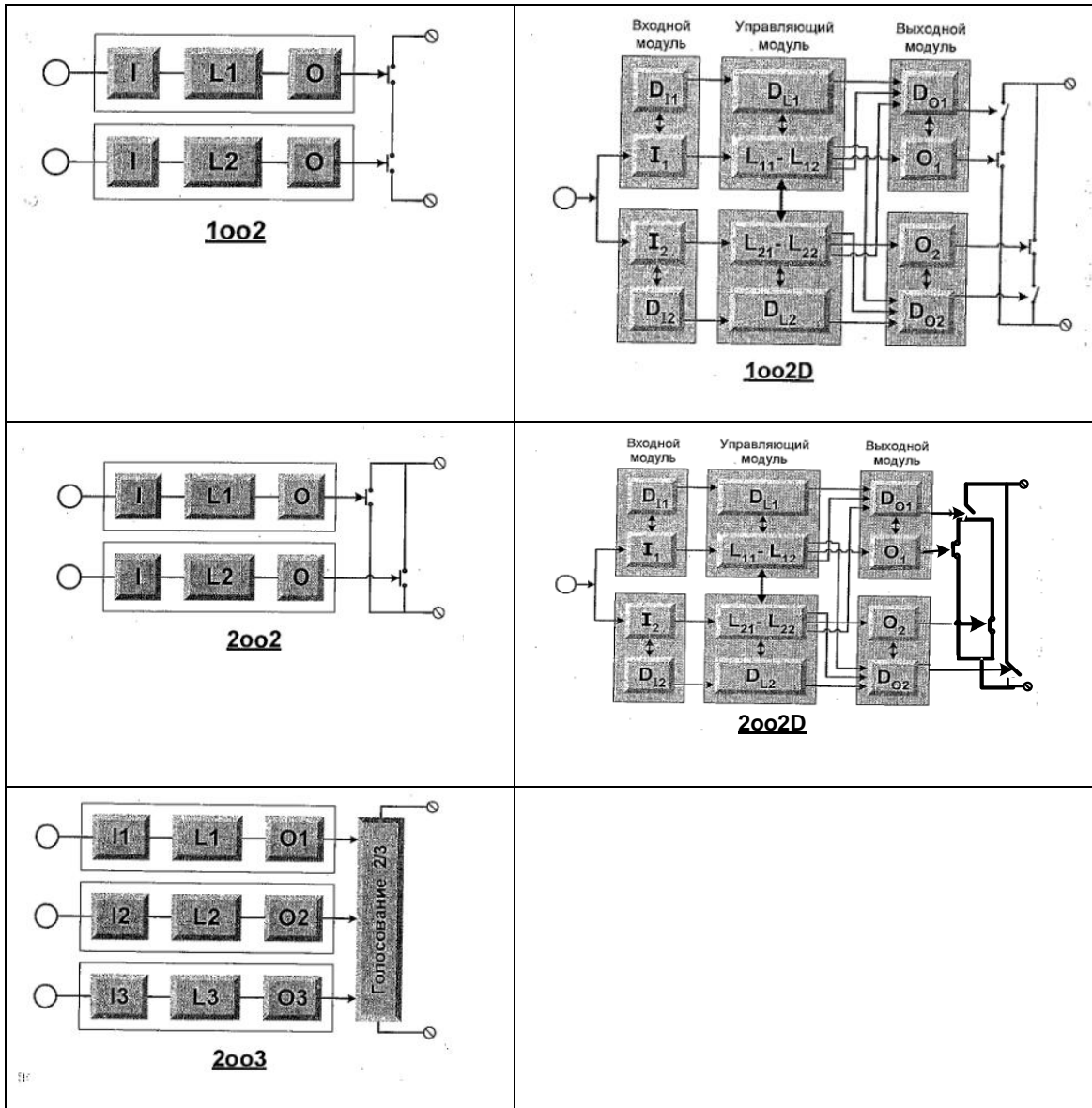
– схемы *1oo1D*, *1oo2D*, *2oo2D*, *2oo3D*, которые имеют встроенное диагностирование (если диагностика обнаруживает опасный отказ, то осуществляется включение контакта блокировки).

Сравнивая возможности этих схем, следует отметить достоинства конфигурации *1oo2D*. Это дублированный логический контур по схеме «ИЛИ» с диагностикой, который обеспечивает срабатывание ПАЗ при появлении сигнала опасного уровня в одном из логических контуров. При обнаружении неисправности в одном из контуров для класса безопасности АК5 (TUV) разрешается работа ПАЗ в течение 72 часов, которые даются на устранение неисправности (замену модуля).

Таблица 5.5

Варианты архитектуры приборных каналов ПАЗ





На схемах МЭК, приведенных в этой таблице показано резервирование только ПЛК:

- I – входной модуль,
- L- процессор, например, ПЛК,
- O- выходной модуль,
- D диагностирующий модуль.

Однако такое же резервирование может быть реализовано и для измерительного, и исполнительного устройств

Общие рекомендации по выбору структуры SIF.

Одноканальные системы 1oo1 – ненадежны и небезопасны. Промышленный вариант этой категории, сертифицируемый по классу *SIL2* (*SIL3*)- это система 1oo1D.

Пример применения структуры *1oo1D* – это контур защиты, сертифицируемый TUV по уровню безопасности RC6/SIL3, который в концептуальном виде показан на рис.5.2. Как следует из рисунка, выходной сигнал проходит через двойной переключатель, дублирующие компоненты которого выполнены по различным технологиям. Через электронный ключ подаётся нормальный выходной сигнал контроллера; в то же время реле, управляемое встроенной схемой диагностики, обеспечивает (через цепь нормально открытых контактов) дополнительный ключ, контролирующий подачу выходного сигнала.

В нерезервированной конфигурации, в том случае, если диагностической схемой будет обнаружена неисправность, контакты реле будут автоматически приведены в «безопасное состояние», то есть разомкнуты.

Высокий уровень безопасности технологического процесса достигается за счёт развитых в схеме *1oo1D* функций самодиагностики, включающих, например, измерения тока и напряжения, временных параметров, параметров синхронизации сигналов, проверку целостности передаваемых и обрабатываемых данных.

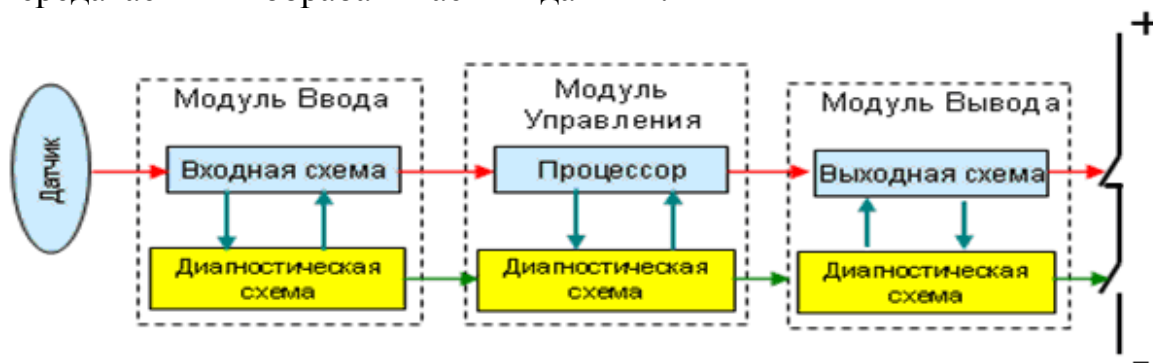


Рис.5.2. Резервирование *1oo1D*

Примером голосующей структуры «два отказа из двух» является схема *2oo2* (дублированный логический контур по схеме «И»). Оборудование, выполненное по такой схеме резервирования, имеет повышенную опасность: частота несрабатывания и риск возникновения аварийных ситуаций по причине несрабатывания в схеме *2oo2* по сравнению со структурой *1oo1* удваивается. Это означает, что частота и вероятность ложного срабатывания и, соответственно, беспричинного останова процесса увеличивается.

Система с тройным модульным резервированием с голосующей структурой «два отказа из трех возможных» *2oo3* обеспечивают приемлемый баланс безопасности и надежности и обеспечивают безопасность уровня *SIL 3 SIL-4*.

Контрольные вопросы

1. Какими нормативными документами осуществляется техническое регулирование промышленной безопасности в НГО?
2. Какие концепции архитектур автоматических и автоматизированных систем, обеспечивающих безопасность технологического процесса (*SRS*), применяются в НГО?
3. Какова международная практика проектирования систем аварийной безопасности с использованием приборных систем защиты?
4. Каким образом определяют необходимый уровень интегрированной безопасности (*SIL*) для объектов НГО?
5. Какие архитектуры ПАЗ находят применение в технологических процессах НГО?

5.2. Проектирование ПАЗ

Основная задача ПАЗ – это обеспечение перевода технологического процесса в безопасное состояние в случае аварийных нарушений параметров (функций) технологических режимов [9,10]. Приборный контур защиты является одним из слоев комплекса, отвечающего за безопасность технологического процесса (рис. 5.3).

Это логическая контрольно-измерительная система, которая обнаруживает ненормальные события в технологическом процессе (АС) и инициирует автоматические действия по размыканию энергии, срабатыванию клапанов и останову технологического объекта для приведения нарушения технологического режима к безопасному уровню.

Описание проблемы безопасности. В качестве примера рассмотрим последовательность проектирования ПАЗ оборудования перекачки диэтиленгликоля (ДЭГ) комплексной подготовки газа (УКПГ).



Рис. 5.3 Слои защиты технологического процесса НГО

Идентификация опасности. Анализ опасности. В соответствии с рекомендациями ГОСТ Р 51901.11-2005 для анализа причин возникновения аварийных ситуаций при работе оборудования перекачки диэтиленгликоля построим «дерево» событий (отказов). Структура «дерева» событий включает одно головное событие (аварию, инцидент), которое соединяется с набором соответствующих нижестоящих событий (ошибок, отказов, неблагоприятных внешних воздействий), образующих причинные цепи (сценарии аварий). Для связи между событиями в узлах «деревьев» используются знаки «И» и «ИЛИ». Логический знак «И» означает, что вышестоящее событие возникает при одновременном наступлении нижестоящих событий. Знак «ИЛИ» означает, что вышестоящее событие может произойти вследствие возникновения одного из нижестоящих событий.

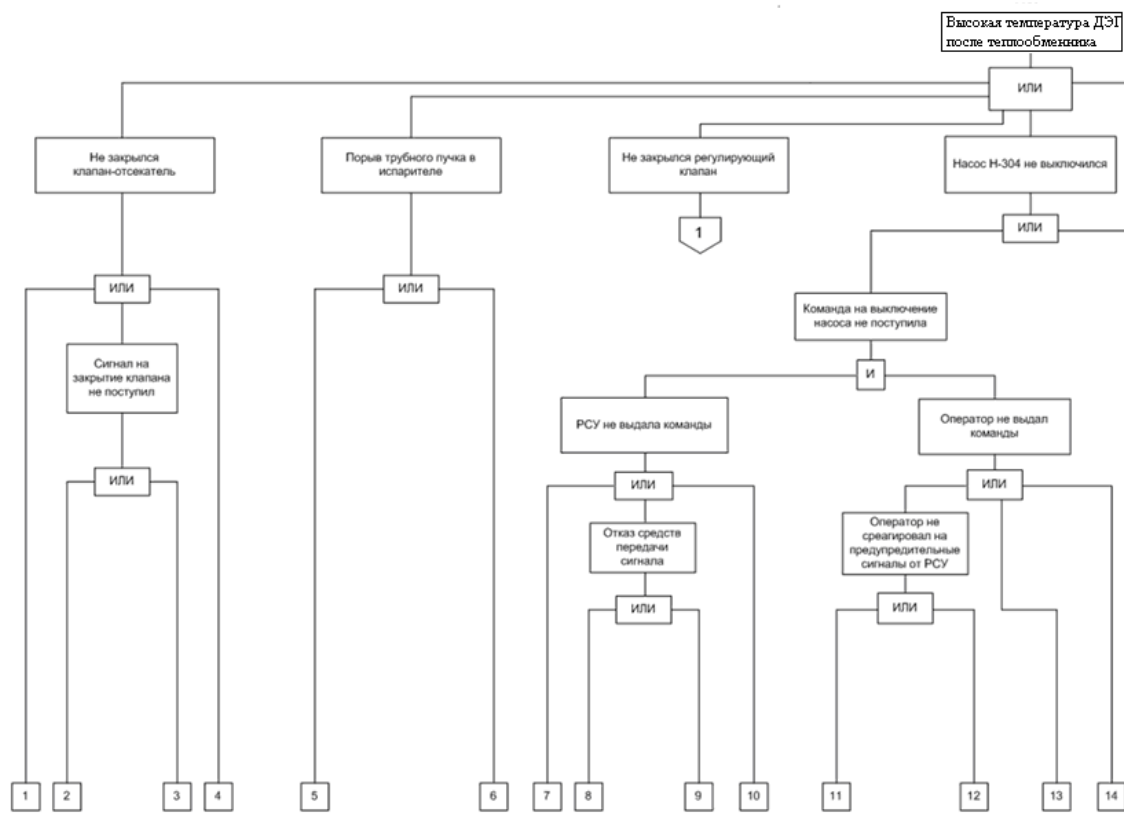


Рис.5.4. Дерево» событий

Построенная диаграмма на рис. 5.4 указывает на то, что основными источниками аварий (отказов) оборудования перекачки диэтиленгликоля УКПГ могут быть:

- ошибочные действия персонала при пуске и останове насоса теплообменника, несоблюдение очередности оперативных переключений технологических трубопроводов и запорной арматуры и др.;
- высокая температура диэтиленгликоля после теплообменника;
- отказ системы электрических блокировок (ESD), приборов контроля и сигнализации, систем управления, в частности, насоса теплообменника;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования и трубопроводов (образование свищей);
- применение запорной арматуры без необходимых прочностных характеристик (несоответствие P_y и D_y);
- гидравлический удар в трубопроводе ДЭГ;
- факторы внешнего воздействия (ураганы и удары молний и др.).

Все эти источники аварий наблюдаемы и могут быть предотвращены, если есть соответствующие средства мониторинга, побуждающие оператора к принятию по их устранению.

Выделим цепочки опасных событий, которые могут быть устранены с использованием программно-аппаратных средств (E/E/PE).

Сценарными событиями необходимости использования приборной ПАЗ являются события, приведенные в таблице 5.1.

Таблица 5.1

События техпроцесса

№ п/п	Событие или состояние техпроцесса
4	Оператор отреагировал на необходимость закрытия клапана
11	Оператор не заметил световой индикации на РСУ о высокой температуре ДЭГ
13	Оператор растерялся и нарушил последовательность включения резервного насоса
14	Оператор не смог включить резервный насос вовремя

По материалам анализа аварийной ситуации разрабатывается таблица 5.2 мероприятий противоаварийной защиты.

Таблица 5.2.

Пример оформления результата анализа аварийного состояния на Объекте

Уровень аварийной ситуации	Наименование аварийной ситуации	При каких условиях возможна аварийная ситуация	Возможное развитие аварийной ситуации, последствия	Реальное состояние системы (средств) противоаварийной защиты (ПАЗ) и локализации аварийных ситуаций	Мероприятия по дооснащению системы ПАЗ и средств для локализации аварийных ситуаций
1	2	3	4	5	6
А	Высокая температура ДЭГ после теплообменника.	Ошибки производственного персонала при выполнении технологического процесса	Розлив взрывопожароопасного вещества; взрыв; пожар; разрушение технологического оборудования; поражение производственного персонала	Отсутствуют средства ПАЗ (SIS). Имеет место ручное управление технологическим оборудованием (насосом) при возникновении аварийного режима. В частности, нет автоматического переключения насосов теплообменника е (SIF)	Оснастить технологическую схему средствами контроля и аварийной защиты от перегрева теплообменника

Пусть в результате анализа рисков аварий на этой установке выделено конкретное аварийное событие – «Разлив ДЭГ, возникновение облака паров при подаче диэтиленгликоля (ДЭГ) в технологическую емкость». Это событие может быть вызвано ошибками оператора, неисправностью теплообменника или АСУ ТП.

Оценим в соответствии с диаграммой рис.5.1 уровень требований к системе аварийной безопасности в метрике уровня рисков аварийного события «Неисправность теплообменника диэтиленгликоля».

Определение необходимого уровня безопасности процесса. Заданный уровень безопасности процесса специфичен для каждого конкретного процесса, предприятия или отрасли. Пусть типизация уровня безопасности для такого процесса установлена нормативными документами предприятия. Пусть нормативными документами установлено то, что средняя частота аварийного события на УКПГ не должна превышать 10^{-4} в год. Это объясняется ожидаемыми последствиями выброса природного газа для людей и окружающей среды. Будем считать, что нештатное отключение процесса ведет к нежелательной ситуации, хотя бы потому что (процесс) производство должно быть остановлено и запущено вновь. Запуск и нештатная остановка технологических процессов считаются двумя самыми опасными режимами работы данного производства и должны быть ограничены до абсолютного минимума.

Задавшись примерным ситуационным планом этого аварийного события, можно установить следующие атрибуты риска разлива диэтиленгликоля:

- травматизм соответствует – C_B ;
- продолжительность нахождения в опасной зоне – F_B ;
- предотвращение опасности – P_B ;
- вероятность нежелательного события - W_2 .

Воспользовавшись диаграммой риска (рис.5.1), в соответствии с этими атрибутами риска, его уровень соответствует – 2.

Оценка возможности снижения риска с помощью технологических слоев защиты. Анализ возможности применения технологических ограждений, равно как и других средств пассивной защиты показывает, что заданный уровень безопасности не достигается, в случае возникновения рассматриваемого события. Эти средства лишь ограничивают развитие опасности. Слой защиты, связанный с обязательностью выполнения правил технической эксплуатации, не обеспечивает технологическую безопасность при изменении внутренних свойств технологических объектов УКПГ, в частности, оборудования охлаждения ДЭГ. Поэтому для снижения риска такой опасности следует использовать спе-

циальный приборный контур защиты, в частности, по высокой температуре ДЭГ после теплообменника.

Определение потребного уровня безопасности приборного контура защиты с использованием метрик SIL и STL.

Проектируемая система безопасности может отказать одним из двух способов.

Во-первых, она может вызвать или инициировать *ложный, немотивированный останов* и остановить УКПГ, в то время как фактически ничего опасного не произошло.

Например, если выходные цепи контура защиты будут спроектированы таким образом, что в нормальных рабочих условиях реле выключения насоса перекачки ДЭГ будет находиться под напряжением с замкнутым контактом промежуточного реле ПЛК. Следовательно, в случае отказа системы электропитания шкафа управления УКПГ напряжение с реле снимется и насос остановится, что вызовет остановку УКПГ. Некоторые специалисты называют подобную ситуацию "*безопасным*" отказом системы защиты УКПГ.

Во-вторых, система защиты может отказать прямо противоположным способом, то есть *НЕ выполнить функцию защиты*, в то время как это действительно требуется со стороны процесса развития аварийной ситуации.

Примером подобной ситуации являются промежуточное реле с залипшими контактами, которые не могут разомкнуться для правильного срабатывания блокировки. Подобные отказы называют *опасными отказами*

Уровень SIL, обеспечивающий снижение опасных отказов, можно определить путем согласованной с заказчиком степени снижения риска аварийности УКПГ при внедрении ПАЗ. Пусть в результате сравнении рассчитанного риска с допустимым установлено требование о снижении риска, связанного с неисправностью теплообменника, до уровня 1. Для этого следует использовать контур аварийной защиты SIF с допустимым уровнем SIL не меньшим 2.

Метрика допустимого уровня опасности ложных отключений STL приборной системы защиты может быть определена потерями активов или финансовым ущербом производства из-за внутреннего сбоя функции безопасности, вызванной ложным срабатыванием ПАЗ.

Уровень STL устанавливает задаваемую заказчиком вероятность безопасных (ложных) отказов (PFS) системы аварийной защиты УКПГ (табл.5.3). Значение PFS определяется внутренними сбоями системы безопасности, которые запускают ПАЗ УКПГ. В приведенной ниже таблице показано среднее значение PFS_{avg} , соответствующее номиниро-

ванному уровню безопасных отказов *STL* и степень снижения потерь из-за ложных отказов Spurious Trip Diminution (*STD*) для каждого уровня *STL*.

Таблица 5.3

Вариант STL-уровней

<i>STL level</i>	<i>PFSavg</i>	<i>STD</i>
X	$\geq 10^{-(X+1)}$ to $< 10^{-X}$	10^X
...
5	$\geq 10^{-6}$ to $< 10^{-5}$	100000
4	$\geq 10^{-5}$ to $< 10^{-4}$	10000
3	$\geq 10^{-4}$ to $< 10^{-3}$	1000
2	$\geq 10^{-3}$ to $< 10^{-2}$	100
1	$\geq 10^{-2}$ to $< 10^{-1}$	10

Чем больше финансовый ущерб, к которому может привести ложное отключение, тем выше необходим уровень *STL*. Каждая компания сама решает для себя, какой уровень финансовых потерь из-за необоснованных (ложных) остановок производства она может или готова взять на себя. Это на самом деле зависит от многих различных факторов, таких как финансовое положение компании, страховой полис, стоимость процесса остановки и запуска, и так далее. Все эти факторы являются уникальными для каждой компании. В таблице 5.4 приведен пример того, как компания может калибровать свои уровни потерь из-за ложных запусков ПАЗ.

Таблица 5.4

Функции потерь

<i>STL</i>	Значения
6	Финансовые потери ложной защиты 10M and 20M EUR
5	Финансовые потери ложной защиты 10M and 20M EUR
4	Финансовые потери ложной защиты 5M and 10M EUR
3	Финансовые потери ложной защиты 1M and 5M EUR
2	Финансовые потери ложной защиты 500k and 1M EUR
1	Финансовые потери ложной защиты 100k and 500k EUR
None	Финансовые потери ложной защиты 0 and 100k EUR

Значение *STL* для ложных остановок оборудования перекачки диэтиленгликоля определим исходя из финансовых потерь в размере 1M EUR (1 миллион евро) в пересчете на период годовой эксплуатации УКИГ.

Это соответствует уровню *STL3*. При реализации ПАЗ с таким уровнем безопасности от ложных отказов интенсивность безопасных отказов ПАЗ будет снижаться в 1000 раз.

Выбор компонентов SIS. Рассмотрим выбор компонентов приборной функции безопасности *SIF*, связанной с контролем температуры теплообменника УКПГ.

Пусть проектный контур защиты от превышения температуры ДЭГ (*SIF*) реализуется в виде архитектуры *1oo1* и включает в себя 5 элементов: измерительное устройство, логическое устройство (контроллер), источник питания, исполнительный механизм (контактор) и барьер искробезопасности (рис.5.5). Они образуют приборный контур защиты для выполнения функции обеспечения безопасности работы УКПГ при аварийном изменении температуры установки подачи ДЭГ. Надежность этого контура зависит от каждого из включенных в него компонентов.

Для оценки рисков такого проектного решения проведены дополнительные расчеты безопасности контуров защиты.

В качестве исходных данных в таблице 5.5 использованы интенсивность безопасных отказов, интенсивность опасных детектируемых отказов, интенсивность опасных недетектируемых отказов соответственно λ_s , λ_{dd} , λ_{du} , которые можно найти в руководствах по безопасности, предоставляемые производителями конкретных КИПиА.

Системы, связанные с обеспечением безопасности, можно подразделить на две категории: работающие в режиме низкой частоты запросов на блокировку опасной ситуации и в режиме высокой частоты запросов. ГОСТ 61508 количественно определяет эту классификацию, устанавливая, что частота запросов на работу системы обеспечения безопасности не превышает одного раза в год в режиме низкой частоты запросов (категория А) более одного раза в год в режиме высокой частоты запросов (категория В).

Примем для расчетов низкую интенсивность запросов технологическим процессом на аварийное отключение контура защиты ДЭГ. Другими словами, пусть практика эксплуатации УКПГ указывает на то, что срабатывание аварийной защиты ДЭГ происходит редко.

Исходные и расчетные данные сведем в таблицу 5.5.

Таблица 5.5

Расчетные данные

Элементы <i>SIF</i>	MTBF (лет)	λ /год	λ_s /год	λ_{dd} /год	λ_{du} /год	PFD_{avg} $1oo1 =$ $\lambda_{du}/2$	$RRF =$ $1/PFD_{avg}$	Допустимый SIL
Датчик Тх	102	0,00980	0,00800	0,0010	0,00080	0,000400	2500	SIL 3
Барьер ИБ	314	0,00318	0,00159	0,0014	0,00019	0,000095	10526	SIL 3

ПЛК	685	0,00146	0,00135	0,0001	0,00001	0,000005	200000	
Контактор	12	0,08333	0,04150	0,0200	0,02183	0,010915	92	SIL 1
Источник питания	167	0,00600	0,00530	0,0000	0,00070	0,000350	2857	SIL 3
Общая (SIF)	10	0,10377	0,05774	0,0225	0,02353	0,011765	85	SIL 1

Определение соответствие величины $PFD_{avg_{1001}}$ выбранного проектного варианта SIF требованиям безопасности, установленным компанией. При расчете используются следующие допущения. Пусть для каждого компонента SIF эффективность периодических тестов по выявлению опасных отказов равна 100%. Это позволяет использовать простую формулу для расчета средней вероятности отказа выполнения требуемой функции безопасности. Для компонентов с архитектурой 1001 формула расчета PFD_{avg} имеет вид:

$$PFD_{avg}(TI) = \lambda_{dd} \times MTTR + \lambda_{du} \times TI / 2,$$

где

$MTTR$ - время восстановления в часах (обычно его принимают равным 8 часам или 0,0009 года);

TI - интервал времени между функциональными проверочными тестами (обычно полгода, год (8760 час), два года).

Поскольку слагаемое $(\lambda_{dd} \times 8)$ существенно меньше $(\lambda_{du} \times 4380)$, то формулу можно упростить:

$$PFD_{avg}(TI) = \lambda_{du} \times TI / 2 = \lambda_{du} \times 8760 / 2.$$

Для расчета фактора риска выражение RRF воспользуемся:

$$RRF = \frac{\text{Частота_инцидентов_без_принятия_мер_защиты}}{\text{Допустимая_частота_инцидентов}} = \frac{1}{PFD_{avg}}.$$

Сопоставим значения SIL (табл.5.6) по опасным отказам PFD_{avg} и RRF отдельных элементов SIF с табличными (табл.5.5).

Таблица 5.6

Интегрированные уровни безопасности

SIL Интегральный уровень без- опасности	PFD_{avg} Средняя веро- ятность отка- за на запрос (низкая ин- тенсивность запросов)	$(1-PFD_{avg})$ Готовность безопасности	RRF Фактор снижения риска	PFD_{avg} Средняя веро- ятность отка- за на запрос (высокая ин- тенсивность запросов)
SIL4	$\geq 10^{-5}$ и 10^{-4}	От 99,99 до 99,999%	От 100000 до 10000	$\geq 10^{-9}$ и $< 10^{-8}$
SIL3	$\geq 10^{-4}$ и 10^{-3}	От 99,9 до 99,99%	От 10000 до 1000	$\geq 10^{-8}$ и $< 10^{-7}$
SIL2	$\geq 10^{-3}$ и 10^{-2}	От 99 до	От 1000 до	$\geq 10^{-7}$ и $< 10^{-6}$

		99,9%	100	
SIL1	$\geq 10^{-2}$ и 10^{-1}	От 90 до 99%	От 100 до 10	$\geq 10^{-6}$ и $< 10^{-5}$

Паспортные данные датчика T_x указывают на то, что уровень его безопасности соответствует *SIL3*, так как расчетная средняя вероятность отказа при выполнении заданной функции безопасности $PFD_{avg1001}$ оказалась равной 0,0004 отказов/год. Аналогично источник питания тоже соответствует *SIL3*. Барьер и ПЛК соответствуют *SIL 3*. Однако контактор насоса (автоматный включатель/выключатель насоса) с $PFD_{avg}=0,010915$ соответствует только *SIL1*. Это недостаточно для обеспечения приборной безопасности, соответствующей *SIL2*.

При пересчете на годовой интервал технического обслуживания рассчитываемого контура защиты величина вероятности опасного отказа PFD_{avg} будет равной 0,011765, а *RRF* – 85.

Это значит, что интегрированный уровень безопасности контура защиты соответствует *SIL1*.

Так как класс требований к системе аварийной безопасности, установленный заказчиком (допустимый уровень безопасности) для технологических объектов УКПГ, должен соответствовать *SIL2*, то делаем заключение, что контур аварийной защиты не может обеспечить требуемый уровень безопасности.

Поэтому необходимо либо использовать другой контактор с меньшей вероятностью отказа при выполнении заданной функции безопасности, либо осуществлять его резервирование, либо уменьшить период его техобслуживания *TI*.

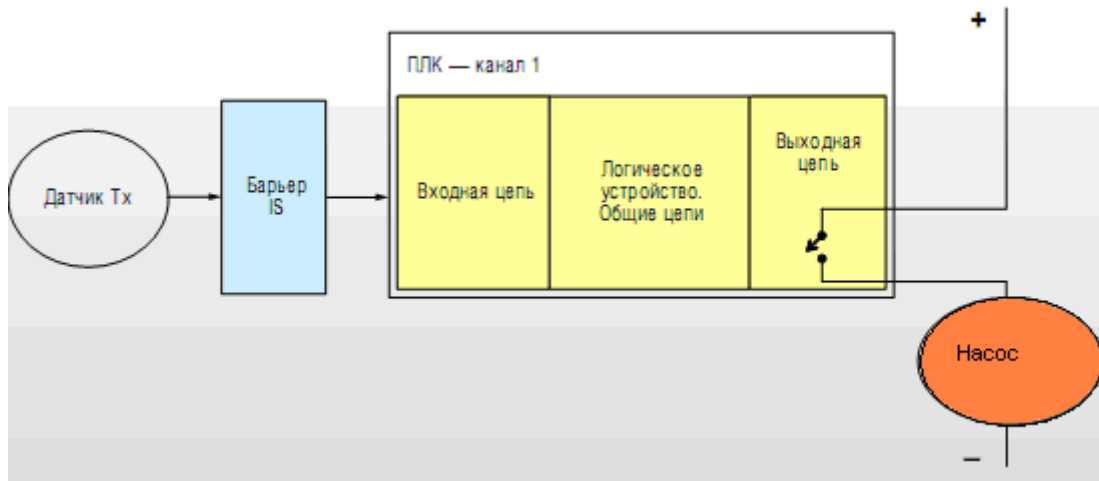


Рис. 5.5. Структура аварийной защиты 1001 для канала контроля состояния теплообменника ДЭГ

Определение соответствия $PFD_{avg1001}$ контура защиты установленному значению *SIL* с учетом технического обслуживания ПАЗ. Если

тесты не выявляют, по крайней мере, 99 % λ_{du} (это, тем более, справедливо из-за того, что эффективность проверочных тестов никогда не может достигать 100%), то формула расчета PFD_{avg} в зависимости от периода технического обслуживания ПАЗ для 1001-архитектуры компоненты ПАЗ принимает следующий вид:

$$PFD_{avg}(TI) = E_t \times \lambda_{du} \times \frac{TI}{2} + (1 - E_t) \times \lambda_{du} \times \frac{SL}{2},$$

где:

E_t – эффективность проверочного теста (0-100 %);

а SL – может быть:

- 1) Время между двумя проверочными тестами.
- 2) Время между двумя заменами компонента.
- 3) Срок службы компонента (если не производятся проверочные тесты или его замены).

Примем вероятность выявления и устранения опасных отказов контактора в течение года эксплуатации 90 % с заменой его через 2 года эксплуатации (заменой всего контура защиты), тогда

$$PFD_{avg_{1001}} = 0,9 \times 0,02183 \times 0,5 + (1 - 0,9) \times 0,02183 \times 1 = 0,0107 + 0,002183 = 0,013.$$

Из этого расчета $PFD_{avg_{1001}}$ следует, что в результате технического обслуживания, хотя и с высокой эффективностью проверочного теста, но не 100% гарантией выявления и устранения опасных отказов средняя вероятность отказа контактора на запрос выполнения требуемой функции безопасности увеличивается незначительно (всего на 30 %).



Рис. 5.6. Структурная схема технического обслуживания архитектуры 1001

Если интервал тестирования контактора установить ежеквартальный, то в этом случае вероятность его опасного отказа $PFD_{avg_{1001}}$ может быть снижена до 0,0043 и он будет соответствовать приемлемой величине уровня безопасности – SIL2.

Для расчета вероятности опасного отказа $PFD_{avg_{1001}}$ при регулярном тестировании воспользуемся схемами расчета, приведенными на рис. 5.6 и 5.7.

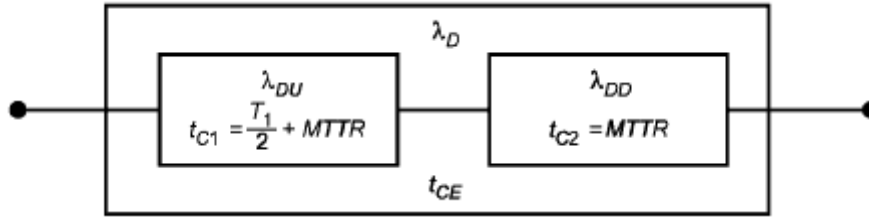


Рис. 5.7. Схема расчета надежности архитектуры 1oo1

На рисунке 5.7 показано, что канал с регулярной диагностикой его состояния можно рассматривать состоящим из двух компонентов потока отказов, одного с интенсивностью опасных отказов λ_{du} , обусловленной необнаруженными отказами, а другого с интенсивностью опасных отказов λ_{dd} , обусловленной обнаруженными отказами.

Эквивалентное среднее время простоя канала 1oo1 t_{CE} можно рассчитать, суммируя с учетом эффективности тестирования времена простоя для двух компонентов, t_{C1} и t_{C2} :

$$t_{CE} = \frac{\lambda_{du}}{\lambda_d} \left[\frac{T_1}{2} + MTTR \right] + \left(\frac{\lambda_{dd}}{\lambda_d} \times MTTR \right) \text{ (час)} = 0,25 \text{ года,}$$

где

$$\lambda_d = \lambda_{du} + \lambda_{dd} = 0,046 \text{ (отк/год)}.$$

Тогда средняя вероятность отказа выполнения функции безопасности схемы 1oo1 PFD_{avg} :

$$PFD_{avg} = 1 - e^{-\lambda_d t_{CE}} = \lambda_d \times t_{CE},$$

$$PFD_{avg} = 0,046 \times 0,25 = 0,011.$$

Определение показателей ПАЗ, связанных с ее ложным отказом ($PFS_{avg_{1oo1}}$).

Probability to Fail Safe (PFS) – это вероятность безопасных отказов ПАЗ, которые могут привести к остановке технологического процесса. Значение $PFS_{avg_{1oo1}}$ определяется внутренними сбоями системы безопасности, которые запускают ПАЗ процесса.

Пусть в компании соответствие PFS уровням безопасности ложных отказов STL определено так, как показано в таблице 5.3.

Пусть при годовой интенсивности остановок производства λ_s (см. табл. 5.5), связанной с ложными отказами ПАЗ, и в случае выполнения процедуры короткого рестарта время восстановления, вызванного ложной остановкой, $SD = 8 \text{ час}$ или $0,0009 \text{ года}$. Тогда средняя вероятность процедуры восстановления в течение 4 час. с последующим рестартом определяется как:

$$PFS_{avg_{1oo1}} = \lambda_{sd} \times SD + \lambda_{su} \times SD = 0,05774 \times 0,0009 = 0,57 \cdot 10^{-4}.$$

Эта величина согласно табл. 5.3 соответствует уровню *STL4*, а это означает, что благодаря использованию приборной ПАЗ, финансовые потери из-за одной ложной остановки могут быть уменьшены более чем в 10000 раз и это соответствует приемлемому для предприятия уровню экономических потерь.

Теперь произведем учет реальностей технического обслуживания ПАЗ₁₀₀₁. В соответствии с техническими регламентами опасного производства ежеквартальное техническое обслуживание ПАЗ в случае использования архитектуры *1001* будет требовать ежеквартальную остановку УКПГ. Такая частая остановка, естественно, будет негативно отражаться на экономических показателях производства.

Определение показателей безопасности ПАЗ₁₀₀₂

Для улучшения показателей безопасности ПАЗ₁₀₀₁ логично воспользоваться резервированием каналов защиты путем реализации ПАЗ₁₀₀₂. Тогда при обслуживании одного из каналов ПАЗ₁₀₀₂ другой будет продолжать обеспечивать защиту.

Интенсивность опасного отказа для такой схемной реализации ПАЗ будет:

$$\lambda_{\text{sys}} = \lambda^2_D T_1 = 0.0021 \text{ отк/год.}$$

Вероятность опасного отказа будет равна

$$PFS_{\text{avg}} = \frac{(\lambda_{du})^2 \times T_1^2}{3} = 0,000176.$$

Поэтому в случае выбора архитектуры ПАЗ *1002* межтестовый период может быть увеличен и при техническом обслуживании ПАЗ УКПГ можно не останавливать, так как аварийная защита во время тестирования одного из каналов защиты будет поддерживаться. Пусть для сертифицированной ПАЗ техническим регламентом сертифицирующей компании ограничивается время нахождения ПАЗ с *1002*-резервированием в деградированном состоянии, т.е. время деградации ПАЗ в конфигурации *1001* должно не превышать 4 час.

Определение среднего времени восстановления ПАЗ₁₀₀₂ в результате технического обслуживания. Стандарт ГОСТ Р МЭК 61508-6 требует чтобы в результате тестовых проверок контур SIS (канал ПАЗ) должен восстанавливаться до исходного состояния в течение установленного регламентом времени и тесты должны выявлять все опасные недектируемые отказы. Эти условия довольно жесткие и практически невыполнимые. Поэтому воспользуемся принципом ALARP.

Принцип ALARP «as low as reasonably practicable» устанавливает более слабое требование – чтобы отказы после тестирования уменьша-

лись настолько (или до столь низкого уровня), насколько это практически осуществимо.



Рис. 5.8. Структурная схема технического обслуживания архитектуры 1002

Эквивалентное среднее время простоя резервированной системы t_{GE} можно рассчитать:

$$t_{GE} = \frac{\lambda_{du}}{\lambda_d} \left[\frac{T_1}{3} + MTTR \right] + \left(\frac{\lambda_{dd}}{\lambda_d} \times MTTR \right) \text{ (час)},$$

где

$MTTR$ (Mean Time To Repair), среднее время восстановления системы (примем его равным 8 часам или 0,0009 года). $\lambda_d = 0,046$ отк/год. Тогда эквивалентное время простоя при годовом техническом обслуживании будет равным:

$$t_{GE} = 0,02353/0,046 (0,33+0,0009) + (0,0225/0,046)0,0009=0,166 \text{ года.}$$

Такое время простоя является критичным и связано это с тем, что не учитывается эффективность проверочного теста и λ_{du} соизмеримо с λ_d (обычно оно отличается на несколько порядков и в этом случае первое слагаемое становится даже меньше второго).

Определение влияния зависимых отказов на $PFD_{avg1002}$ ПАЗ.

Резервированная система существенно более надежна по сравнению с нерезервированной при условии, что её каналы отказывают независимо друг от друга. Однако, если у резервированных элементов могут произойти зависимые отказы, например, из-за общего производственного дефекта ПАЗ, ошибки в конструкции, несовершенства эксплуатационной процедуры, то это приводит к существенному снижению надежности такой системы.

Согласно общепринятому в мире определению, отказы по общей причине, которые в отечественной нормативной документации именуется отказами общего вида (ООВ) – это зависимые отказы группы из нескольких компонентов ПАЗ, происходящие одновременно или в течение короткого промежутка времени (т.е. почти одновременно), вслед-

ствии действия одной общей причины. Наличие ООВ существенно снижает возможность повышения надежности системы за счет резервирования. Поэтому при расчете PFD_{avg} следует учитывать коэффициент влияния необнаруживаемых отказов, называемого бета-фактором (β), который учитывает общую причину возникновения отказа каналов ПАЗ (dangerous undetected commoncause failure).

В случае редкого включения ПАЗ (низком уровне требований по исполнению функции безопасности) для схемы *1oo2* расчетными являются следующее выражение средней вероятности отказа в выполнении заданной функции безопасности для всей системы:

$$PFD_{avg} = \left[((1-\beta) \times \lambda_{du})^2 \times \frac{TI^2}{3} \right] + [(1-\beta) \times \lambda_{du} \times \lambda_{dd} \times MTTR \times TI] + [\beta \times \lambda_{du} \times \frac{TI}{2}] + [\lambda_F^D \times \frac{TI}{2}]$$

или в более простой записи:

$$PFD_{avg} = \left[(\lambda_{du})^2 \times \frac{TI^2}{3} \right] + [\lambda_{du} \times \lambda_{dd} \times MTTR \times TI] + [\beta \times \lambda_{du} \times \frac{TI}{2}] + [\lambda_F^D \times \frac{TI}{2}], \quad (5.1)$$

где

$MTTR$ – среднее время восстановления (год);

λ_{dd} – интенсивность опасных отказов (отк/год);

λ_F^D – интенсивность систематических опасных отказов (отк/год);

β – коэффициент влияния необнаруживаемых отказов (примем его равным 0,01).

Последнее слагаемое в уравнении 5.1 – это систематический отказ, который вводится в расчет только тогда, когда не были учтены систематические ошибки отдельных компонент ПАЗ, и заказчик (или регламенты компании) устанавливают требование включения систематического отказа в расчет общей величины всей системы защиты (кстати, именно такие отказы являются причиной зависимых отказов). Пусть для данного примера расчета ПАЗ систематический отказ согласно регламенту заказчика отсутствует.

Будем считать, что для однотипных элементов, состоящих из комплектов разных предприятий поставщиков, отказы могут быть обусловлены только общностью конструкции. Вследствие такого проектного решения практически невозможно мгновенное возникновение их одновременного отказа. Кроме того, явные отказы после обнаружения практически сразу восстанавливаются (расчетное среднее время восстановления элементов АСДУ составляет 8 ч). Поэтому отказы по общим причинам для элементов, состоящих из разных комплектов, следует рассматривать только по отношению к скрытым отказам. Значение параметра бета-фактора для них на порядок меньше, чем для групп, от-

носящихся к одному комплекту аппаратуры.

Пусть β_D – доля отказов, обнаруженных диагностическими тестами и имеющих общую причину возникновения равна 0,02. Тогда:

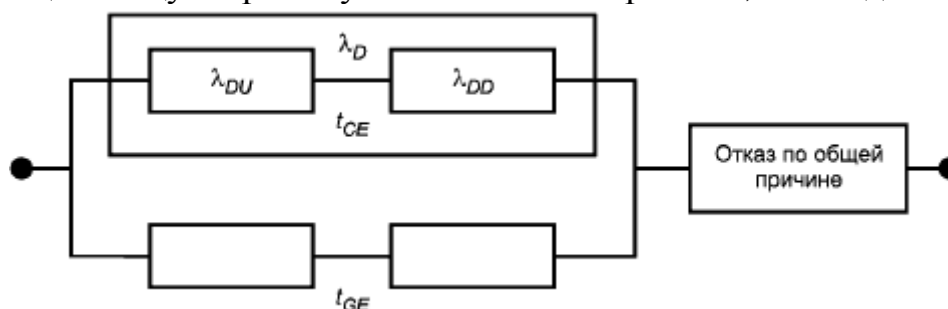


Рис. 5.9. Схема расчета надежности архитектуры 1oo2

$$PFD_G = 2[(1-\beta_D)\lambda_{dd} + (1-\beta)\lambda_{du}]^2 t_{CE} t_{GE} + \beta_D \lambda_{dd} MTTR + \beta \lambda_{du} \left(\frac{T_1}{2} + MTTR \right),$$

Здесь с учетом общих причин отказов выражение PFD_G проектируемой ПАЗ состоит из трёх слагаемых. Первое слагаемое с квадратной частью описывает простые отказы (normal cause failure). Второе и третье слагаемые определяют вероятность возникновения опасных отказов, имеющих общую причину возникновения, причём в системе могут происходить как опасные обнаруживаемые отказы с интенсивностью отказов λ_{dd} , так и опасные необнаруживаемые отказы с интенсивностью отказов λ_{du} .

Расчет дает следующую величину PFD_G :

$$PFD_G = 0,000275,$$

что соответствует уровню безопасности SIL3.

Одновременно вычислим интенсивность ложных отказов STR для контура защиты, выполненного в соответствии с требованиями архитектуры 1oo2. С учетом бета-фактора:

$$STR_{1oo2} = [2 \times (\lambda_s + \lambda_{dd})] + [\beta \times (\lambda_s + \lambda_{dd})] + \lambda^{SF},$$

$$STR_{1oo2} = 2 \times \lambda_s,$$

где

λ_s – интенсивность безопасных отказов;

λ^{SF} – интенсивность систематических безопасных отказов (отк/год).

Используя численные значения табл.5.5, получим интенсивность ложных отказов ПАЗ равную:

$$STR_{1oo2} = 0,16 \text{ отк/год.}$$

Таким образом, среднее время наработки до ложного откка

$$MTTF^{spurious} = \frac{1}{STR_{SIS}}$$

будет равным 6.25 года.

Результаты расчетного уточнения проекта ПАЗ₁₀₀₁ УКПГ можно представить в виде следующего заключения.

1. Идентифицированы опасности, связанные с конечной надежностью оборудования УКПГ (в рассмотренном примере акцент сделан на опасности неконтролируемой высокой температуры ДЭГ после теплообменника).
2. Оценены возможности многослойной защиты от аварийных опасностей УКПГ (выбран метод обеспечения безопасности УКПГ: приборная противоаварийная защита, ПАЗ).
3. Идентифицирован уровень риска опасности и определен интегрированный уровень безопасности контура приборной защиты от этой опасности (*SIL2*).
4. Идентифицирован уровень опасности ложных отключений *STL* (*STL3*) и его эквивалент финансовых потерь в течение года (*10 миллионов евро*).
5. Подтвержден приборный состав (КИПиА) контура аварийной защиты для исходной проектной архитектуры ПАЗ *1001*: датчик температуры, блок питания, модуль искробезопасности, логический компонент, контактор.
6. Рассчитана средняя вероятность опасного отказа ПАЗ этой конфигурации ПАЗ без учета технического обслуживания: средняя вероятность опасного отказа $PFD_{avg1001} = 0,011765$, фактор риска $RRF_{1001} = 85$, готовность безопасности от 90 до 99%. Ее расчетный интегрированный уровень безопасности оказался равным *SIL1*.
7. Рассчитана средняя вероятность опасного отказа ПАЗ₁₀₀₁ с учетом технического обслуживания в предположении эффективности теста 0,9 и периодом тестирования 1 год и сроком службы ПАЗ равным 2 года: $PFD_{avg1001} = 0,013$.
8. Оценено решение о ежеквартальном техническом обслуживании ПАЗ₁₀₀₁. В этом случае величина средней вероятности опасного отказа $PFD_{avg1001} = 0,0043$, что указывает на соответствии ПАЗ требованиям безопасности *SIL2*.
9. Рассчитано эквивалентное среднее время простоя такой схемы ПАЗ при времени восстановления 8 час. $t_{CE} = 0.25$ года и средняя вероятность отказа выполнения функции безопасности схемы *1001* $PFD_{avg} = 0.011$.

10. Рассчитана средняя вероятность для одной процедуры восстановления и последующего рестарта, вызванная ложным отказом. Она равна $0,285 \cdot 10^{-4}$. Эта величина указывает на высокую эффективность ПАЗ по отношению к ложным остановкам (*финансовые потери, благодаря ПАЗ, уменьшаются более чем в 10000 раз*).
11. Установлено, что ежеквартальная остановка и простой ПАЗ УКПГ для проведения технического обслуживания ведет к *значительным финансовым потерям из-за необходимости останова УКПГ в целом*.
12. Для снижения этого эффекта осуществлен выбор архитектуры ПАЗ 1002 . Для этой архитектуры ПАЗ $PFS_{avg1002} = 0,000176$.
13. Аварийная защита (ПАЗ $_{1002}$) во время тестирования одного из каналов защиты поддерживает безопасность с вероятностью ее опасного отказа раной $PFD_G = 0,000275$.
14. Рассчитана интенсивность ложных отказов STR для контура защиты, выполненного в соответствии с требованиями архитектуры 1002 . $STR_{1002} = 0,16$ отк/год, среднее время наработки до ложного отказа $MTTF^{spurious} =$ равно 6.25 года.
15. Доработанное проектное решение контура аварийной защиты по высокой температуре ДЭГ (ПАЗ $_{1002}$) обеспечивает ее готовность по обеспечению безопасности в пределах от 99% до 99,9% с фактором снижения риска большим 100.

Пример проектирования ESD - функциональной схемы автоматизации ПАЗ нефтяного насоса, перекачивающего жидкости (рис. 5.11).

Пусть насосный агрегат, включает:

- насос консольный типа НК (поз. N);
- температурный датчик подшипникового узла;
- испаритель (поз. Б1);
- технологическая емкость (поз. Б2).



Рис. 5.10. Блок ESD

Функциональная схема автоматизации для такого насосного агрегата [27] приведена на рис. 5.10. Пусть с использованием блока ESD-TMF (Элеси) (рис. 5.10) реализованы следующие функции ПАЗ по защите электрического двигателя насоса:

- полнофункциональная защита от перегрузок, перегрева, обрыва фаз, несимметрии токов и блокировки вала ротора;
- индикация состояния насоса – «авария», «открыто», «закрыто».

Блок ESD-TMF предназначен для управления и защиты асинхронных электродвигателей, в составе электроприводов прямого пуска, в том числе с высоким коэффициентом использования, посредством внешних магнитных пускателей. Он обеспечивает легкую и удобную интеграцию управляемого оборудования в АСУ ТП. Этот блок применяется в составе электропривода насосов, вентиляторов, компрессоров, прессов, дробилок, мельниц, конвейеров, грузоподъемного оборудования, станочных систем, центробежных машин и упаковочного оборудования.

Пусть при разработке функциональной схемы автоматизации в результате HAZOP-анализа было принято решение обеспечить уровень безопасности для клапана $SIL2$ и расчеты PFD показали, что для обеспечения такого уровня защиты необходимо резервирование каналов управления клапанами с использованием структуры $1oo2$. Функциональная схема автоматизации такого решения показана на (рис.5.6).

Интегрированная защита насосного агрегата (рис 5.11) с использованием блока ESD-TMF (Элеси) обеспечивает:

- Индикацию состояния насоса –«к пуску готов»; «насос работает», «насос остановлен» на экране диспетчера.
- Сигнализацию по уровню на экране диспетчера и щите управления насосным агрегатом.
- Снятие блокировок при возвращении параметров в установленные границы.
- Запись времени и даты срабатывания ПАЗ и возврата параметров в норму.

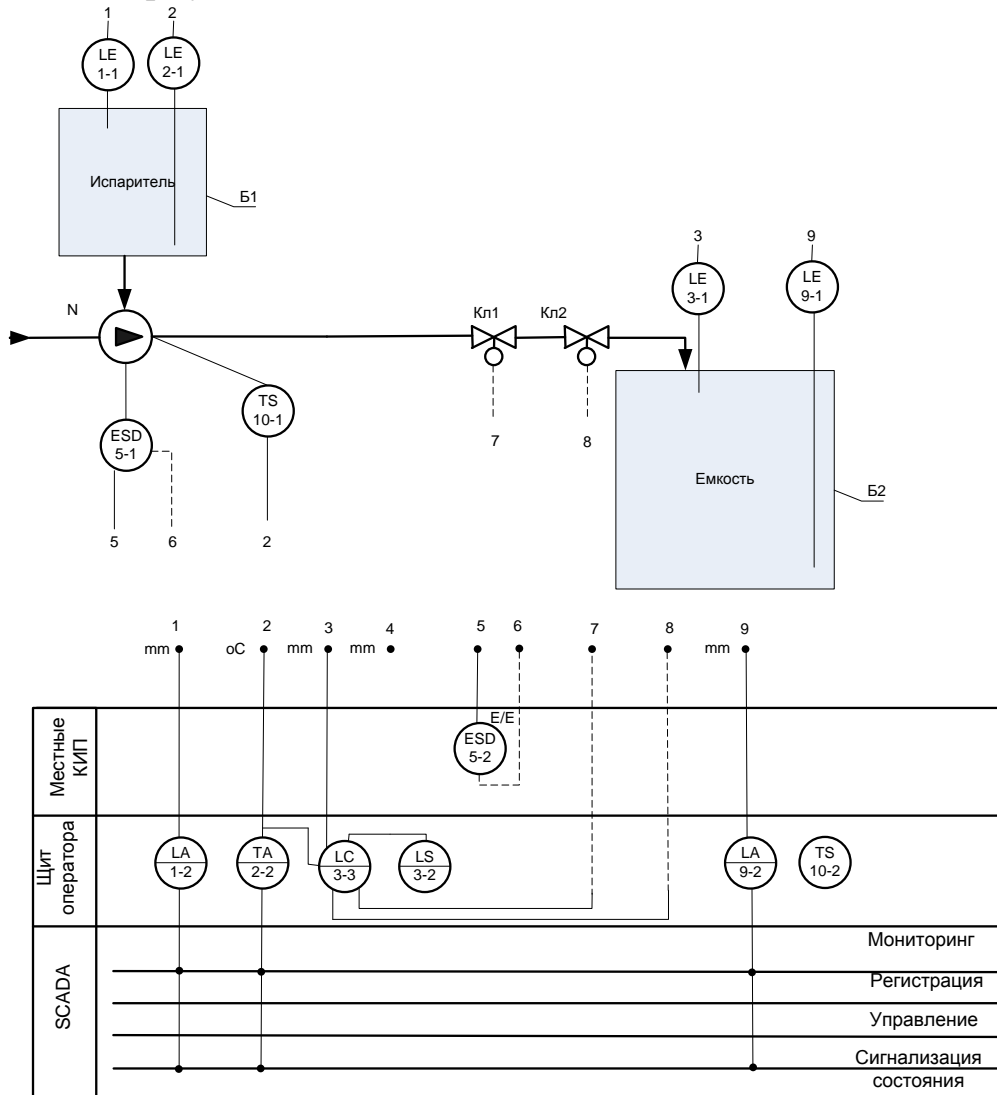


Рис. 5.11. Функциональная схема ПАЗ насосного агрегата

Контрольные вопросы

1. Каким образом многоуровневая система защиты решает задачи аварийной безопасности оборудования в НГО?

2. Каким образом определяется необходимый (требуемый) уровень безопасности объекта и технологического процесса в НГО?

3. Как осуществляется выбор и расчет безопасности компонентов приборного контура защиты (SIS)?

4. Каким образом рассчитываются средняя вероятность отказа на запрос (PFD_{avg}), средняя вероятность ложного отказа (PFS_{avg}) и среднее время восстановления $MTTF^{spurious}$ приборного контура защиты?

5. Каким образом зависимый отказ влияет на среднюю вероятность отказа на запрос (PFD_{avg})?

5.3 Проектные решения по разделу «Автоматизированная система пожарной сигнализации»

Автоматизированная система пожарной сигнализация (АСПС) – это комплекс технических средств, предназначенный для обнаружения признаков возгорания на объекте и подачи сигнала тревоги на пульт охраны, а также управление системами оповещения, автоматического тушения пожара и инженерными системами здания.

Например, охраняемыми объектами УПН являются:

1. Административно-бытовой корпус.
2. Складские помещения.
3. Насосная нефти и подтоварной воды резервуарного парка.
4. Насосная внутренней перекачки нефти.
5. Насосная магистрального газопровода.
6. Насосная реагентного хозяйства.
7. Насосная нефти в магистральный нефтепровод и насосная подтоварной воды на БКНС.
8. Насосная пожаротушения.
9. Водозабор.
10. Трансформаторная подстанция.
11. Полевое технологическое оборудование.

Требования к пожарной сигнализации устанавливаются в нормативной документации, насчитывающей более сотни наименований [12] часть из которых приведена ниже:

- Федеральный закон от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» № 384-ФЗ.
- Федеральный закон от 22.07.2008 года N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей».
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 2000г., 7-е издание.

- НПБ 88-2001 (с изм. 1 2002) «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования».
- НПБ 101-95 «Нормы проектирования объектов пожарной охраны».
- ВППБ 01-01-94 Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения
- ВППБ 01-04-98 «Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности».
- ПБ 09-540-03 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»
- ПБ 09-560-03 «Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов».
- ПБ 09-563-03 «ППБ эксплуатации магистральных трубопроводов. Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов».
- ППБО-119-81 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации газоперерабатывающих предприятий».
- НПБ 110-03 «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией».
- НПБ 104-03 «Об утверждении норм пожарной безопасности. Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях».
- НПБ 88-01 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования».
- НПБ 105-03 «Нормы пожарной безопасности "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности"».
- ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса».
- ГОСТ Р 12.3.047-98 "Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».
- ГОСТ Р 53325-2009 «Техника пожарная. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ПОЖАРНОЙ АВТОМАТИКИ. Общие технические требования. Методы испытаний».
- СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования».

- СП 6.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности».
- СТО Газпром 2-2.3-351-2009 «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО "Газпром».
- СТО Газпром 2-2.3-351-2009 «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО "Газпром"».
- РД 78.145-93 Пособие к РД 78.145-93 (взамен пособия к ВСН 25-09.68-85).
- «Системы пожаротушения. Приемка. Автоматические системы пожаротушения и пожарной сигнализации. Правила приемки и контроля. Методические рекомендации».
- Р 78.36.007-99 «Рекомендации. Выбор и применение средств охранно-пожарной сигнализации и средств технической укреплённости для оборудования объектов».
- РД 25.953-90 «Системы автоматические пожаротушения, пожарной, охранной и охранно-пожарной сигнализации. Обозначения условные графические элементов связи».
- РД 51-3-92 «Перечень зданий, помещений и сооружений объектов газовой промышленности, подлежащих оборудованию установками пожарной автоматики».
- РД 153-34.0-49.101-2003 «Инструкция по проектированию_противопожарной защиты энергетических предприятий».

Проектирование АСПС включает в себя предпроектное обследование согласно РД 78.36.005-2005 «Рекомендации о порядке обследования объектов, принимаемых под охрану».

В ходе расчётов пожарной опасности производится последовательная проверка на принадлежность объектов к определённой категории пожарной опасности – от высшей (А) к низшей (Д).

Для расчёта используются следующие данные: площадь помещения, высота (от пола до нижнего пояса ферм перекрытия), материал покрытия пола, наличие или отсутствие систем аварийной вентиляции, состав, количество и характер размещения пожарной нагрузки (взрывоопасность, легковоспламеняемость и горючесть веществ, которые имеются в помещении), описание технологического процесса; характеристика наружных установок, объектов транспортировки и подземного хранения помещения, характеристика веществ и материалов, обращающихся (находящихся) в наружной установке, характеристика технологического процесса и оборудования [11]. Эти данные могут

быть получены в ходе обследования помещений, наружных установок, либо могут быть подготовлены со стороны Заказчика. Сведения о категории зданий и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности влияют на принятие решений по автоматизации пожарной сигнализации и их можно получить, например, в справочных таблицах СТО Газпром 2-2.3-351-2009.

В соответствии с нормативным документе «Приказ МЧС России от 30 июня 2009 года №382» об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска в зданиях, сооружениях и строениях различных классов функциональной пожарной опасности» приводится концепция расчета критериев взрывопожарной опасности, расчета интенсивности теплового излучения и оценки рисков в зданиях на технологических площадках НГО можно использовать расчет рисков по ГОСТ Р 51901.11-2005 «Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности. Прикладное руководство».

Автоматизация проектирования АСПС может осуществляться с использованием САПР FireGuard 2 Professional — программы для определения категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности и классификации пожароопасных и взрывоопасных зон по ПУЭ и ФЗ №123. Используя справочную базу материалов и добавляя в случае необходимости собственные материалы, программа позволяет моделировать расчетный вариант аварии на объекте, производить расчеты избыточного давления для горючих газов, паров легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Демоверсию можно скачать по <http://www.fireguard.su>.

Для возникновения и протекания процесса горения (взрыва) необходимы три условия: *наличие горючего вещества, которое может быть в твердом, жидком и газообразном состоянии, наличие окислителя и наличие источника воспламенения.*

В условиях эксплуатации объектов магистральных нефте- и газопроводов исключительное значение имеет соединение горючих веществ с кислородом воздуха.

Источником воспламенения могут служить открытый огонь, искра (электрическая, механическая или электростатическая) и высокая температура (от трения, от сжатия или от нагретой поверхности).

Если хотя бы одно из условий исключить, то воспламенения (взрыва) происходить не будет. Горючие газы и пары легковоспламеняющейся жидкости способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывчатые смеси.

Обычно АСПС состоит из приемно-контрольного прибора (ПКП), соединенного шлейфами с пожарными извещателями, пожарными дат-

чиками различного типа (ПИ), установленными по охраняемому объекту, и оповещателями [12].

ПКП осуществляет контроль сопротивления шлейфов и при его значительном изменении выдает сигнал тревоги. Как правило, пожарные извещатели (ПИ) объединены в группы (шлейфы) согласно плану защищаемых помещений. Для электропитания пожарной сигнализации используется резервированный источник питания, обычно встроенный в ПКП.

Выделяют следующие три класса АСПС:

- традиционная пороговая неадресная сигнализация – дешевый класс АСПС;
- адресная пороговая – средний класс АСПС;
- адресно-аналоговая – наиболее эффективная и надежная АСПС.

В первом классе АСПС пожарные извещатели включаются в общий шлейф охранно-пожарной сигнализации, в котором в случае срабатывания одного из приборов охранно-пожарной сигнализации формируется обобщенный сигнал тревоги (номер датчика на станции (ПКП) не указывается, инициируется только номер шлейфа). Применение неадресных систем целесообразно для небольших объектов (не более 30-40 помещений).

В этом классе АСПС каждый пожарный извещатель (датчик) имеет прошитый на заводе-изготовителе порог срабатывания. Например, тепловой извещатель такой системы пожарной сигнализации сам примет решение о пожаре и сработает только при достижении определённой температуры, подав при этом сигнал. Место возгорания можно установить только с точностью до шлейфа, так как подобные системы представляют собой радиальную топологию построения шлейфов сигнализации, когда от контрольной панели в разные стороны идут кабели пожарных шлейфов – лучи. В каждый такой луч обычно включают порядка 20-30 датчиков, и при срабатывании одного из них контрольная панель отображает только номер шлейфа (луча) в котором сработал пожарный извещатель. То есть в случае поступления тревожного сообщения необходимо осмотреть все помещения, через который тянется шлейф.

Преимущество этого класса АСПС – невысокая цена оборудования.

Недостатки:

- невозможно проверить правильность прихода тревожного сигнала без сброса питания со шлейфа сигнализации;
- отсутствие контроля работоспособности извещателей (система сообщает только о неисправности шлейфа);

- ограничение на площадь и количество защищаемых помещений;
- высокий уровень ложных тревог;
- большая зависимость от человеческого фактора (насколько оперативно будут проверены помещения, через которые пролегал шлейф, пославший сигнал тревоги) – позднее обнаружение пожара;
- дорогостоящий монтаж и техническое обслуживание, неэкономный расход монтажных материалов;
- при большом количестве шлейфов сигнализации на объекте невозможно контролировать систему сигнализации с одного прибора ПКП.

Во втором классе АСПС анализ состояния окружающей среды и формирование сигнала также производится самим датчиком, но в шлейфе сигнализации реализуется протокол обмена, позволяющий определить, какой именно ПИ сработал, что предоставляет более точную информацию о зоне пожара.

В адресно-аналоговых системах используется центр сбора телеметрической информации, поступающей от извещателей. В такой системе применяются «интеллектуальные» извещатели охранно-пожарной сигнализации, в которых текущие значения контролируемого параметра вместе с адресом передаются прибором по шлейфу охранно-пожарной сигнализации. Так, с использованием теплового датчика станция постоянно контролирует температуру воздуха в месте его установки, с использованием дымового ПИ - концентрацию дыма.

По характеру изменения параметров (показателей) пожара именно станция ПКП, а не извещатель, как в случае неадресных систем, формирует сигнал о пожаре. Такой способ мониторинга используется для надежного и раннего обнаружения тревожной ситуации, получения данных о необходимости технического обслуживания приборов вследствие загрязнения или других факторов. Кроме этого, адресно-аналоговые системы позволяют, не прерывая работу охранно-пожарной сигнализации, программно изменять фиксированный порог чувствительности извещателей при необходимости их подстройки к условиям эксплуатации на объекте.

Различают следующие три типа пожарных извещателей АСПС (рис. 5.12):

- 1) по дыму, срабатывающие по концентрации дыма (C_d);
- 2) по теплу, настраиваемые на пороговые значения температуры контролируемой среды (T_{HR});

3) по пламени, контролирующие потоки излучения пожара (Φ_n).

Принцип проектирования, монтажа и технического обслуживания пожарной сигнализации основан на требованиях соответствующих нормативных документов, отраслевых и ведомственных стандартов. Материалы и оборудование, применяемые для монтажа пожарной сигнализации должны быть сертифицированы (иметь пожарные сертификаты). Примерами сертифицированных АСПС являются: автоматизированные системы охранно-пожарной сигнализации: «Приток-А» (автоматическая система пожарной сигнализации и пожаротушения), «Спецэлектромеханика» (адресная аппаратура пожарной сигнализации FD типа), адресная пожарная сигнализация «Промышленные новации», адресная система пожарной сигнализации АСПС 91-12-1000 «Юнитроник» [20, 21].

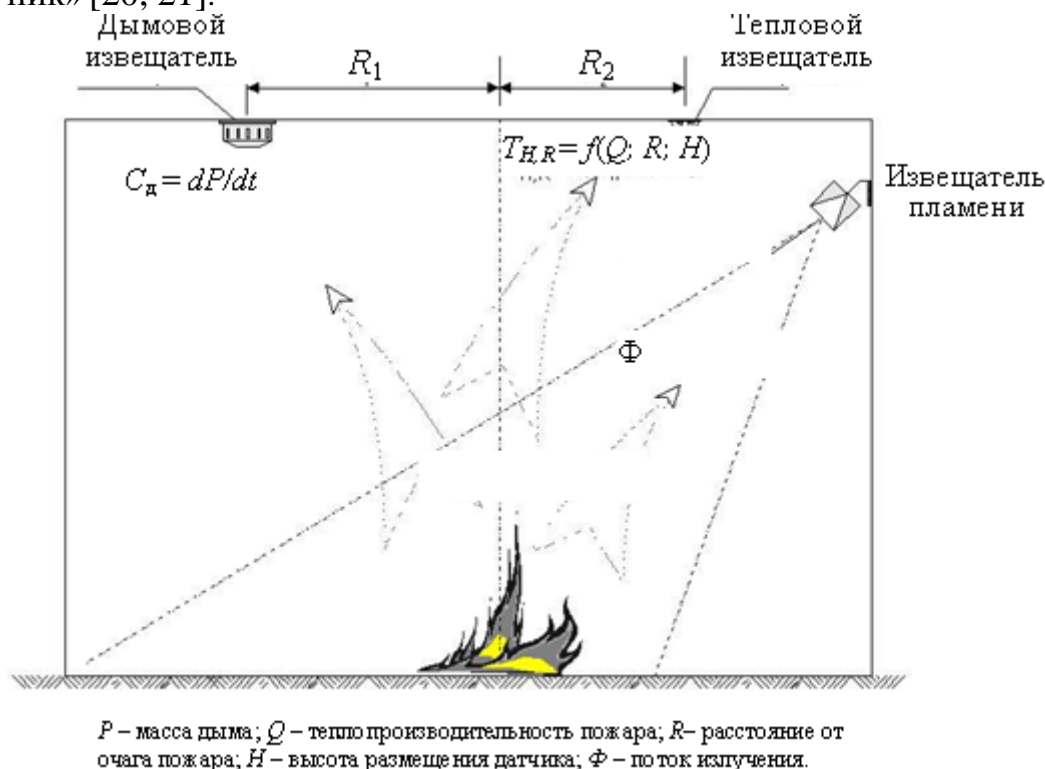


Рис.5.12. Информационные характеристики пожара

Основные этапы проектирования системы пожарной сигнализации:

- Оценка характеристик пожароопасности объекта.
- Оценка рисков пожарной опасности.
- Выбор норм и правил для проектирования системы.
- Принятие решения о соответствующей категории защиты и размерах защищаемой зоны.

- Анализ возможных сценариев развития пожара.
- Выбор подходящих автоматических пожарных извещателей.
- Оценка времени срабатывания, порога срабатывания и дальность действия
- Схемное размещение пожарных извещателей.
- Описание АСПС.
- Разработка рабочих чертежей проекта (структурной схемы, схемы внешних соединений).

Примеры проектных решений по разработке пожарной сигнализации можно найти в [23, 24].

Пример проектирования АСПС цеха осушки газа.

Оценка характеристик пожароопасности объекта. Объекты добычи, подготовки, транспортировки и переработки газа относятся к взрыво- и пожароопасным объектам нефтегазовой отрасли. В частности, на газовом промысле в цехе осушки газа опасными веществами являются природный газ.

Природный газ – это смесь углеводородов гомологического ряда метана, а также неуглеводородных компонентов: азота, углекислого газа, сероводорода, гелия, аргона, криптона, ксенона и др.

Метан (около 98% природного газа) является и горючим, и токсичным газом. Согласно ПУЭ при взаимодействии природного газа с воздухом возможно образование взрывоопасной смеси категории ПА группы Т2.

СПС цеха осушки газа предназначена для:

- обнаружения первичных факторов пожара в помещении цеха осушки газа;
- обработки и представления в заданном виде извещения о пожаре персоналу и диспетчеру, ведущему круглосуточное дежурство;
- отображения информации о работоспособности и неисправности АСПС;
- формирования команд на включение системы оповещения о пожаре и отключении приточной вентиляции.

Источником воспламенения смеси природного газа с воздухом могут быть открытый огонь, искра (электрическая, механическая или электростатическая) и высокая температура (от трения, от сжатия или нагревания поверхности).

Пусть газовый промысел, на территории которого располагаются цех осушки газа, находится в нескольких десятках километров от населенных пунктов, природных объектов, авто и железных дорог. Площадь цеха осушки газа, который расположен в здании, составляет 1200 м².

Данное здание согласно НПБ 110-03 относится к категории А по взрывопожарной опасности, и с использованием САПР FireGuard 2 Professional к классу В-1а взрывоопасных и пожароопасных зон. Пусть в одноэтажном здании расположено технологическое оборудование, предназначенное для осушки газа абсорбционным методом. Все оборудование цеха оснащено контрольно-измерительной аппаратурой и автоматикой. Особенностью объекта рассматриваемого типа является в первую очередь то, что как ложная тревога, так и пропуск тревоги ведет к большим материальным и возможным человеческим потерям.

Оценка рисков пожарной опасности. На данный момент существует и широко используется методика оценки пожарного риска. Обязательность использования ее установлена федеральным законодательством, в частности, положениями Федерального закона от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

В настоящее время порядок проведения расчетов по оценке пожарного риска определяется Постановлением Правительства РФ от 31 марта 2009 г. № 272 «О порядке проведения расчетов по оценке пожарного риска», которым утверждены «Правила проведения расчетов по оценке пожарного риска». Согласно п. 5 указанных Правил определение расчетных величин пожарного риска проводится по методикам, утверждаемым МЧС России.

В соответствии с Федеральным законом №123-ФЗ и постановлением Правительства РФ. № 272, приказом МЧС России от 10 июля 2009 г. №404 была утверждена «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах». Позже приказом МЧС России от 14 декабря 2010 г. №649 были утверждены изменения в указанную методику. Будем руководствоваться требованиями, установленными этими нормативными документами.

Основными физическими проявлениями аварий и сопровождающими их поражающими факторами в цехе осушки газа являются:

– разрыв технологического газопровода, разрушение аппарата, установки с природным газом под давлением с его выбросом, в том числе с воспламенением и образованием струевого пламени или пожара в загроможденном пространстве, или с образованием зоны загазованности и последующим воспламенением и дефлаграционным сгоранием газозвушной смеси;

– утечка природного газа внутри помещения с образованием взрывоопасной газозвушной смеси, воспламенением смеси и ее взрывное превращение по дефлаграционному типу с образованием волны сжатия и пожара колонного типа в загроможденном пространстве.

Обобщенные статистические данные по оценке частоты отказов оборудования в цехе осушки газа приведено в табл. 5.7.

Таблица 5.7

Статданные отказов оборудования цеха

Тип отказа оборудования	Вероятность отказа	Масштабы выброса опасных веществ
Разгерметизация технологических трубопроводов	$5 \cdot 10^{-3}$ на 1 км трубопровода в год	Объем выброса, равный объему трубопровода, ограниченного арматурой, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Отказ машинного оборудования (насосы)	$5 \cdot 10^{-3}$ в год	Объем выброса, вытекший через торцевые уплотнения или разрушенный узел за время перекрытия потока
Разгерметизация многофункционального аппарата (абсорбера)	10^{-5} в год	Объем выброса через образовавшееся отверстие (свищ, щель) за время перекрытия потока

Анализ возможных сценариев развития пожара. Основными причинами возникновения отказа оборудования цеха осушки газа являются:

- отказ запорной арматуры;
- отказ контрольной аппаратуры;
- избыточное давление газа в газопроводе;
- механические повреждения;
- коррозионные повреждения;
- дефект конструкции оборудования;
- разрыв сварных соединений;
- ошибка оператора;
- ошибка персонала при проведении регламентных и ремонтных работ.

Утечка газа в цехе осушки при наличии открытого огня приводит к пожару, а образование взрывопожароопасной смеси и появление источников воспламенения сопровождается взрывом с разрушением зданий и сооружений. Однако существует вероятность того, что аварийные утечки на этом объекте могут закончиться рассеиванием газа. При авариях в цехе осушки газа можно выделить следующие шесть типовых сценариев:

- сценарий А: «утечка газа в цехе осушки газа ведет к воспламенению от источника зажигания в помещении, что приводит к воздействию пожароопасных факторов»;

– сценарий Б: «утечка газа в цехе осушки газа ведет к загазованности помещения, однако выброс газа осуществляется в атмосферу с последующим рассеиванием»;

– сценарий В: «утечка газа в цехе осушки газа при наличии источника зажигания приводит к взрыву в помещении, что является причиной поражающих факторов»;

– сценарий Г: «нарушение технологического процесса ведет к разгерметизации газопровода, что приводит к воспламенению утечки и последующему воздействию на работников поражающих факторов пожара»;

– сценарий Д: «разгерметизация газопровода или разгерметизация многофункционального аппарата приводит к загазованности помещения»;

– сценарий Е: «нарушение технологического процесса приводит к разгерметизации многофункционального аппарата и при наличии источника зажигания к взрыву в помещении, следствием этого является воздействие поражающих факторов».

Для анализа сценариев развития аварийной ситуации на производственном объекте составляется «дерево» событий. «Дерево» событий при аварийной ситуации в цехе осушки газа представлены на рис. 5.13.

Цифры рядом с наименованием события показывают условную вероятность возникновения этого события. При этом вероятность возникновения иницирующего события (выброс газа) принята равной единице. Значение частоты возникновения отдельного события или сценария в целом пересчитывается путем умножения частоты возникновения иницирующего события на условную вероятность развития аварии по конкретному сценарию.

При разработке графических документов проекта АСПС используются условные обозначения согласно РД 78.36.002-99 «Технические средства систем безопасности объектов. Обозначения условные графические элементов систем».

Система автоматического обнаружения пожара должна быть спроектирована так, чтобы, с одной стороны, она была "чувствительной" к пожару, с другой – не генерировала бы ложных сигналов тревоги.

В АСПС [11, 12] сигнал тревоги вырабатывается только тогда, когда величина, характеризующая пожар X_0 , превысит определенную, заранее установленную величину $X_{оп}$. Выходной величиной пожарного извещателя является дискретный сигнал 1 или 0.

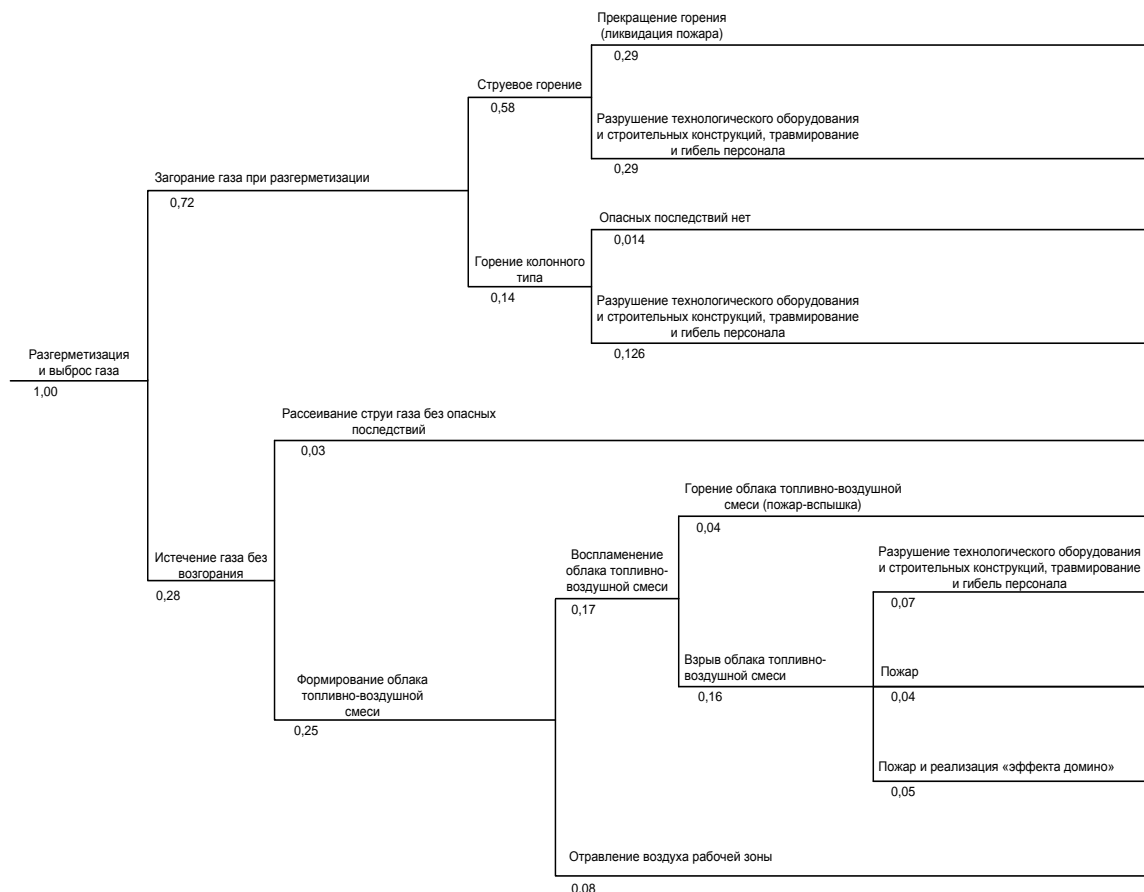


Рис. 5.13 «Дерево» событий аварий в цехе осушки газа, выброс газа

Выбор подходящих автоматических пожарных извещателей.

Выбор типа пожарных извещателей выполним в соответствии с требованиями СП 5.13130.2009, приложение М и рекомендациями ФГУ ВНИИПО МЧС России "Средства пожарной автоматики. Область применения. Выбор типа" (см. глава 8) (<http://www.pogaranet.ru/qa/408.html>).

Инфракрасный (ИК) трехсекционный извещатель пламени Х3301 (рис. 5.15) фирмы Det-Tronics (США) действует по принципу многоспектрального инфракрасного обнаружения и оснащается тремя однотипными ИК-сенсорами. Сигнал тревоги подается в случае одновременного обнаружения пламени всеми тремя сенсорами.



Рис. 5.15. Внешний вид пожарного извещателя пламени Х330

Тепловые пожарные извещатели фирмы Kidde-Fenwal серии 27121 (вертикальный датчик Detect-a-Fire фирмы Fenwal) сертифицированы UL США, UL КАНАДА и FM и предназначены для активации, как систем пожаротушения, так и систем пожарной сигнализации. Эти чувствительные к скорости возрастания температуры датчики (рис. 5.16) сочетают в себе лучшие качества как дифференциальных, так и датчиков с фиксированной температурой срабатывания.



Рис. 5.16. Внешний вид теплового пожарного извещателя Kidde-Fenwal серии 27121

В настоящее время выбранные извещатели, как показывает практика, имеют наиболее стабильные эксплуатационные характеристики.

Для цеха осушки газа следует предусмотреть также установку ручных пожарных извещателей Det-Tronics PBI (рис. 5.14) вдоль эвакуационных путей, в коридорах, у выходов из помещения цеха на высоте 1,5 м от уровня пола.



Рис. 5.14. Внешний вид ручного пожарного извещателя Det-Tronics PBI

Оптимальный выбор системы пожарной сигнализации – это трудоемкая задача, требующая проведения инженерных расчетов и учета таких важных факторов, как темп роста опасных факторов пожара (например, критической температуры пожара), время следования пожарных подразделений и их боевого развертывания и т.д.

Выбранные извещатели отвечают требованиям взрывобезопасности и имеют соответствующие сертификаты о времени и пороге срабатывания.

Для определения количества извещателей, размещаемых в зонах защиты и используемых для формирования сигналов на запуск систем

противопожарной защиты, следует пользоваться положениями гл. 13 и гл. 14 СП5.13130.2009.

Требуемое количество извещателей, устанавливаемых в помещении, определяется его геометрическими характеристиками, параметрами извещателя и алгоритмом работы систем противопожарной защиты.

Если по тревожному сигналу извещателя, формируется команда запуска систем пожаротушения, сигнала оповещения или исполнительных систем АСТП, ложное срабатывание которых может привести к значительным материальным потерям или снижению уровня безопасности людей, то используется схема срабатывания 2-х извещателей по логической схеме «И» с учетом соблюдения условий, изложенных в положениях гл. 13 и гл. 14 СП5.13130.2009.

Оценка времени срабатывания и порога срабатывания. Свойства пожарного извещателя в условиях пожара описываются временем и порогом срабатывания его при произвольных изменениях во времени температур окружающей среды. Для этого сначала определяют зависимость между входным сигналом извещателя $X_o(S)$ и выходным сигналом чувствительного элемента $Y(S)$.

При расчетах извещатель можно представить как инерционное звено первого порядка с задержкой, имеющей вид передаточной функции:

$$G(s) = Y(S)/X_o(s) = K \exp(-\tau_0 S)/(TS+1),$$

где τ_0 – время задержки; T – постоянная времени извещателя; K – коэффициент усиления чувствительного элемента извещателя.

При этом под порогом срабатывания извещателя $\tau_{пор}$ максимального действия понимается минимальная величина амплитуды единичной функции температуры окружающей среды, которая приведет к срабатыванию ПИ после определенного времени τ_0 .

Так как $Y(\tau_0) = Y_n = KX_{оп}$, то отклик извещателя $Y(t)$ на отдельные скачки температуры X_o дает зависимость

$$Y(t) = KX_o[1 - \exp(t - \tau_0)/T].$$

Для извещателей время обнаружения пожара будет определяться суммарным временем достижения величины порога срабатывания и инерционностью ПИ T .

Зная инерционность ПИ, можно в первом приближении определить *время срабатывания*:

$$\tau_{обн} = \tau_{пор} + T.$$

Для точечных максимальных извещателей типа «ИП на нагрев» величина *порога срабатывания* может быть определена как:

$$T = kT / (T - T_{пор}),$$

где k – коэффициент, характеризующий реакцию извещателя на темп

роста температуры (например, $k = 10$ и $k = 6,5$ для ИП-104 и ИП-105 соответственно; а для ИП-103-4 $k = 5,4$); T – температура окружающей среды при устойчивой динамике роста температуры; $T_{\text{пор}}$ – температурный порог срабатывания извещателя.

Требуемое быстродействие должно быть обеспечено правильным подбором типа пожарного извещателя и его размещением на объекте.

СНиП, НПБ и РД дают рекомендации по выбору типа извещателя для конкретных помещений. Однако для целого ряда помещений рекомендуются два типа извещателей, например, тепловой и дымовой. В этом случае следует определить быстродействие каждого из них и принять тот, который обеспечивает $\tau_{\text{доп}}$. В одном помещении устанавливается не менее двух пожарных извещателей (исключение составляют адресные ПИ).

Выбор приемо-контрольных приборов управления произведем в соответствии с требованиями государственных стандартов норм пожарной безопасности, технической документации с учетом климатических механических электромагнитных и других воздействий в местах размещения.

Если ПКП предназначен для управления автоматическими установками пожаротушения, дымоудаления и оповещения о пожаре, каждую точку защищаемой поверхности необходимо контролировать не менее чем двумя ПИ.

Для определения требуемого уровня надежности учитывают, прежде всего, значимость объекта. Для определения существующего уровня надежности производится анализ микроклимата защищаемых помещений и устанавливаются предельные значения влажности, температуры, наличие агрессивных сред и взрывоопасных концентраций паровоздушных смесей. На основании полученных данных производится выбор типа извещателя.

Проектное решение по АСПС административного здания цеха произведем на основе интегрированной системы СПС «Орион» (ЗАО НВП «Болид»). В состав этой АСПС входят:

- пульт контроля и управления «С2000»;
- контроллер двухпроводной линии связи «С2000-КДЛ»;

Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
	Кабель универсальный жироустойчивый КВВГ_Энг_7x15 ТУ16.К13-ФЗ-7003	н	
	Пробой ПВ1 1,0 ГОСТ 6323-79*	50 н	
	Пробой (швел желто-зеленый) ПВ3 1,5 ГОСТ 6323-79*	5 н	
КК	Коробка соединительная взрывозащитная КТПЗ-А122 ТУ16-665.032.86 (ЗС.кел15)	4	

Таблица назначения обозначения шифровых изделий

Соединение (N)	Позиция прибора (ВТФ)	Маркировка кабеля (каб-1)	Маркировка коробки (КК)	Маркировка кабеля (каб)	Шифр Ш1 (Пожар)	Шифр Ш2 (Насос)	Б.Ж. И
Насосная	ВТФ-1	ПВ-1ФВ	КК-1	ПВФВ	ШС11	ШС12	
	ВТФ-2	ПВ-2ФВ	КК-2	ПВФВ	ШС13	ШС14	1
	ВТФ-3	ПВ-3ФВ	КК-3	ПВФВ	ШС15	ШС16	
	ВТФ-4	ПВ-4ФВ	КК-4	ПВФВ	ШС17	ШС18	

- 1 Длина кабелей смотри в кабельном журнале.
- 2 ШТ11 - клемник шкафа пожарной сигнализации.

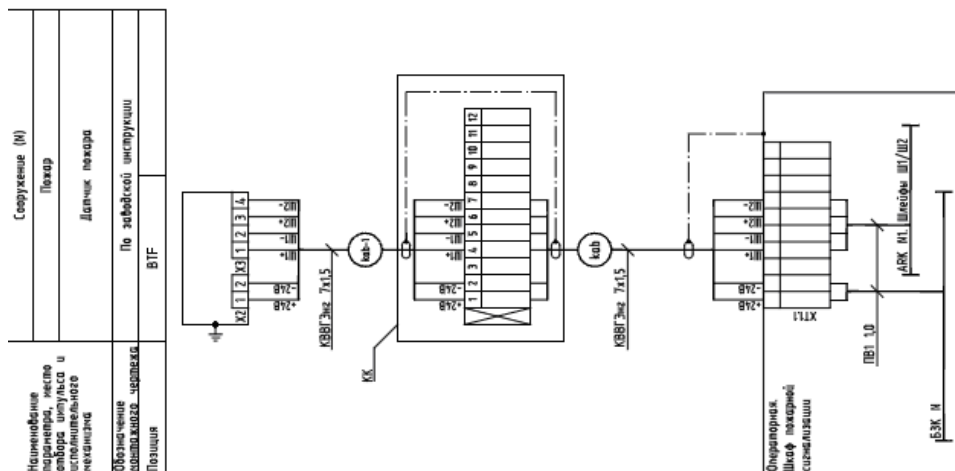


Рис. 5.17. Схема внешней проводки АСПС

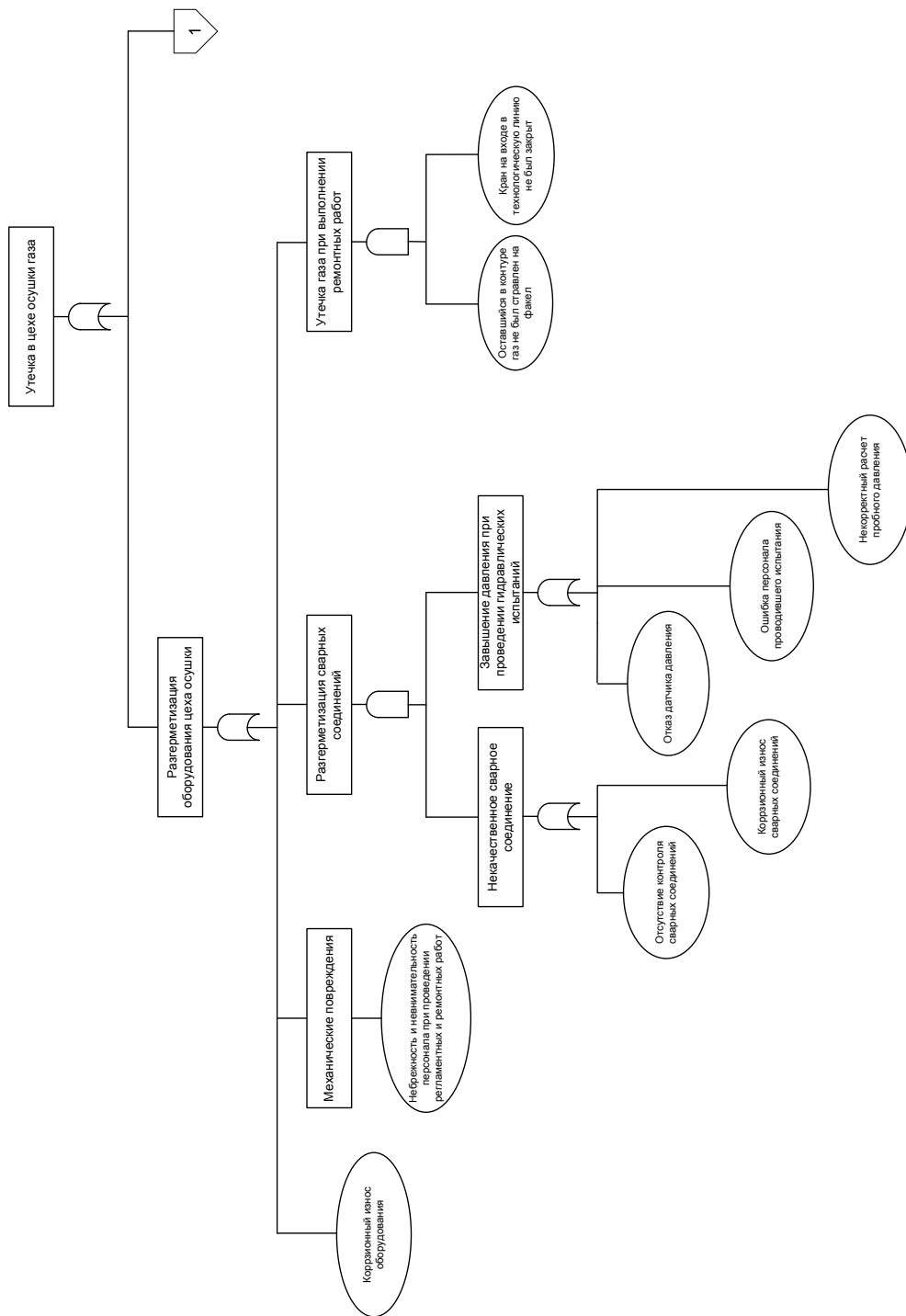


Рис. 5.18. Дерево пожарного инцидента

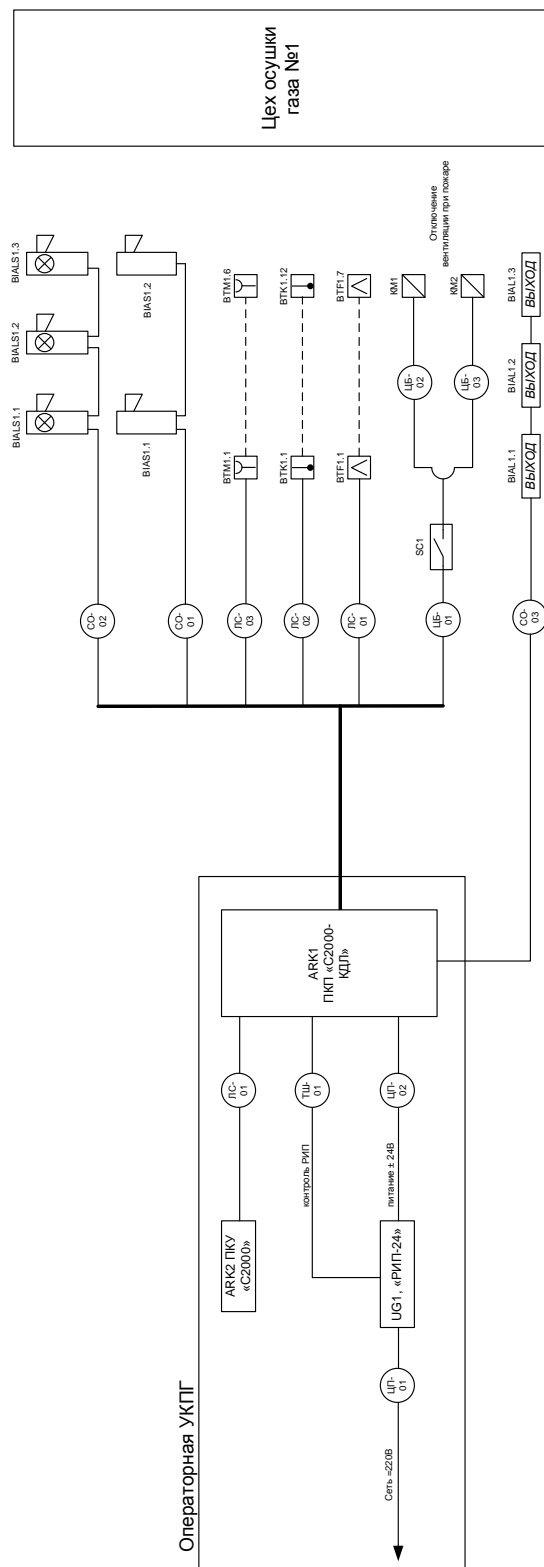


Рис. 5.19. Принципиальная схема АСПС

– пожарные извещатели;

- пожарные оповещатели;
- блок резервного питания «РИП 24».

Описание АСПС Приемно-контрольные приборы размещены на высоте 1,5 м от уровня пола. Они необходимы для управления системой оповещения при пожаре и отключения приточной вентиляции.

Контроллер двухпроводной линии связи «С2000-КДЛ» предназначен для охраны помещения от пожаров путем контроля состояния адресных зон, которые представлены адресными пожарными извещателями и/или контролируруемыми цепями адресных расширителей, управления выходами адресных сигнально-пусковых блоков, включенных параллельно в двухпроводную линию связи, выдачи тревожных извещений при срабатывании извещателей или нарушении контролируемой цепи адресного расширителя на пульт контроля и управления «С2000» по интерфейсу RS-485, а также для локального управления собственными адресными зонами и централизованным управлением зонами, входящими в состав разделов системы.

Пульт контроля и управления охранно-пожарный «С2000» предназначен для контроля состояния и сбора информации с приборов системы, ведения протокола возникающих в системе событий, индикации тревог, управления постановкой на охрану, снятием с охраны, управления автоматикой.

Чертежи проекта (структурной схемы, схемы внешних соединений). Проектные схемы приведены на рис 5.17- 5.19.

Для электропитания пожарной сигнализации используется резервированный источник питания «РИП-24».

Передачи сигнала о пожаре на АРМ-оператора осуществляется по интерфейсу RS-485.

При получении информации о пожаре оператор передает по телефонной линии сообщение о пожаре на пульт диспетчерской службы спасения МЧС РФ.

Контрольные вопросы

1. Какие варианты расчетов риска пожарной опасности можно использовать при проектировании АСПС?
2. Какие особенности применения основных классов автоматизированных систем пожарной сигнализации в НГО?
3. Как влияют динамические характеристики извещателей АСПС на время его срабатывания?
4. Что представляет собой дерево аварийных событий пожарной опасности?

5. Какими нормативными документами следует пользоваться при проектировании АСПС?

5.4. Проектирование автоматизированной системы АСКУЗ

АСКУЗ обеспечивает контроль уровня загазованности на объектах цеха, промплощадке предприятий НГО, опасных с точки зрения возможности появления взрыво-, пожароопасных и ядовитых газов, и передачу информации об уровне загазованности диспетчеру, а также включение аварийной сигнализации на объекте при превышении на нем допустимого уровня загазованности или включение вентиляции [13].

Важным требованием к АСКУЗ является возможность контроля концентрации ядовитых газов. Нормативными регламентами, регулирующими безопасность жизнедеятельности персонала на объектах НГО, являются:

1. Федеральный закон от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» № 384-ФЗ.
2. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
3. РД 03-409-01 Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей
4. РД 35.240.00-КТН-207-08 «Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения».
5. РД БТ 39-0147171-003-88 «Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности».
6. РД БТ 39-0147171-003 «Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов».
7. СТО Газпром 2-2.3-351-2009 «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО "Газпром"».
8. ВСН 64-86 «Методические указания по установке сигнализаторов и газоанализаторов контроля дозврывоопасных и предельно допустимых концентраций химических веществ в воздухе производственных помещений».
9. РД БТ 39-0147171-003-88 «Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности».

10.ПБ 03-517-02 «Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов».

11.ПБ 09-540-03 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».

Оценку токсикологического риска (ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010) применяют для оценки подверженности растений, животных и людей воздействию экологических опасностей. Менеджмент токсикологического риска необходим на каждом этапе принятия решений, включая сравнительную оценку и обработку риска.

Метод оценки токсикологического риска включает в себя анализ опасностей или источников ущерба и их воздействий на целевые группы населения и путей экспозиции опасных воздействий на эти группы. Полученную информацию затем обрабатывают и получают вероятностную оценку степени и характера ущерба.

При проектировании АСКУЗ различают концентрационный предел распространения пламени, концентрационный предел воспламенения, которые применяются при категорировании помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности, для анализа риска аварии и оценки возможного ущерба, при разработке мер по предотвращению пожаров и взрывов в технологическом оборудовании при настройке измерителей. В соответствии с ГОСТ Р 52136-2003 «Газоанализаторы и сигнализаторы горючих газов и паров электрические. Общие требования и методы испытаний» эти концентрационные пределы являются эквивалентными.

Для всех вредных веществ, известных в настоящее время, установлена максимальная концентрация, при которой не происходит никакого вредного воздействия на организм человека (ГОСТ 12.1.005-88), такая концентрация называется предельно-допустимой концентрацией (ПДК). Считается, что 10% НКПР это минимальные требования по ПДК. Однако при проектировании АСКУЗ проектные организации сами обосновывают предельные значения этих концентраций. ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010 рекомендует использовать для контроля два уровня: уровень, на котором нет заметного воздействия (NOEL) и нет заметного отрицательного воздействия (NOAEL). В данном пособии эти величины называются соответственно предельным и допустимым значениями. Справочная информация и логическое обоснование для каждого вредного вещества периодически публикуется в Документации по пороговым величинам *Documentation of the Threshold Limit Values (ACGIH)*.

ПДК – «это концентрация, которая при ежедневной (кроме выходных дней) работе в течение 8 ч или при другой продолжительности, но не более 41 ч в неделю, в течение всего рабочего стажа не может вызвать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений».

В настоящее время существует большое количество методик для расчета последствий аварийных выбросов опасных веществ. Среди отечественных методик следует отметить ГОСТ 12.3.047-98, РД 03-409-01, ПБ 09-170-97 СТО Газпром 2-2.3-351-2009 и методику оценки последствий химических аварий с использованием САПР ТОКСИ+Риск [22] (демоверсия, находится по адресу <http://www.safety.ru>).

Эти методики с различной степенью детализации рассматривают такие процессы как:

- поступление отравляющих веществ (ОВ) в окружающую среду (залповое (мгновенное) и продолжительное истечение газа, жидкости или двухфазного потока из отверстий или патрубков, трубопроводов);
- распространение ОВ в окружающей среде (растекание по поверхности, рассеяние в атмосфере);
- фазовые переходы и химическое разложение ОВ (кипение, испарение, горение и взрыв);
- воздействие поражающих факторов на объекты (токсическое воздействие, воздействие волн давления, удар пламенем, осколки, термическое излучение от пожаров пролива, горящих облаков, огненных шаров).

Пары нефти и природного газа относятся к веществам со слабо выраженным токсическим действием. Они поражают, главным образом, центральную нервную систему вызывая наркотическое опьянение.

Наиболее опасными отравляющими свойствами обладают нефти, содержащие значительное количество сернистых соединений и, особенно, сероводород. Опасность отравления при обращении с высокосернистыми нефтями состоит в комбинированном воздействии углеводородов и сероводорода (ПДК сероводорода в смеси с углеводородами составляет 3 мг/м³). При работе с ними применяются особые меры предосторожности. Нефть и газ являются сложной продукцией, характеристики которой определяют состав токсичных газов и паров при различных температурах, давлениях, условиях протекания технологических процессов, опасных для здоровья человека.

Для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли используется непрерывный контроль прямых и сопутствующих технологическому процессу уровня загазованности в зоне работы технологических объектов. Системы контроля загазованности комплектуются первичными газоаналитическими преобразователями, настраиваемыми (калибруемыми) под определенный тип газовой смеси [14]. Датчики контроля загазованности контролируют обе составляющие газовой опасности: горючую (взрывоопасность) и токсичную.

Традиционно для измерения опасных концентраций горючих газов используются термокаталитические датчики ПДК. Они состоят из миниатюрного чувствительного элемента, иногда называемого также шариком, "пеллистором" (Pellistor) или "сигистором" (Siegistor). Последние два являются зарегистрированными торговыми марками серийных устройств.

Действие этого типа датчика основано на том, что при прохождении горючего газа или воздушной смеси по поверхности катализатора возникает горение, и выделяющееся тепло повышает температуру шарика. Это, в свою очередь, ведет к изменению сопротивления платиновой катушки, которое можно измерить, если использовать катушку в качестве температурного датчика в стандартной цепи с измерительным мостом. Изменение сопротивления находится в прямой зависимости от концентрации газа в окружающей среде, его можно отобразить на измерительном инструменте.

Эти измерительные приборы получили преимущественное применение благодаря очевидным достоинствам: дешевизне, линейности функции преобразования, воспроизводимости характеристик, что обеспечивает их взаимозаменяемость при использовании в составе многоканальных измерительных систем. Поскольку *выходным сигналом термокаталитического датчика в конечном итоге является изменение сопротивления электрическому току, измеряемому по мостовой схеме*, то влияние некоторых внешних факторов (изменение напряжения питания, температуры, относительной влажности) минимизируется. Чувствительность термокаталитических датчиков для целей контроля загазованности на объектах нефтегазового комплекса не создает проблем для схемотехнических решений конкретной аппаратуры.

Датчики ПДК ОВ устанавливаются в производственных помещениях, включая и помещения с постоянным пребыванием обслуживающего персонала, там, где есть источники возможного выделения газов и паров, относящихся по степени воздействия на организм человека к 1 и 2 классам опасности (РД БТ 39-0147171-003 «Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов»), и сероводорода с моляр-

ной долей в газе более 0,5%. Эти датчики устанавливаются, как в рабочей зоне на открытых площадках объектов бурения, добычи, так и на технологических установках промысловой подготовки и транспорта нефти и газа, переработки газа там, где есть источники возможного выделения газов и паров. В производственных помещениях датчики ПДК устанавливаются в местах преимущественного пребывания персонала в количестве не менее одного датчика на 200 м² площади, но не менее 1 датчика на помещение. Датчики ПДК устанавливаются на расстоянии не менее 3 м от воздухоподающих устройств приточной вентиляции и не менее 1 м от возможных источников утечки вредных веществ. На открытых площадках объектов промысловой подготовки нефти и газа и переработки газа датчики ПДК устанавливаются по периметру площадки технологического оборудования, содержащего вредные вещества, на расстоянии до 3 м от оборудования, не более 20 м друг от друга и на высоте 0,5 м от поверхности земли (пола).

Датчики ПДК на объектах бурения, добычи, промыслового транспорта нефти и газа устанавливаются на высоте 0,5 м от уровня земли (пола) у основного входа на промплощадку и в помещениях у рабочего места персонала. Дополнительно датчики ПДК устанавливаются:

- на буровой у вибросита на высоте 0,5-0,7 м от его поверхности; на рабочей площадке на расстоянии 0,5 м от стола ротора (по горизонтали); в подвышечном пространстве на уровне универсального превентора на расстоянии 1 м от оси скважины в направлении преобладающего ветра; в насосном помещении между насосами; на добывающей скважине у устья скважины на расстоянии 1 м от устья со стороны подхода обслуживающего персонала; на объектах промыслового транспорта нефти и газа:
- у камер приема и запуска очистительных устройств на расстоянии 1 м от основного разъема на уровне разъема;
- у дренажной емкости и сепаратора на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала;
- на входных манифольдах на расстоянии 1 м от арматуры (один датчик на каждые 10 м зоны обслуживания);
- у надземных кранов-отсекателей промысловых трубопроводов на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала.

АСКУЗ обеспечивает формирование тревожного сигнала у диспетчера на пульте управления и предупреждающих световых и звуковых сигналов для работников предприятия по ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

На бурящейся скважине предусматривается формирование сигналов от датчиков ПДК сероводорода, а на рабочей площадке:

- у индикатора веса;
- в насосном помещении у пульта управления;
- у вибросита.

Не смотря на явные достоинства термokatалитических датчиков, они имеют весьма существенные недостатки, снижающие возможности и эффективность использования систем контроля загазованности. К числу основных недостатков следует отнести:

- неселективность, т. е. неспособность определять тип опасного газа;
- отравляемость, т. е. их выход из строя при больших концентрациях опасных газов;
- достаточно большое потребление энергии, вызванное необходимостью подогрева чувствительного резистора до температуры более 200°C;
- небольшой срок службы, не превышающий трех лет, что вызвано разрушением под воздействием постоянной повышенной температуры термokatалитического слоя чувствительного резистора, и, как следствие, постоянное снижение чувствительности датчика;
- необходимость плановой ежегодной регламентной замены датчиков, что связано с конечным сроком их службы и необходимостью обеспечения гарантированной работоспособности;
- обязательное присутствие кислорода в контролируемой атмосфере;
- низкое быстродействие;
- необходимость регулярной регулировки нуля и калибровки в составе измерительной аппаратуры, вызванной снижением чувствительности;
- ограниченный диапазон рабочих температур (от -10 до +50 °C).

В последние годы на мировом рынке автоматизации при измерении опасных концентраций углеводородов нефтяного ряда наблюдается переход от традиционных термokatалитических газоанализаторов к газоанализаторам оптического типа, так как многие газы имеют характерные полосы поглощения в инфракрасной области спектра. По величине поглощения излучения, прошедшего сквозь газовую среду, можно измерить концентрацию газа.

Благодаря развитию современной электронной техники с использованием оптических методов измерения стало возможным определение очень низкой концентрации газа. Выходной сигнал лазера настраивается на длину волны поглощения газа и таким образом осуществляется значительное увеличение его чувствительности, что особенно важно для контроля токсичных газов.

Область применения оптических датчиков практически не ограничена. Это объясняется тем, что оптические датчики, в отличие от термо-

каталитических, электрохимических или полупроводниковых, не имеют непосредственного контакта между чувствительными элементами и измеряемой средой (загазованной атмосферой). В процессе эксплуатации их можно перенастраивать под другой вид газа.

Кроме того, оптические датчики способны работать в широком диапазоне температур (от -60 до +85 °С), что позволяет использовать их как в закрытых помещениях, так и на открытых площадках в составе сигнализаторов и газоанализаторов горючих газов и паров в местах возможного появления метана, пропана или паров нефтепродуктов.

Преимущество оптических газоанализаторов по сравнению с иными типами (электрохимическими, термокаталитическими, полупроводниковыми) заключается также в отсутствии контакта между газовой средой и чувствительными элементами (сквозь газовую пробу проходит лишь луч света, а излучатель и фотоприемник защищены прозрачными окнами из химически стойкого стекла). Поэтому для оптических газоанализаторов безопасны химически агрессивные вещества и соединения (хлор, сера, фосфор, фтор, аммиак, окислы азота, тетраэтилсвинец и т. д.), выводящие из строя газоанализаторы, в основе действия которых лежат химические реакции. Не страшны им и концентрационные перегрузки вплоть до 100%-ной концентрации определяемого газа, причем время восстановления после перегрузки определяется только временем обновления содержимого газовой камеры.

Еще одна уникальная особенность оптических газоанализаторов избирательность. В них, в отличие от других типов приборов, можно полностью исключить реакцию на другие газы, так как спектры поглощения различных газов не совпадают.

К достоинствам оптических газоанализаторов относится также их быстрое действие. Если для газовых датчиков, в основе измерения которых лежит химическое взаимодействие с определяемым газом (термокаталитические и электрохимические сенсоры), существует принципиальное ограничение времени измерения, определяемое скоростью протекания химических реакций и составляющее обычно несколько секунд, то для оптических газоанализаторов быстрое действие может достигать долей секунды.

Еще одна причина перехода на оптические газоанализаторы – более стабильное положение нуля и стабильная чувствительность к контролируемому газу по сравнению с термокаталитическими газоанализаторами. Это позволяет отказаться от *процедур ежедневной калибровки и установки нуля, необходимых для термокаталитических датчиков*. В то же время использование в оптических газоанализаторах в качестве чувствительных элементов полупроводниковых изделий, работающих

постоянно в штатных условиях, обеспечивает их функционирование на протяжении более 10 лет. Все вышесказанное обеспечивает для оптических анализаторов более выгодное соотношение цена/качество в течение длительного срока их эксплуатации.

Меняя длину газовой камеры, поставщики создают приборы для измерения в самых разных диапазонах концентраций и с различной чувствительностью.

Требования к установке первичных газоаналитических преобразователей на объектах ОАО «АК «Транснефть» определяются РД 35.240.00-КТН-207-08 «Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения», РД БТ 39-0147171-003-88 «Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности».

Для контроля опасных для здоровья концентраций паров нефти и нефтепродуктов на объектах ОАО «АК «Транснефть» применяются современные газоаналитические преобразователи оптического типа СКЗ-12-Ех-01.М, ЛИД1.000-Ех-УВГ-А, СГАЭС-ТН, СГОЭС, Polytron 2 IR, принцип действия которых основан на абсорбции молекулами углеводородов излучения в инфракрасной области спектра.

Основные этапы проектирования АСКУЗ сводятся к следующим:

- Оценка характеристик ОВ объекта.
- Оценка рисков ОВ.
- Выбор норм и правил для проектирования системы.
- Принятие решения о соответствующей категории защиты и размерах защищаемой зоны.
- Анализ возможных сценариев развития опасности.
- Выбор подходящих датчиков контроля ОВ.
- Схемное размещение датчиков.
- Разработка технической документации АСКУЗ (структурной и принципиальной схемы, схемы внешних соединений и др.).

Оценка рисков ОВ. Она включает в себя следующие этапы:

1. Формулировка проблемы, включая установление области применения оценки путем определения целевых групп работников, населения и типов опасностей.
2. Идентификация опасностей, включая идентификацию всех возможных источников вреда для целевой группы работников, населения от исследуемых опасностей. Идентификация опасностей обычно основана на знаниях экспертов и данных опубликованных источников.

3 Анализ опасностей, включая исследование характера и природы опасностей и их взаимодействия с объектом воздействия. Например, при исследовании воздействия на человеческий организм химических веществ опасности могут включать в себя острую и хроническую токсичность, возможность повреждения ДНК, вызывающего онкологические заболевания, нарушения эмбрионального развития и репродукции человека. Для каждого опасного воздействия определяют величину воздействия (Воздействие), совокупность воздействующих опасностей, которым подвергается целевая группа работников, населения (Дозу), а также, по возможности, механизм этого опасного воздействия. Отмечаются уровни, на которых нет заметного воздействия (NOEL) и нет заметного отрицательного воздействия (NOAEL). Эти уровни используют в качестве критериев приемлемости риска.

Для оценки экспозиции химических веществ используют результаты тестирования и строят кривую Доза — Воздействие. Данные обычно получают на основе тестов на животных или из экспериментов на искусственно выращенных тканях или клетках животных.

4. Анализ экспозиции, включая исследование того, как опасное вещество или его остатки могут воздействовать на целевую группу населения и в каком количестве. Данный этап часто содержит анализ путей распространения опасностей, препятствующих барьеров и факторов, влияющих на уровень экспозиции. Например, при исследовании химических выбросов анализ экспозиции должен включать в себя: исследование того, насколько велика область распыления химических веществ, каким путем выбросы могут произойти и при каких условиях может возникнуть прямое воздействие на людей и животных, сколько химических веществ осядет на растения, каковы пути распространения ядохимикатов, попавших в грунт, могут ли эти химические вещества накапливаться в живых организмах и в грунтовых водах. Анализ экспозиции может содержать исследование паразитов, попадающих из других регионов, пути их распространения и воздействия на объекты живой природы.

5. Характеристика риска, включающая сбор и обобщение полученной информации на этапах анализа опасностей и анализа экспозиции и оценку вероятности последствий в случае совместного воздействия опасностей.

Выходные данные характеризуют уровень риска воздействия экспозиции на рассматриваемый объект конкретной опасности в имеющихся условиях. Риск может быть представлен в виде количественной, смешанной или качественной оценки. Качественная оценка риска может

представлять собой отнесение риска к одному из уровней (высокому, среднему, низкому) или описание вероятного воздействия.

Пример проектирования алгоритма контроля загазованности ОВ.

Алгоритм предназначен для контроля датчиков загазованности и управления светозвуковой сигнализацией в соответствии с этими данными. Пусть входной и выходной алфавит алгоритма представлен в таблице 5.8.

Таблица 5.8

Входной алфавит алгоритма

Обозначение	Описание	Тип
GazH_ai	Загазованность. Значение выше допустимого	WORD
GazHH_ai	Загазованность. Значение выше предельного	WORD
AGaz_ai	Точка 1. Загазованность. Аналоговый входной параметр	WORD
BGaz_ai	Точка 2. Загазованность. Аналоговый входной параметр	WORD
CGaz_ai	Точка 3. Загазованность. Аналоговый входной параметр	WORD
DGaz_ai	Точка 4. Загазованность. Аналоговый входной параметр	WORD

Таблица 5.9

Выходной алфавит алгоритма

Обозначение	Описание	Тип
НУН_А_do	Звуковая сигнализация. Включить. Дискретный, типа "Да-Нет" выходной параметр	BOOL
НУН_В_do	Световая сигнализация. Включить. Дискретный, типа "Да-Нет" выходной параметр	BOOL

Состояние алгоритма описывается при помощи регистра ПЛК сбора сигналов измерения – bt_Stat. Тип данных регистра состояний – BYTE. Для каждой части регистра состояния возможны 3 варианта: нормальное состояние (0x01), загазованность выше предельной (0x02), загазованность выше допустимой (0x03).

При реализации указанного алгоритма возможны 2 вида различных действий, указанных в таблице 5.9. Перечень действий представлен в таблице 5.10

Таблица 5.10

Перечень действий АСКУЗ

Символ	Состав символа
Y01	НУН_В_do=1; НУН_А_do=1; bt_Stat=

	bt_StatN;
Y02	HYH_B_do=1; HYH_A_do=0; bt_Stat=bt_StatN;
Y03	HYH_B_do=0; HYH_A_do=0; bt_Stat=bt_StatN;
Y04	bt_Stat= bt_StatN;

Блок схема алгоритма контроля уровня загазованности в 4-х точках представлена на рис.5.20

В разрабатываемом алгоритме возможны 9 комбинаций регистра дискретного состояния, что обеспечивает выполнение всех необходимых действий АСКУЗ. Зависимость между состоянием алгоритма выполняемым действием представлена в таблице 5.11.

Таблица 5.11

Функции выходов

Текущее состояние	bt_Stat	Следующее	bt_StatN	Действ.
Нормальное состояние	0x01	Нормальное состояние	0x01	Y04
Нормальное состояние	0x01	Загазованность выше предельной	0x02	Y01
Нормальное состояние	0x01	Загазованность выше допустимой	0x03	Y02
Загазованность выше предельной	0x02	Нормальное состояние	0x01	Y03
Загазованность выше предельной	0x02	Загазованность выше предельной	0x02	Y04
Загазованность выше предельной	0x02	Загазованность выше допустимой	0x03	Y02
Загазованность выше допустимой	0x03	Нормальное состояние	0x01	Y03
Загазованность выше допустимой	0x03	Загазованность выше предельной	0x02	Y01
Загазованность выше допустимой	0x03	Загазованность выше допустимой	0x03	Y04

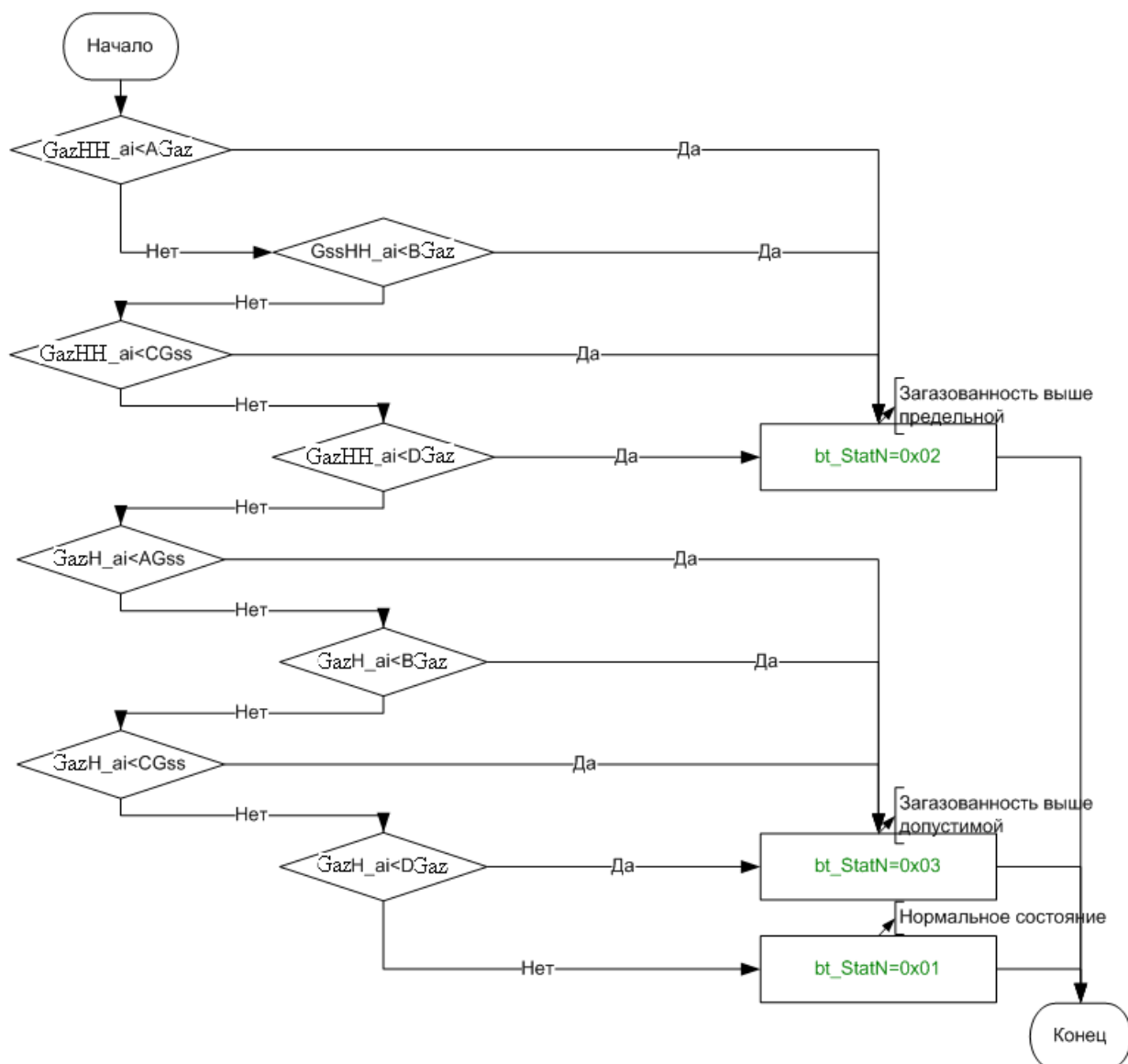


Рис. 5.20. Блок-схема алгоритма контроля уровня загазованности

Принципиальная схема АСКУЗ приведена на рис. 5.21, схема внешней проводки на рис. 5.22.

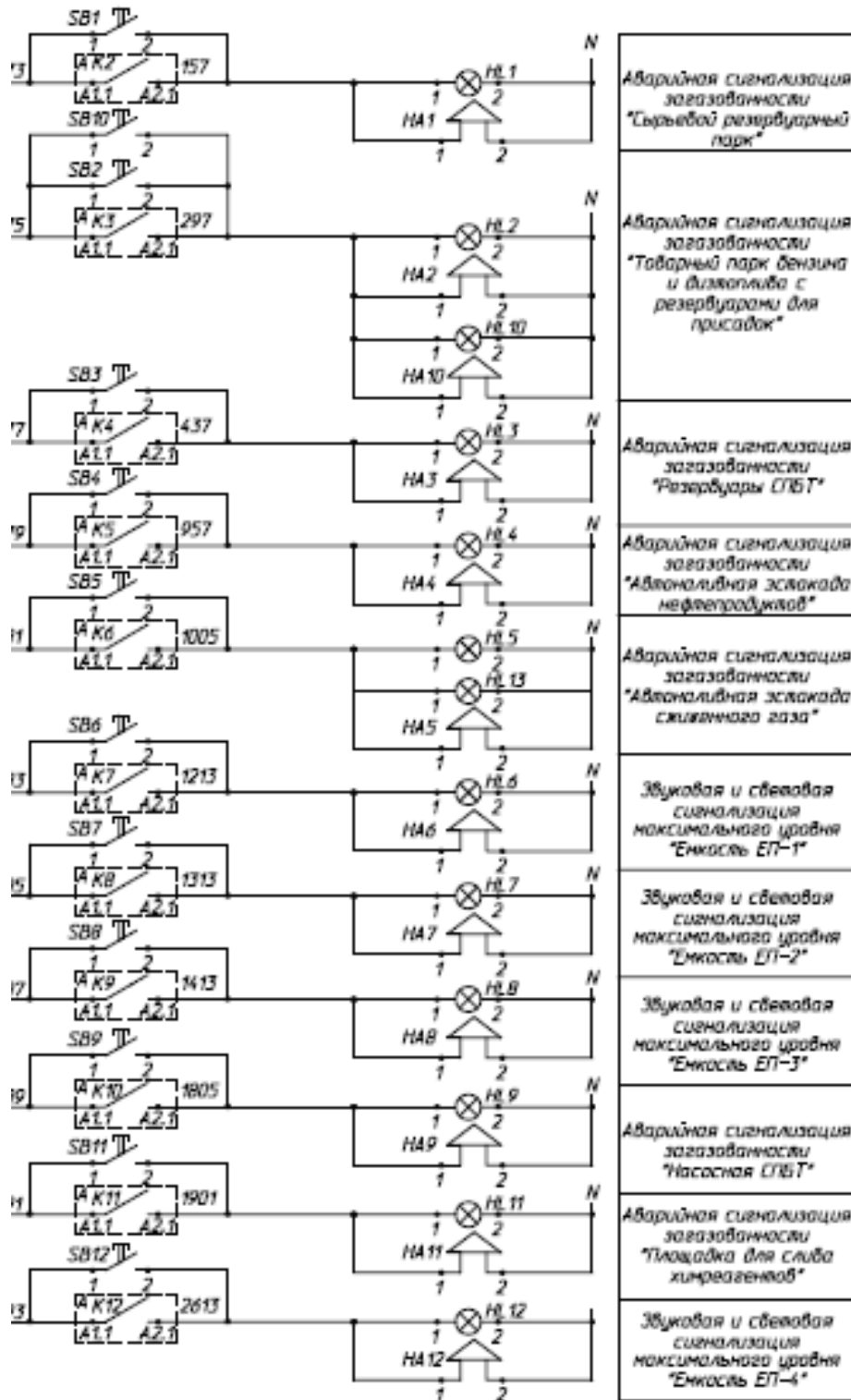


Рис. 5.21. Принципиальная схема АСКУЗ

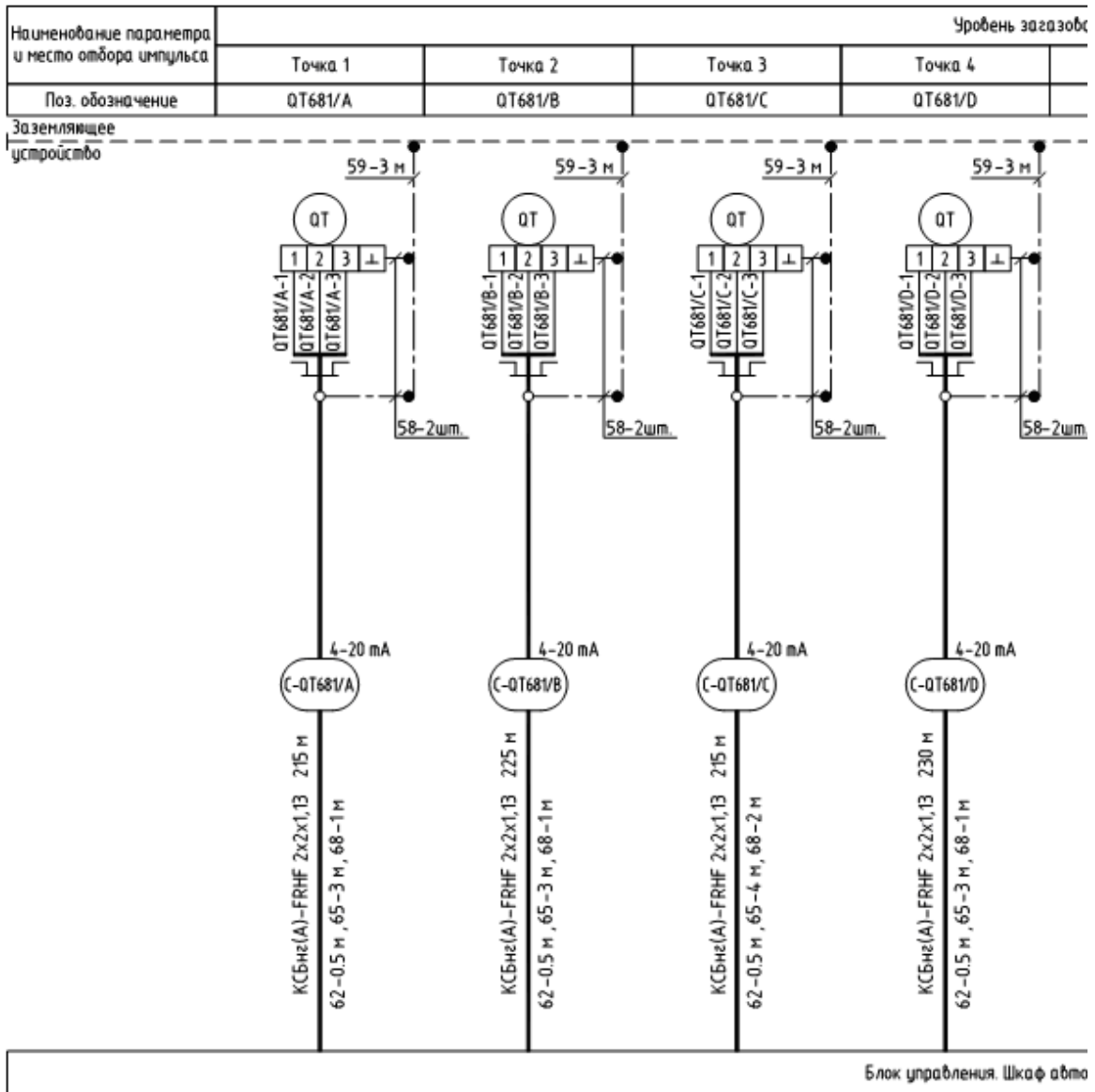


Рис. 5.22. Схема внешней проводки АСКУЗ

Контрольные вопросы

1. Какие нормативные документы используются при проектировании системы контроля токсичной, пожарной и взрывоопасной загазованности?
2. Объяснить принцип работы оптических и термокаталитических датчиков ПДК.
3. Перечислить основные этапы проектирования АСКУЗ.
4. Почему используется двухуровневый контроль ПДК?

5. Где устанавливаются датчики АСКУЗ на промышленных технологических площадках НГО?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При использовании современных систем автоматизации часто не достигаются желаемые показатели эффективности управления деятельностью предприятий НГО. Причинами этого являются отсутствие единой стратегии предприятия при выборе в долгосрочной перспективе архитектуры и средств автоматизации и не использование комплексного эффекта от объединения автоматизированных систем для решения задач «сквозного» (межфункционального) информационного управления процессами производства.

Разрешением этих проблем является применение вертикальной и горизонтальной интеграции автоматизированных систем. Такая интеграция позволяет создать единую информационную среду управления деятельностью предприятия, позволяющую решать как стратегические задачи, так и среднесрочные проблемы и достигать целей эффективного управления технологическим процессом в краткосрочные и оперативные промежутки времени.

Требования, выдвигаемые этими задачами значительно различаются, и поэтому выстраивать единую информационную поддержку на всех уровнях управления предприятия не является правильным. Однако, системный анализ этих задач указывает на их архитектурную схожесть, а общность задач управления деятельностью предприятия позволяет для их решения использовать современные программно-технические средства агрегирования, хранения, и предоставления управляющей информации в управленческих циклах бизнес-процессов предприятия.

Современные программные средства информационных систем обладают свойством дуальности применения, как для проектирования систем автоматизации, так и последующей их эксплуатации. Такие возможности обеспечивают непрерывное использование и развитие информационных систем на предприятиях как при управлении бизнес процессами (CASE/MES-системы), так и при управлении технологическими процессами (CAD/CAE-системы).

Компьютерное управление межфункциональными проектно-технологическими производственными процессами (связанных между собой процессов планирования, бизнес-учета, их проектирования, планово-предупредительных ремонтов оборудования) и технологическими процессами обеспечения безопасности обеспечивает достижение синергетического экономического эффекта управления деятельностью предприятия. Целевая разработка интегрированной системы управления

технологической безопасностью с использованием общих условий выбора технического обеспечения, эксплуатации и обслуживания, а также единой системы связи обеспечивает эксплуатационные преимущества, так как АСУТП и системы безопасности работают в едином программно-техническом обеспечении. Это упрощает обучение персонала, исключает необходимость отображения данных и квитирования, а также реализует единый интерфейс оператора. Данные из каждой системы (ПАЗ, АСКУЗ, АС ТОиР, АСПС) обеспечивают возможность централизованного диспетчерского управления и доступны всем производственным системам управления в оперативном режиме.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Денисенко В.В. Компьютерное управление технологическим процессом, экспериментом, оборудованием. – М.: "Горячая линия-Телеком", 2009. – 608 с.
2. О'Лири Дэннел ERP системы. Современное планирование и управление ресурсами предприятия. Выбор, внедрение, эксплуатация. – М.: ООО «Вершина», 2004. – 272с.
3. Калянов Г.Н. Моделирование, анализ, реорганизация и автоматизация бизнес-процессов. – М.: Финансы и статистика, 2007. –240 с.
4. Хетагуров Я.А. Проектирование автоматизированных систем обработки информации и управления (АСОИУ). – Учебник М.: Высш. Шк., 2006. – 233с.
5. Статистическое управление процессами. SPC. Перевод с англ. – Н.Новгород: АО НИЦ КД, СМЦ «ПРИОРИТЕТ», 2001. – 181с.
6. Ширман А.Р., Соловьев А.Д. Практическая вибродиагностика и мониторинг состояния механического оборудования. – М: Машиностроение, 1996. – 276 с.
7. Рыбаков И.Н. Статистическое управление процессами (SPC). Ссылочное руководство. Корпорация Крайслер, Форд Мотор компании и Дженерал Моторс корпорейшн: Пер. с англ.– Н. Новгород: ООО СМЦ «ПРИОРИТЕТ», 2007. – 224 с.
8. Миттаг Х. Й., Ринне Х. Статистические методы обеспечения качества: Пер. с нем. – М.: Машиностроение, 1995. – 616 с.
9. Федоров Ю.Н. Основы построения АСУТП взрывоопасных производств. В 2 томах. Т.1 “Методология”. – М: СИНТЕГ, 2006. – 720 с.
10. Федоров Ю.Н. Основы построения АСУТП взрывоопасных производств. В 2 томах. Т.2 “Проектирование”. – М.: СИНТЕГ, 2006. – 620 с.
11. Корольченко А.Я., Корольченко Д.А. Пожароопасность веществ и материалов и средства их тушения: Справочник. В 2-х ч.; 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Пожнаука, 2004. – 713 с.
12. Навацкий А.А., Бабуров В. П., Бабуринов В.В., Фомин В.И., Фёдоров А.В. Производственная и пожарная автоматика. Часть I. Производственная автоматика для предупреждения пожаров и взрывов. Пожарная сигнализация. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2005.– 335 с.
13. Воздействие на организм человека опасных и вредных экологических факторов. В 2-х т. Под ред. Л.К. Исаева. – Т. 1.– М.: ПАИМС, 1997.– 1004 с.

14. Фарзани Н.Г., Илясов Л.В. Автоматические детекторы газов. – М.: Энергия, 1972. – 168 с.
15. Комплексная автоматизация учета и контроля электроэнергии и энергоносителей на промышленном предприятии и их хозяйственных объектах., Гуртовцев А.Л. // Промышленная энергетика 2001 г. № 4,6,9,12.
16. Маляренко И., Модели архитектуры ИС предприятия: расцвет многоклеточных // PC WEEK/RE –2007. № 10. С.10-15.
17. URL: <http://www.businessstudio.ru/procedures/models/> (дата обращения 1.10.2013).
18. URL: <http://www.betec.ru/> (дата обращения 1.10.2013).
19. URL: [http://www.cals.ru/annotation/concept_R/history/ - cals#cals/](http://www.cals.ru/annotation/concept_R/history/-cals#cals/) (дата обращения 1.10.2013).
20. URL: <http://www.fireguard.su/> (дата обращения 1.10.2013).
21. URL: <http://www.pogaranet.ru/qa/408.html/> (дата обращения 1.10.2013).
22. URL: <http://www.safety.ru/software/toxi/> (дата обращения 1.10.2013).
23. URL: <http://pzhproekt.ru/projects/proekt-aps-i-avtomatizacii-apt-skladanefteproduktov/> (дата обращения 1.10.2013).
24. URL: <http://pzhproekt.ru/projects/proekt-pozharnej-signalizaciya-mazutnogo-rezervuara/> (дата обращения 1.10.2013).
25. ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы /Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Информационная технология. – М.: 1991, С. 3–15.
26. РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Требования к содержанию документов. С.1-29
27. ГОСТ 21.404-85. Обозначения условные приборов и средств автоматизации. С.1-9
28. ГОСТ 24.205-80. Требования к содержанию документов по информационному обеспечению. С. 1-4
29. ГОСТ ИСО 10303-1–99. Системы автоматизации производства и их интеграция. Представление данных об изделии и обмен этими данными. Часть 1. Общие представления и основополагающие принципы. С. 1-16
30. Четвериков В.В., Гордиевских В.В., Малышенко А.М., Воронин А.В., Галактионов Е.А., Громаков Е.И. Интегрированная система управления проектами научно-технического центра нефтяной компании «Роснефть». Известия Томского политехнического университета. Управление, вычислительная техника и информатика. Т. 311. – 2007 – № 5.–С. 40-46.

31. Четвериков В.В., Гордиевских В.В., Вороненков Д.В., Малышенко А.М., Громаков Е.И. Концептуальная семантика информационного портала проектной организации "Вестник Томского государственного университета. Управление, вычислительная техника и информатика". – 2008. – № 2 (3). – С. 61-70.
32. Кузенков В.З., Лиепиньш А.В., Напрюшкин А.А., Повалкович Н.А., Мурунтаев А.А. Управление проектами обустройства месторождений на основе системы инженерного документооборота в ОАО «ТомскНИПИнефть» Нефтяное хозяйство. –2010.– № 9.– С.1–5.
33. Кузенков В.З., Андреев А.С., Ахмеджанов М.Ю., Рымшин А.Н., Повалкович Н.А., Мурунтаев А.А. Комплексное проектирование объектов обустройства с применением трехмерных технологий. Новые методы, подходы, решения. Переход на уровень 4D Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 8. – С. 1–7.
34. Громаков Е.И., Александрова Т.В., Рудаченко А.В., Малышенко А.М. Техническое обслуживание и ремонт по состоянию оборудования с использованием карт Шухарта. Известия Томского политехнического университета т. 317, – 2010– № 5. – С. 112 – 117.
35. Гордиевских В.В., Кондратьев Н.А., Громаков Е.И., Малышенко А.М., Воронин А.В., Лиепиньш А.В. Планирование целей и индикаторов их достижения ОАО "ТомскНИПИнефть ВНК». URL: http://quality.eup.ru/MATERIALY15_tomsknipineft.htm/ (дата обращения 1.10.2013).
36. Гайдарова М.В., Громаков Е.И., Воронин А.В., Малышенко А.М. Настройка эффективного бизнеса сервисного центра на основе модельного описания бизнес-процессов, Известия Томского политехнического университета, Социально_экономические и гуманитарные науки т. 309 –2006. – №7. – С. 209 – 214.
37. Громаков Е.И., Александрова Т.В., Солдатов А.Н. Управление процессами. – Томск: ТМЛ-Пресс. 2012.– 270с.
38. Громаков Е.И., Александрова Т.В., Лиепиньш А.В., Малышенко А.М. Автоматизированный мониторинг ключевых показателей деятельности проектной организации. Известия Томского политехнического университета т. 321 – №5. 2012. С. 173-178.
39. Громаков Е.И. Проектирование интегрированных компьютерных систем управления. – Томск: Издательство ТПУ 2012. – 168с.

УКАЗАТЕЛЬ СОКРАЩЕНИЙ И ГЛОССАРИЙ

Термин	Определение
АРМ	– автоматизированное рабочее место – программно-технический комплекс АС, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида.
Архитектура	– набор значимых решений по поводу организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых компонуется система, вместе с их поведением, определяемым во взаимодействии между этими элементами; компоновка элементов в постепенно укрупняющиеся подсистемы, а также стиль структуры, который направляет эту организацию, элементы и их интерфейсы, взаимодействия и компоновку.
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическим процессом, человеко-машинный комплекс, обеспечивающий управление технологическими процессами на современных механизированных и автоматизированных промышленных предприятиях.
АСУ ПД	– автоматизированная система управления производственной деятельностью.
АС	– автоматизированная система (<i>в широком значении термина</i>), обеспечивающая различные (в т.ч. информационные, вычислительные и/или другие) потребности пользователей и поддерживающая единый порядок взаимодействия с пользователями, включая способы представления данных.
Атрибут	– любой признак/параметр, который служит для уточнения, идентификации, классификации, числовой характеристики или выражения состояния сущности.
БД	– база данных, организованная в соответствии с определенными правилами и поддерживаемая в памяти компьютера совокупность данных, характеризующая актуальное состояние предметной области и используемая для удовлетворения информационных потребностей пользователей.
БП	– бизнес-процесс, модель преобразования сущностей типа "вход-выход", понимаемая как выполнение приписываемой функции.
Интеграция	– интеграция (в системе или систем), повышение качественного уровня взаимосвязей между элементами системы, а также процесс создания из нескольких разнородных систем единой системы, с целью исключения (до технической необходимости минимума) функциональной и структурной избы-

	<p>точности и повышения общей эффективности функционирования.</p>
ИКСУ	<p>– интегрированная компьютерная система управления, совокупность двух или более взаимосвязанных АС, в которой функционирование одной из них зависит от результатов функционирования другой (других) так, что эту совокупность можно рассматривать как единую АС.</p>
Интерфейс	<p>– совокупность средств (программных, технических, информационных, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой.</p>
Информационное обеспечение	<p>– совокупность форм документов, классификаторов, нормативной базы и реализованных решений по объемам, размещению и формам существования информации, применяемой в автоматизированной системе при ее функционировании.</p>
КИС	<p>– корпоративная информационная система, предназначенная для автоматизации учёта и управления (см. ERP и MRP).</p>
Логистика	<p>– управление закупкой, снабжением, перевозками и хранением материалов, деталей и готового инвентаря (техники и проч.), а также управление соответствующими потоками информации.</p>
Межфункциональный, сквозной процесс	<p>– бизнес-процесс, полностью или частично включающий деятельность, выполняемую структурными подразделениями организации, имеющими различную функциональную и административную подчиненность.</p>
Профиль ИКСУ	<p>– подмножество и/или комбинации базовых стандартов информационных технологий, необходимые для реализации требуемых наборов функций (ГОСТ Р ИСО'МЭК ТО 10000-1-99).</p>
Сущность	<p>– реальный или представляемый объект, информация о котором должна сохраняться и быть доступна.</p>
Технологический процесс	<p>– последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ.</p>
SCADA (англ. Supervisory Control And Data Acquisition)	<p>– диспетчерское управление и сбор данных, инструментальная программа для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных.</p>
PDM (англ. Product Data Management)	<p>– система управления данными об изделии, обеспечивающая управление всей информацией об изделии. При этом в качестве изделий могут рассматриваться различные сложные технические объекты (корабли и автомобили, самолёты</p>

и ракеты, компьютерные сети и др.).

**ERP
(Enterprise
Resource
Planning)**

– планирование ресурсов предприятия, автоматизированная система, решающая основные задачи предприятия: эффективное управление сбытом и снабжением; контроль за финансовыми и материальными потоками; планирование выпуска продукции.

**MES (англ.
Manufacturing
Execution Sys-
tems)**

– исполнительные системы производства, автоматизированная система, решающая основные задачи производства: управление производственными и людскими ресурсами в рамках технологического процесса, управление качеством продукции, хранение исходных материалов и произведенной продукции по технологическим подразделениям, связь систем ERP и SCADA/DCS.

**CALS, (англ.
Continuous
Acquisition and
Life cycle
Support)**

– непрерывная информационная поддержка поставки и жизненного цикла продукции.

**PLM (англ.
Product
Lifecycle
Management)**

– технология управления жизненным циклом изделия, обеспечивающая управление всей информацией об изделии и связанных с ним процессах на протяжении всего его жизненного цикла, начиная с проектирования и производства до снятия с эксплуатации.

**CASE (англ.
Computer
Aided Systems
Engineering)**

– автоматизированное проектирование систем с использованием специальных пакетов инструментальных средств, т. н. САПР-технологии.

Учебное пособие

**Евгений Иванович Громаков
Андрей Вилнисович Лиепиньш**

**ИНТЕГРИРОВАННЕ КОМПЬЮТЕРНЫЕ СИСТЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И
УПРАВЛЕНИЯ**

Учебное пособие

Компьютерная верстка
Дизайн обложки

Подписано к печати г. Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Ризография. Гарнитура Times. Печ. л. .
Усл. печ. л. 18,75. Тираж 100 экз. Заказ №

Издательство ТПУ
634050, г. Томск, пр. Ленина 30,
Тел. 8-3822 56 35 35