

УДК 004

**АВТОМАТИЗАЦИЯ АБСОРБЦИОННОЙ УСТАНОВКИ ОСУШКИ ГАЗА
НА УКПГ № 9 УРЕНГОЙСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**AUTOMATION OF THE GAS OSUSHKA ABSORBING INSTALLATION
ON THE GPP № 9 OF THE URENGOY GAS-CONDENSATE FIELD**

Сиротин Денис Геннадиевич

начальник отдела главного механика.
Уренгойское газопромысловое управление
ООО «Газпром добыча Уренгой»

Алиев Владимир Кязимович

кандидат технических наук,
доцент кафедры машин и оборудования
нефтяных и газовых промыслов.
Армавирский механико-технологический
институт (филиал)
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы создания автоматизируемой системы управления технологическими процессами осушки газа Уренгойского газоконденсатного месторождения на абсорбционных установках осушки.

Ключевые слова: осушка газа, автоматизированная система управления, технологические процессы.

Sirotin Denis Gennadiyevich

Head of department of
the chief mechanical engineer.
Urengoy gas-field management of
JSC Gazprom dobycha Urengoy

Aliyev Vladimir Kyazimovich

Candidate of Technical Sciences,
associate professor of cars and equipment
of oil and gas fields.
Armavir mekhaniko-institute of
technology (branch)
Kuban State University of Technology

Annotation. In article questions of creation of the automated control system of technological processes of an osushka of gas of the Urengoy gas-condensate field on absorbing installations of an osushka are considered.

Keywords: gas osushka, automated control system, technological processes.

Основные задачи автоматизации

Процесс осушки газа на УКПГ № 9 Уренгойского газоконденсатного месторождения осуществляется на абсорбционных установках осушки.

В промышленных условиях абсорбционные установки осушки подвержены различным внешним воздействиям, что и вызывает необходимость управления ими. Основная задача управления состоит в обеспечении заданной степени осушки газа при минимальных энергетических и материальных затратах и соблюдении ограничений на технологические параметры процесса. Процесс осушки газа на газовом промысле осуществляют в шестнадцать параллельно работающих абсорберах, входы и выходы которых подключены к коллекторам. Опыт эксплуатации их показывает, что, несмотря на одинаковые конструктивные характеристики аппарата, их гидравлические сопротивления различны. Это приводит к неравномерной нагрузке аппаратов и уменьшению общей эффективности их работы. Поэтому задача автоматического управления заключается не только в поддержании требуемой точки росы осушенного газа, но и в обеспечении равномерного распределения потоков газа между абсорберами [3].

Для обеспечения надёжной осушки газа в переменном (по расходу газа) режиме необходимо поддерживать максимальный расход ДЭГ, постоянную его концентрацию, а также постоянную температуру контакта фаз (под максимальным понимается такой расход абсорбента, который при максимальной нагрузке аппарата по газу и постоянной концентрации гликоля обеспечивает заданную степень осушки газа). Такая система управления обеспечивает инвариантность влажности газа по отношению к его расходу.

Основными факторами технологического процесса являются:

- температура в абсорбере А-201;
- давления в абсорбере А-201;
- уровень насыщенного ДЭГа в абсорбере А-201;

- расход регенерированного ДЭГ в абсорбер А-201;
- температура регенерированного ДЭГ;
- температуры точки росы (влагосодержание) осушенного газа;
- регулирование уровня пластовой воды в абсорбере А-201.

Выход некоторых параметров за границы установленные технологическим регламентом может привести к возникновению аварийной ситуации (выходу из строя или разрушению технологических аппаратов). Опасные отклонения особенно важных параметров необходимо сигнализировать и предотвращать.

Назначение и цели создания автоматизируемой системы управления технологическими процессами

Создаваемая автоматизируемая система управления (АСУ) технологическими процессами (ТП) должна соответствовать ГОСТ 24.104-85 ЕСС АСУ «Автоматизированные системы управления. Общие требования» и ПБ 09-540-03 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».

АСУТП осушки газа предназначена для:

- сбора и обработки информации о состоянии технологических параметров, исполнительных механизмов и технологического оборудования;
- управления исполнительными механизмами в автоматическом режиме, а также организации человеко-машинного интерфейса для автоматизированного режима управления;
- ведения базы данных реального времени, а также архивации и хранения истории состояния объекта с требуемого момента времени;
- обнаружение, сигнализация и регистрация отклонений параметров от установленных границ;
- анализ срабатывания блокировок и защит;
- формирования предупредительных сигнализаций оперативному персоналу.

Целями создания системы являются:

- обеспечение режимов работы УКПГ на основе применения комплексных и оптимизационных алгоритмов, надёжной работы технологического оборудования;
- обеспечение бесперебойной подачи вырабатываемого продукта требуемого качества;
- обеспечение эффективной загрузки технологического оборудования;
- обеспечение локализации и оперативного управления в нештатных ситуациях;
- минимизация потерь при возникновении нештатных ситуаций;
- обеспечение высокой экологической безопасности производства.

Структура АСУТП должна соответствовать магистрально-модульному принципу построения с сетевой организацией обмена информацией между устройствами и иметь распределённое программное обеспечение и базу данных, доступную (с заданными ограничениями) всем абонентам промышленной сети.

Сетевая организация АСУТП должна обеспечить подключение системы к сети УКПГ, организованной на базе сети Ethernet.

АСУТП должна быть двухуровневой. Под двухуровневой системой понимается система, в которой все реализуемые задачи программно и аппаратно разделяются на два уровня. Нижний уровень реализует задачи непосредственного управления объектом. Верхний уровень реализует задачи интерфейса оператора. Связь между нижним и верхним уровнями должна осуществляться преимущественно кодовым способом посредством специализированных промышленных сетей большой производительности, обеспечивающих полный цикл обмена данными между компонентами в пределах одной секунды. Обмен информацией должен осуществляться автоматически.

АСУТП должна иметь возможность организации связи со смежными АСУ.

Распределенная система управления (PCY) и противоаварийная защита (ПАЗ) должны функционировать как независимые структуры, имеющие отдельные каналы получения информации и выход на исполнительные механизмы. Система ПАЗ должна строиться на автономно функционирующих средствах микропроцессорной техники и

обеспечивать гарантированную реализацию аварийной сигнализации и алгоритмов защитных блокировок технологических процессов в критических ситуациях.

АСУТП должна обеспечивать работу объекта автоматизации в круглосуточном режиме с количеством рабочих дней не менее 360. АСУТП должна быть ориентирована на работу в реальном времени, т.е. быть предсказуемой и обеспечивать выполнение всех функций точно в срок.

PCY и ПАЗ должны иметь программную и аппаратную диагностику исправности сетей, станций, модулей и блоков, входных и выходных электрических цепей. В PCY и ПАЗ должна быть предусмотрена возможность замены неисправных модулей и блоков в оперативном режиме.

АСУТП должна иметь гибкую структуру, быть наращиваемой, легко адаптироваться к изменениям характеристик технологических процессов во времени, обеспечивать модификацию алгоритмов решения задач и наборов, участвующих в них переменных, конфигурирование схем регулирования и управления, допускать расширение объёма информационных задач и задач управления. Кроме аппаратного резерва PCY и ПАЗ должны обладать временной и функциональной избыточностью (степень загруженности контроллеров, запас ёмкости памяти и свободных функциональных блоков и т.д.).

Для обеспечения нормального функционирования АСУТП и предотвращения несанкционированного вмешательства в ход технологического процесса должна быть предусмотрена защита информации от несанкционированного доступа. Защита должна быть обеспечена с помощью ключей и программных паролей. АСУТП должна автоматически вести учёт пользователей с регистрацией информации о начале и окончании работы, а также о действиях операторов-технологов в процессе работы. Эти данные должны быть защищены от возможного вмешательства и изменения после их регистрации.

Временный отказ технических средств или потеря электропитания не должны приводить к разрушению накопленной или усреднённой во времени информации.

Структура комплекса технических средств АСУТП

Система автоматизированного управления технологическими процессами осушки газа предназначена для контроля и управления технологическими процессами получения товарного газа.

АСУТП осушки газа имеет двухуровневую структуру с чётко выраженной иерархией уровней:

- верхний уровень – уровень оперативно-производственной службы (ОПС);
- нижний уровень – уровень систем автоматического управления (CAU) технологическим процессом УКПГ.

В АСУТП осушки газа реализуются следующие типы информационного взаимодействия между компонентами системы:

- между ОПС и управляющими процессорами I/A Series АСУТП УКПГ № 9;
- между управляющими процессорами и выносными УСО I/A Series.

Организация информационного взаимодействия между уровнем ОПС и управляющими процессорами CAU осуществляется посредством резервированной шины NodeBus.

Обмен данными между управляющими процессорами и модулями УСО осуществляется посредством резервированной шины Fieldbus.

Верхний уровень обеспечивает сбор и обработку данных, ведение технологической базы данных, дистанционное управление технологическим оборудованием, визуализацию состояния технологического оборудования, формирование и печать отчётных документов, связь с уровнем системы автоматического управления (CAU) технологическим процессом установки комплексной подготовки газа. Уровень ОПС реализован в операторских станциях на базе автоматизированных рабочих мест (АРМ) оперативно-технологического персонала и программного обеспечения системы I/A Series фирмы Foxboro.

В операторских станциях верхнего уровня сконфигурирован пользовательский интерфейс для взаимодействия оператора с системой. Технологическая информация, сообщения о нарушениях предупредительных и предаварийных границ для аналого-

вых параметров, изменениях состояний исполнительных механизмов, срабатывании противоаварийной защиты (ПАЗ), срабатывании дискретных сигнализаторов отображается на дисплее операторских станций.

Нижний уровень системы автоматизированного управления (САУ) включает специальные технические средства контроля и управления (ПЛК, модуль ввода/вывода, коммуникационные модули, агрегатную автоматику и т.п.), установленные в аппаратных (щитовых) соответствующих объектов.

Реализует в автоматическом режиме функции сбора, первичной обработки информации, управления исполнительными механизмами, технологическим оборудованием, контурами регулирования согласно алгоритмам управления. САУ технологическими процессами осушки газа строится на базе программно-технических средств системы I/A Series фирмы Foxboro. Топология САУ технологическими процессами осушки газа приведена на рисунке 1.

Каждая из подсистем САУ технологическими процессами осушки газа представляет собой распределённую структуру, и все эти подсистемы объединены общей технологической сетью Nodebus. Основные вычислительные мощности размещаются в аппаратных. Они представляют собой программируемые логические контроллеры на базе резервируемых (fault-tolerant) управляющих процессоров CP60FT. В аппаратных соответствующих позиций размещаются модули ввода/вывода, осуществляющие первичное преобразование полевых сигналов. Управляющий процессор CP60FT связан оптоволоконной резервированной шиной Fieldbus, а также резервированной шиной Fieldbus на коаксиальном кабеле с модулями ввода/вывода. Модули ввода/вывода монтируются на базовой плате. На каждой плате размещается до 8 модулей ввода/вывода. Базовые панели связаны друг с другом внутрисистемными кабелями. Каждый из модулей связан с терминальной панелью.

Структура САУ УКПГ № 9 приведена на рисунке 2.

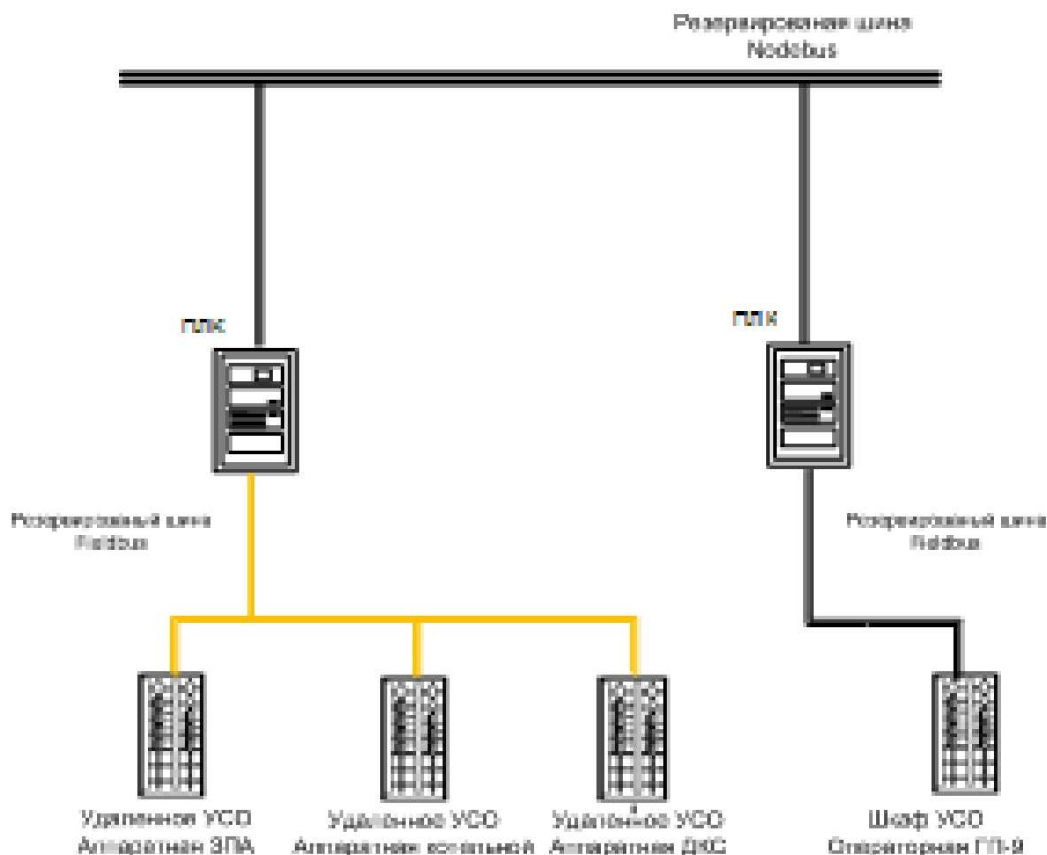


Рисунок 1 – Топология системы автоматизированного управления

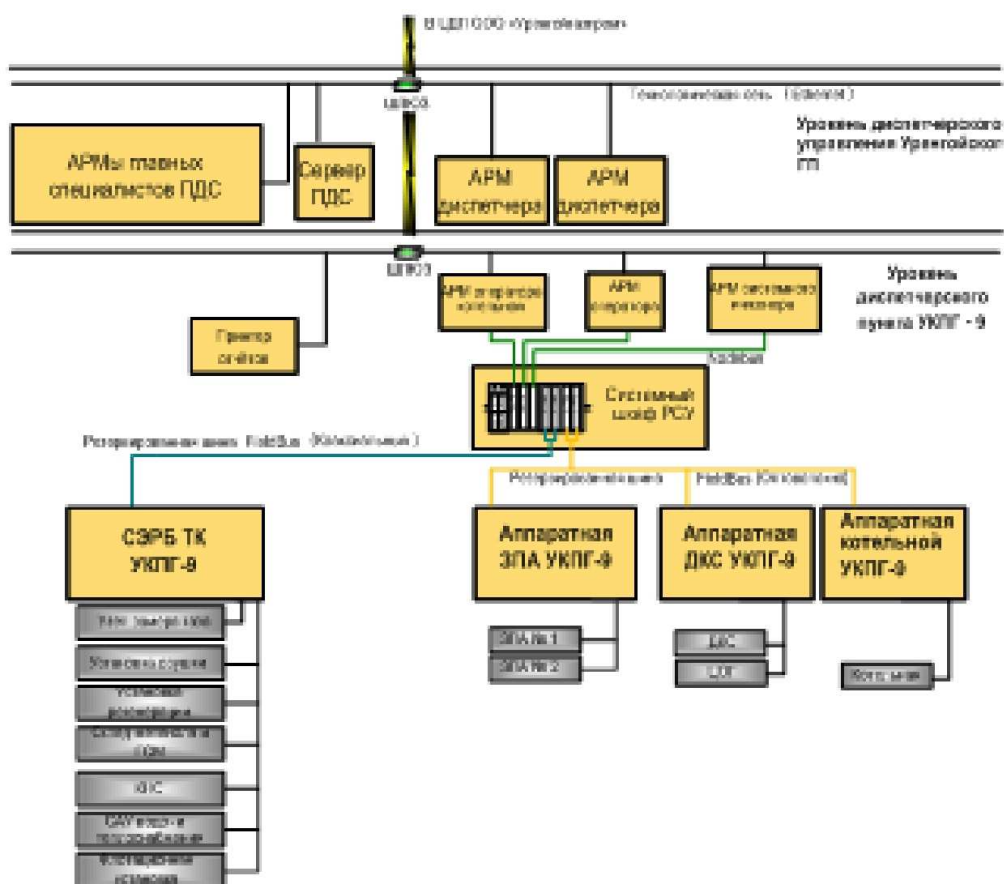


Рисунок 2 – Структура САУ УКПГ № 9

Управляющий процессор CP60FT представляет собой микропроцессорное устройство, состоящее из двух параллельно работающих модулей, каждый из которых независимо подсоединён к шинам Nodebus и Fieldbus. Каждый модуль управляющего процессора включает в себя:

- процессор AMD DX5 с тактовой частотой 133 МГц, который выполняет всю обработку данных;
- сопроцессор LAN 82596CA, управляющий передачей данных по сети Nodebus;
- процессор AMD 386, управляющий передачей данных по сети Fieldbus.

Два модуля управляющего процессора составляют резервированную пару и рассчитаны на обеспечение продолжительности работы управляющего процессора при практически любом аппаратном сбое одного из модулей пары. Оба модуля одновременно получают и обрабатывают информацию. При этом если информация на входах двух модулей различается, то на каждом модуле запускается самодиагностика, по результатам которой определяется неисправный модуль. После этого управление на себя берет исправный модуль, при этом не нарушается нормальная работа системы. Подключение управляющего процессора к полевой сети Fieldbus осуществляется при помощи резервируемого свитча Foxboro.

Управляющие процессора устанавливаются в каркасы для установки системных модулей (рис. 3). Каждый каркас содержит 4 резервируемых источника питания 30 В и поддерживает установку до 8 управляющих процессоров.

Как уже отмечалось, модули ввода/вывода устанавливаются на базовых платах. Базовые панели крепятся вертикально на DIN рейках, размещённых в шкафах, установленных в аппаратных технологических объектах. На каждой плате может устанавливаться до 8 модулей ввода/вывода. Любой модуль можно снять с базовой панели без демонтажа и разборки клеммников проводов от полевых приборов и внутренней проводки. Базовые панели могут образовывать группу, при этом они соединяются друг

с другом при помощи специальных кабелей (экранированная витая пара). Для связи с управляющим процессором на 0 (первой) базовой панели устанавливается модуль связи FCM10E, преобразующий сигналы 10Base2 в сигналы HDLC, воспринимаемые модулями ввода/вывода. Модули связи FCM10E подключаются непосредственно к резервированной сети Fieldbus, а модули связи FCM10Ef подключаются к резервированной сети Fieldbus с помощью свичей Foxboro.

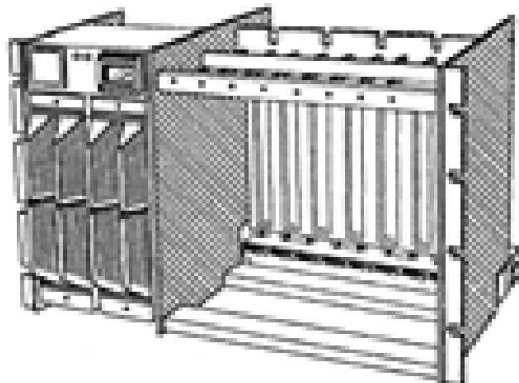


Рисунок 3 – Каркас для установки системных модулей

Используются следующие типы модулей ввода/вывода:

- аналоговый модуль ввода FBM201;
- дискретный модуль ввода FBM217;
- аналоговый модуль вывода FBM237;
- дискретный модуль вывода FBM242;
- модуль связи с MODBUS-устройствам FBM224;
- модуль связи по протоколу HART FBM214.

Модуль ввода/вывода FBM201 представляет собой модуль на 8 входных аналоговых сигналов типа 0...20 мА. Каждый канал имеет дифференциальный вход, благодаря которому разница напряжений между каналами не приводит к ошибкам измерения. Каналы гальванически изолированы от земли и электроники модуля, но не между собой. Для обеспечения высокой точности измерения модуль имеет мультиплексируемый преобразователь сигма-дельта, совместно используемый всеми входными каналами и обеспечивающий считывание входного сигнала каждые 100 мкс и конфигурируемый фильтр по среднему уровню сигнала для устранения помех.

Модуль ввода/вывода FBM217 представляет собой модуль на 32 входных дискретных канала. Различные клеммники модуля позволяют подключать входные дискретные сигналы 24VDC, 110VDC, 220VAC. Для подключения сигналов 24 VDC используется клеммник P0916PW.

Модуль аналогового вывода FBM237 имеет 8 изолированных и независимых каналов 0..20 мА постоянного тока.

Модуль ввода/вывода FBM242 представляет собой модуль на 16 выходных дискретных каналов с внешним источником питания. Различные клеммники модуля позволяют подключать выходные дискретные сигналы 24VDC, 110VDC, 220VAC. Для подключения сигналов 24VDC используется клеммник P0916JY, для сигналов 110VDC и 220VAC – клеммник P0916NG.

Модуль для связи с MODBUS устройствами FBM224 имеет 4 канала и используется для подключения САУ вспомогательных объектов УКПГ. Один модуль допускает подключение 64 устройств. К каждому каналу модуля устройства подключаются одним шлейфом. В обмене данными модуль является ведущим устройством, подключаемые контроллеры – ведомыми, режим передачи информации – RTU.

Информационное обеспечение системы управления

Информационное обеспечение АСУТП представляет собой совокупность всех информационных баз данных и наборов данных, используемых для реализации функций оперативного контроля и управления установкой осушки газа.

Информационное обеспечение включает в себя следующие типы данных:

- оперативную информацию, поступающую от технологического процесса и отображающую текущие значения переменных процесса (аналоговых, дискретных), параметры сигнализаций и текущее состояние исполнительных механизмов и оборудования;
- параметры алгоритмов управления и обработки данных, загружаемые в управляющие процессоры;
- информацию о ходе технологического процесса, накопленную за определённый период времени;
- резервные копии данных, архивы технологической информации;
- исходные данные для конфигурирования информационной базы данных: наименование сигнала, тип сигнала, описание сигнала, единица измерения, период опроса, аварийная сигнализация;
- конфигурации операторской и инженерной станций, определяющие состав и формы представления информации (информация, описывающая статику и динамику мнемосхем, наборы трендов, состав и формы отчётных документов, форматы вывода аварийных сигнализаций), содержимое и настройки баз данных и др.;
- отчётные документы (режимные листы, сменные и суточные рапорты и т.п.), генерируемые автоматически с использованием данных, хранящихся в различных базах данных системы управления.

Исходя из всех вышеперечисленных наборов данных и учитывая функциональное назначение каждого из них, выделяются следующие базы данных:

- база данных реального времени;
- историческая база данных;
- архивная база данных.

База данных реального времени является распределённой и находится в памяти управляющих процессоров, операторской и инженерной станций. Она используется для хранения оперативной информации о текущем состоянии технологического объекта.

Историческая база данных предназначена для накопления и хранения данных о ходе технологических процессов за определённый период времени. База данных содержит информацию по аналоговым и дискретным параметрам, получаемым из базы данных реального времени системы управления и в результате ручного ввода данных.

Архивная база данных включает в себя резервные копии конфигурационной информации (конфигурация контроллеров, АРМ) и исторические данные о ходе технологического процесса, накопленные за определённый период времени и перенесённые на средства долговременного хранения информации.

Резервные копии конфигурационной информации используются для восстановления в критических ситуациях, таких как разрушение жёсткого диска рабочей станции или замена контроллеров.

Архивная технологическая информация используется для сравнения и анализа хода технологических процессов за различные периоды времени. Архивная информация восстанавливается со сменных носителей, на которых она хранится, при помощи специальных утилит программного обеспечения операторских станций и средствами операционной системы. Хранение производится на компакт-дисках.

Структура программного обеспечения

Для конфигурирования и настройки АСУТП осушки газа используются стандартные программные пакеты I/A Series, которые работают в операционной среде Windows XP. Эти пакеты представляют исчерпывающий набор для создания проекта и содержат все необходимые программы и конфигурации для приложений, работающих под управлением системы I/A Series.

Программный пакет Fox CAE представляет собой Windows-совместимую систему, которая полностью автоматизирует процесс разработки баз данных для станций управления системы I/A Series, а также процесс загрузки баз в управляющие процессоры I/A Series.

Программный пакет ICC представляет собой Windows-совместимую систему, которая позволяет в реальном времени корректировать базу данных контроллера I/A Series.

Программное обеспечение AIMAT состоит из прикладных программ типа «клиент-сервер», которые позволяют получать информацию о технологическом процессе, как в реальном времени, так и архивную информацию (предысторию) от систем I/A Series и других распределённых систем управления для отображения и анализа на разнообразных рабочих станциях.

Программное обеспечение AIMAT включает в себя следующие прикладные программы и интерфейсы:

- AIM Data Link – интерактивная связь в реальном времени между приложениями Microsoft Windows и технологическим процессом. AIM Data Link позволяет:

- 1) интерактивно выбирать рабочие станции I/A Series в качестве источников данных;
- 2) просматривать имеющиеся источники данных;
- 3) задавать формат отображения данных;
- 4) отображать действительные данные на ПК;
- 5) вставлять данные в прикладные программы, функционирующие в среде Windows;
- 6) конфигурировать прикладную программу для обновления данных.

- AIM Explorer – это прикладная программа для построения трендов и выполнения анализа, которая позволяет отображать в виде диаграмм события периодических процессов из базы данных AIM Track и комплекта приложений Batch Suite системы I/A Series;

- AIM Historian – прикладная программа типа «клиент-сервер», которая позволяет собирать, хранить и архивировать данные от узлов системы I/A Series и других распределённых систем управления.

Для построения и отображения дисплеев используются следующие прикладные программы:

- Fox View – это интерфейс пользователя системы серии I/A, то есть интерфейс между оператором и технологическим процессом. С помощью Fox View можно вызывать другие прикладные программы, позволяющие:

- 1) реагировать на аварийные сигналы;
- 2) проверить систему и состояние станции;
- 3) выполнить диагностику в оперативном режиме;
- 4) собирать и анализировать данные;
- 5) устанавливать точки;
- 6) переходить из автоматического режима эксплуатации в ручной и изменять значения выходных сигналов;
- 7) осуществлять доступ в подробные дисплеи блоков Foxboro (и групповые дисплеи);
- 8) создавать оперативные тренды;
- 9) выдавать отчёты;

- Fox Draw – это графический редактор и конфигуратор дисплеев, используемый для создания и изменения графических дисплеев. С помощью палитр графических объектов можно легко включать такие сложные элементы, как насосы, резервуары, клапаны и символы ISA;

- Fox Panels – это программное обеспечение для настройки режимов отображения информации на панели функциональной клавиатуры с заранее сконфигурированными или созданными пользователем «горячими клавишами» сигнализаций и действий оператора, предназначенных для использования операторами производственного процесса. Оно включает как конфигуратор панелей оповещения, так и Администратор реального времени.

Описание системы ПА3

Система ПА3 предназначена для аварийной защиты технологического оборудования. Система ПА3 строится на базе программно-технического комплекса TRICON и интегрирована в систему I/A Series. Интеграция системы ПА3 осуществляется на основе станции Fox Guard Manager, который представляет собой коммуникационный модуль ACM4609, установленный в основное шасси. Подключение к сети Nodebus производится через интерфейс с резервированной сетью Nodebus – DNBI.

Система ПАЗ является распределённой и реализована на резервированных программируемых контроллерах и станциях ввода/вывода повышенной надёжности. Датчики и исполнительные механизмы, участвующие в аварийном останове, подключены непосредственно к системе ПАЗ. Система обеспечивает автоматизированный останов в аварийных и плановых ситуациях, а также сброс газа из технологического оборудования в случае необходимости. Система ПАЗ имеет пульт, устанавливаемый в операторской УКПГ № 9 и обеспечивающий возможность ручного запуска алгоритма аварийного останова, возврат подсистемы в исходное состояние, а также индикацию выполнения отдельных этапов алгоритма.

При запуске алгоритма аварийного останова обеспечивается блокировка любых действий, препятствующих его выполнению. Исполнительные механизмы аварийного останова дополнительно имеют ручной привод и указатели крайних положений, установленные непосредственно на самих механизмах, а также устройства для ввода этой информации в подсистему ПАЗ для сигнализации состояния исполнительных механизмов. Датчики, измеряющие и контролируемые технологические параметры, участвующие в алгоритмах аварийного останова, резервированы в соответствии с требованиями ПБ 09-540-03. Блокировки, защиты и аварийное управление, выполняемые ПАЗ, обеспечивают реализацию всех необходимых функций блокировок, защит и аварийного управления в автоматическом режиме.

Описание функциональной схемы автоматизации абсорбционной установки осушки газа

Для автоматизации управления установкой осушки газа применяют дистанционные измерительные устройства и элементы автоматики, которые позволяют получить быструю объективную информацию о работе абсорбера А-201, оперативно и точно установить заданный режим работы. Функциональная схема автоматизации абсорбционной установки осушки газа представлена на рисунке 4.

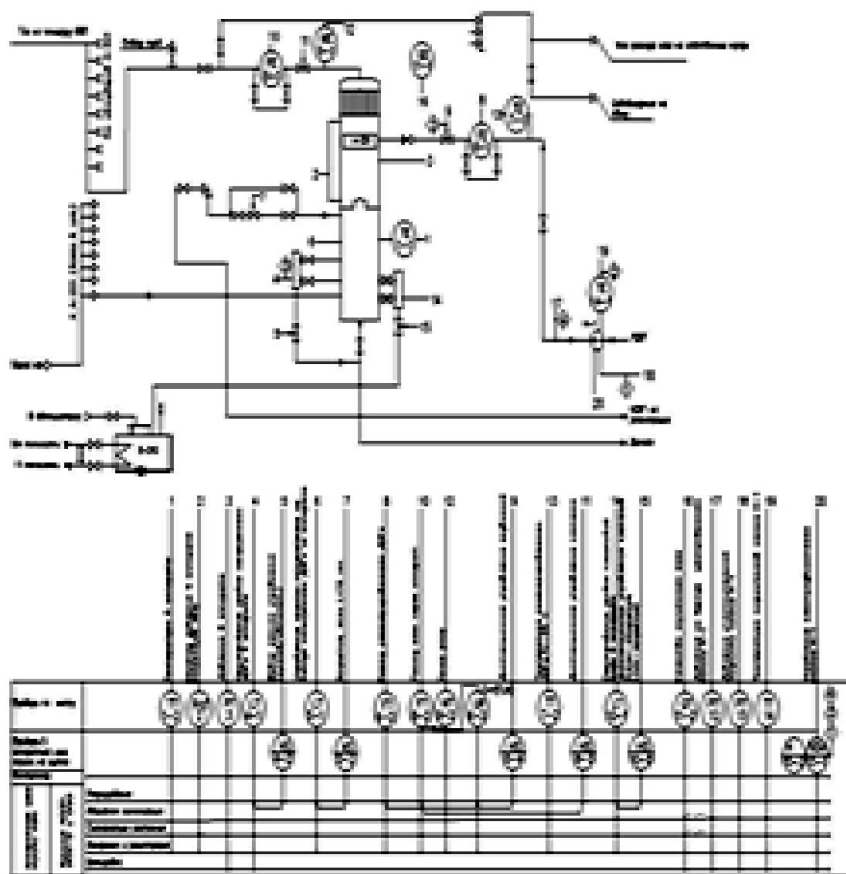


Рисунок 4 – Функциональная схема автоматизации абсорбционной установки осушки газа

Для контроля давления в абсорбере А-201 (позиция 3-1, 3-2) применяется датчик избыточного давления Метран 43-ДИ.

Расход регенерированного ДЭГ в абсорбер А-201 (позиция 6-1, 6-2) производится в зависимости от расхода газа через абсорбер А-201 (позиция 8-1) и его влагосодержания (позиция 9-1).

Изменение уровня насыщенного ДЭГ в абсорбере А-201 осуществляется при помощи задвижки с электроприводом по показаниям уровнемера Сапфир-22 Ду-Ех.

Измерение температуры в абсорбере А-201 (позиция 1-1, 1-2) осуществляется платиновым термометром сопротивления типа Метран-276.

Влагосодержание газа определяется анализатором точки росы КОНГ-Прима-10 (позиция 9-1, 9-2).

В цехе ведётся контроль загазованности, для этой цели установлен газоанализатор СТМ-10 (позиция 11-1, 11-2).

В таблице 1 представлен перечень используемых средств автоматизации и контроля.

Контрольно-измерительные приборы, применяемые в системе ПАЗ, имеют уставки сигнализации и блокировки, которые представлены в таблице 2.

Таблица 1 – Спецификация средств автоматизации

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1, 7, 14	Термометр сопротивления платиновый типа Метран-276	3	1ExdIICT4
2	Датчик разности давлений типа Метран-100-ДД	1	1ExdIIBT4
3, 12, 13	Датчик избыточного давления типа Метран-43-ДУ	3	1ExnLIICT4
4-1, 5-1	Уровнемер типа Сапфир-22-ДУ	2	1ExdIICT4
9	Анализатор точки росы типа КОНГ-Прима-10	1	1ExdIIAT5
11	Газоанализатор СТМ-10	1	1ExnLIICT4
6-1, 8-1	Устройство сужающее быстросъёмное	2	
6-2, 8-2	Датчик перепада давления типа Сапфир-22МП-ДД	2	1ExdIICT6
15	Пускатель магнитный	1	
4-2, 5-2, 6-4, 8-3, 10-3	Орган управления клапаном	5	

Таблица 2 – Значения уставок сигнализации и блокировок КИП

№ сценария защиты	№ позиции	Условия срабатывания	Действия защиты
1	13	Давление уплотнительной жидкости насоса выше уставки 40 кгс/м ²	Остановка насоса Н-1
2	14	Температура подшипников насоса выше уставки 50 °С	Остановка насоса Н-1
3	4-1	Уровень насыщенного ДЭГ в аппарате выше уставки 400 мм	Закрытие задвижки
4	12	Давление на выходе центробежного насоса выше уставки 60 кгс/м ²	Остановка насоса Н-1

Приборы и средства автоматизации абсорбционной установки осушки газа

Датчик избыточного давления Метран-43-ДУ

Данные преобразователи предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами. Обеспечивают непрерывное преобразование в унифицированный токовый и/или цифровой на базе HART-протокола выходной сигнал дистанционной передачи.

Устройство датчика Метран-43-ДУ представлено на рисунке 5.

Измерительный блок датчика состоит из корпуса (1), рычажного тензопреобразователя (2), разделительной мембраны (3), жёсткого центра со штоком (4), электронного преобразователя (5), штуцера (6).

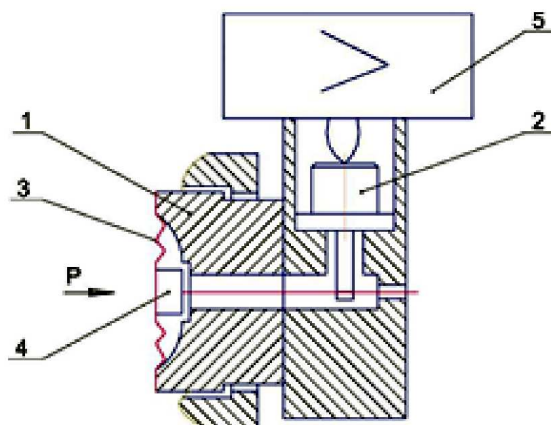


Рисунок 5 – Устройство датчика Метран-43-ДУ:

1 – корпус; 2 – тензопреобразователь; 3 – разделительная мембрана; 4 – жёсткий центр; 5 – электронный преобразователь; 6 – штуцер

Измеряемое давление воздействует на мембрану (3) и концентрируется на жёстком центре. Усилие, возникшее на жёстком центре, через шток (4) передаётся на рычаг тензопреобразователя (2). Перемещение рычага вызывает деформацию измерительной мембраны тензопреобразователя. На измерительной мембране размещены тензорезисторы. Тензорезисторы соединены в мостовую схему. Деформация измерительной мембраны вызывает изменение сопротивления тензорезисторов и разбаланс мостовой схемы. Электрический сигнал, образующийся при разбалансе мостовой схемы, подаётся в электронный преобразователь (5). Электронный преобразователь преобразует электрический сигнал от тензопреобразователя в стандартный токовый выходной сигнал [6].

Основные технические характеристики датчика представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики датчика избыточного давления Метран-43-ДУ

Название параметра	Диапазон
Измеряемые среды	жидкости (в т.ч. нефтепродукты), пар, газ
Диапазоны измеряемых давлений, МПа	0,04–100
Абсолютная погрешность измерений, %	± 0,1
Межповерочный интервал, год	3

Преобразователи расхода типа Метран-100-ДД 1xd11BT4

Для измерения расхода газа и РДЭГ используется сужающее устройство (диафрагма) в комплекте с преобразователем Метран-100-ДД. Метран-100-ДД предназначен для работы в системах автоматического контроля, регулирования, управление технологическими процессами со взрывоопасными условиями производства и обеспечивает непрерывное преобразование значения измеряемого параметра – разности давления жидких и газообразных сред в унифицированный токовый выходной сигнал дистанционной передачи.

Преобразователь имеет стандартный входной сигнал (4..20 мА) постоянного тока. Вид взрывозащиты для датчиков Метран-100-ДД – «взрывонепроницаемая оболочка». Они имеют маркировку 1xd11BT4 и могут применяться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.

Технические характеристики:

- пределы изменения токовых выходных сигналов (0.5 мА), (0..20 мА), (4..20 мА) постоянного тока;
- электрическое питание датчиков осуществляется от источника постоянного тока напряжением – 36 В;
- потребляемая мощность датчика не более 1,2 Вт;
- средний срок службы – 10 лет;
- наработка датчика на отказ не менее 100 тыс. часов;

- плотность контролируемой жидкости 400–2000 кг/м³;
- верхний предел измерения – 25 кПа;
- предельно-допустимое рабочее избыточное давление контролируемой жидкости – 40 МПа;
- температура окружающей среды, °С (от минус 30 до + 50), (от + 5 до + 50);
- температура измеряемой среды, °С (от + 2 до + 100), (от + 2 до + 80);
- измеряемая среда газообразная, жидкая [6].

Буйковый уровнемер Сапфир-22-Ду-Ех

Принцип действия буйкового уровнемера основан на определении уровня по выталкивающей силе, действующей на погружённый в рабочую среду буюк. Цилиндрический буюк (1) является чувствительным элементом буйковых уровнемеров. Буюк располагается в вертикальном положении и должен быть частично погружён в жидкость.

На рисунке 6 приведена измерительная схема буйкового уровнемера.

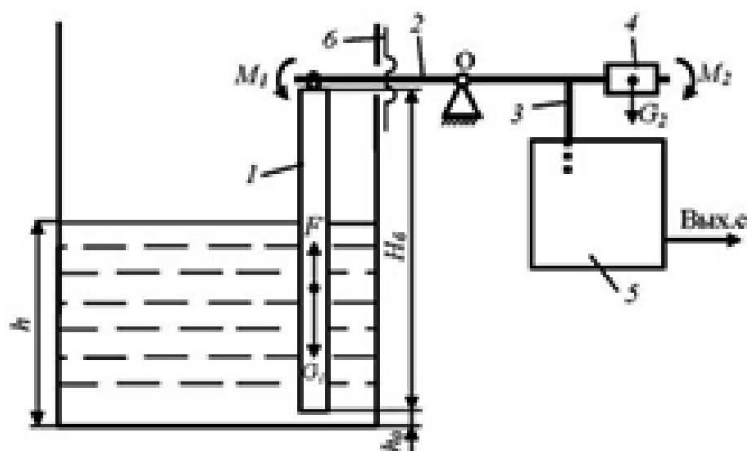


Рисунок 6 – Измерительная схема буйкового уровнемера:

1 – буюк; 2 – штанга; 3 – рычаг; 4 – противовес;
5 – преобразователь; 6 – уплотнительная мембрана

Когда уровень жидкости в ёмкости меньше или равен начальному уровню h_0 (зона нечувствительности уровнемера), измерительная штанга (2), на которую подвешен буюк (1), находится в равновесии. В итоге момент M_1 , создаваемый весом буйка G_1 , уравновешивается моментом M_2 , создаваемым противовесом (4).

Если уровень контролируемой среды становится выше h_0 (например, h), то часть буйка длиной $(h - h_0)$ погружается в жидкость, поэтому вес буйка уменьшается на некоторую величину. Следовательно, уменьшается и момент M_1 , создаваемый буюком на штанге (2). Так как момент M_2 становится больше момента M_1 , штанга поворачивается вокруг точки (O) по часовой стрелке и перемещает рычаг (3) измерительного преобразователя (5).

Движение измерительной системы происходит до тех пор, пока сумма моментов всех сил, действующих на рычаг (2), не станет равной нулю.

Уплотнительная мембрана (6) служит для герметизации технологической ёмкости при установке в ней чувствительного элемента.

Преобразователи Сапфир-22-Ду предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами (в том числе с взрывоопасными условиями производства) и обеспечивают непрерывное преобразование значения измеряемого параметра уровня жидкости или уровня границы раздела жидких фаз как нейтральных, так и агрессивных сред в стандартный токовый выходной сигнал дистанционной передачи.

Технические характеристики прибора приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики буйкового уровнемера Сапфир-22-Ду

Название параметра	Диапазон
Диапазон измерения, м	до 10
Предельно допускаемое рабочее избыточное давление, МПа	2,5–20,0
Абсолютная погрешность измерений, %	± 0,5–1,0
Выходной сигнал	4..20 мА постоянного тока

Термометр сопротивления платиновый типа Метран-276-Ех

Термометр сопротивления платиновый (ТСР) Метран-276-Ех может применяться во взрывоопасных зонах, в которых возможно образование взрывоопасных смесей газов, паров, горючих жидкостей с воздухом категорий IIA, IIB и IIC, групп T1–T6 по ГОСТ Р 51330.11-99 [6].

Предназначен для измерения температуры нейтральных и агрессивных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионноустойчивым.

Чувствительный элемент первичного преобразователя и встроенный в головку датчика измерительный преобразователь преобразуют измеряемую температуру в унифицированный выходной сигнал постоянного тока, что даёт возможность построения АСУТП без применения дополнительных нормирующих преобразователей.

Преобразователи состоят из корпуса, внутри которого расположен электронный блок с микропроцессором, обеспечивающий аналого-цифровое и цифро-аналоговое преобразование и обработку результатов преобразования.

Принцип работы термопреобразователей сопротивления основан на зависимости электрического сопротивления металлов от температуры. Чувствительный элемент термопреобразователя – катушка из тонкой платиновой проволоки на каркасе из изоляционного материала, заключённая в защитную гильзу (арматуру).

Подключения термопреобразователей (термометров) сопротивления к вторичным приборам (измерителям-регуляторам температуры) осуществляется медным проводом по четырёхпроводной схеме, которая позволяет уменьшить погрешность измерения, возникающую при изменении сопротивления проводов (например, при изменении их температуры).

Основные технические характеристики представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики термометра сопротивления платинового типа Метран-276-Ех

Название параметра	Диапазон
Диапазон измерения, °С	минус 200 ... + 850
Минимальный интервал измерения, °С	10
Входной диапазон, °С	минус 200 ... + 850
АЦП, % от интервала измерений	± 0,14
ЦАП, % от интервала измерений	± 0,02

Анализатор точек росы интерференционный КОНГ-Прима-10 1Exds11AT5

Анализатор КОНГ-Прима-10 применяется для измерения точки росы по влаге и углеводородам в природном газе, воздухе и в других газах.

В интерференционном анализаторе точек росы КОНГ-Прима-10 реализован конденсационный принцип измерения с регистрацией процессов конденсации оптическим методом.

Сущность метода заключается в измерении температуры, до которой необходимо охладить прилегающий к охлаждаемой поверхности слой влажного газа для того, чтобы довести его до состояния насыщения при рабочем давлении.

Метод определения точки росы, используемый в анализаторе, соответствует ГОСТ 20060-83 и ГОСТ 20061-84 [7].

Анализатор применяется:

- для контроля точки росы влаги и углеводородов на газоизмерительных станциях, на станциях подземного хранения и осушки природного газа, на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях и т.д.;
- для поверки гигрометров и генераторов влажного газа.

Анализатор обладает стойкостью к технологическим примесям природного газа.

При этом достоверность показаний анализатора сохраняется при следующих концентрациях паров технологических примесей:

- метанол – 1000 мг/м³;
- диэтиленгликоль (ДЭГ) – 1 мг/м³;
- триэтиленгликоль (ТЭГ) – 1,5 мг/м³.

Технические характеристики прибора приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики анализатора точек росы КОНГ-Прима-10

Название параметра	Диапазон
Диапазон измерения температуры точки росы, °С	по влаге: минус 30 ... + 30
	по углеводородам: минус 30 ... + 30
Длительность цикла измерения точки росы, мин.	от 10 до 30
Пределы абсолютной погрешности при измерении точки росы	по влаге: ± 0,5 °С, ± 1 °С
	по углеводородам: ± 1 °С

Сигнализация загазованности

Сигнализатор предназначен для автоматического непрерывного контроля до взрывоопасных концентраций многокомпонентных воздушных смесей горючих газов и паров.

Сигнализатор состоит из блока сигнализации и питания и выносных датчиков или блоков датчика. Газоанализаторы состоят из датчиков или блоков датчика и блока сигнализации и питания. Датчики расположены по месту, блок сигнализации на щите. Прибор выдаёт в линию связи три вида сигнала: «Неисправность прибора», «20 % НКПРП», «50 % НКПРП» [8].

Принцип работы сигнализатора СТМ-10 – термохимический – основан на измерении теплового эффекта от окисления горючих газов и паров на каталитически активном элементе датчика, дальнейшем преобразовании полученного сигнала в модуле МИП и выдачи сигнала о достижении сигнальной концентрации.

При прохождении газовой смеси на поверхности катализатора возникает горение, и выделяющееся тепло приводит к повышению температуры катализатора. Вызванное этим увеличение сопротивления платиновой катушки регистрируется мостовой схемой. При малых концентрациях изменение сопротивления находится в прямой зависимости от концентрации газа в окружающей среде.

Принципиальная схема прибора СТМ-10 приведена на рисунке 7.

Технические характеристики прибора приведены в таблице 7.

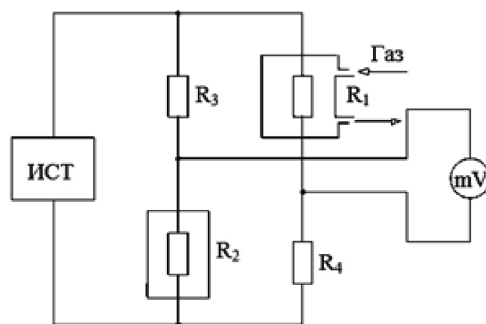


Рисунок 7 – Принципиальная схема прибора СТМ-10

Таблица 7 – Характеристика СТМ-10

Характеристика	Значение
Выходной сигнал	токовый 4..20 мА
Диапазон измерения НКПРП, %	0–50
Диапазон сигнальных концентраций НКПРП, %	5–50
Основная абсолютная погрешность, %	5
Время срабатывания сигнализации не более, с	10

Литература:

1. Официальный сайт ООО «Газпром добыча Уренгой» [Электронный ресурс]. – URL : <http://www.ugp.ru>
2. Ананенков А.Г. АСУ ТП промыслов газоконденсатного месторождения Крайнего Севера / А.Г. Ананенков, Г.П. Ставкин, Э.Г. Талыбов. – М. : ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 232 с.
3. Волчкевич Л.И. Автоматизация производственных процессов / Л.И. Волчкевич. – М. : Машиностроение, 2005. – 380 с.
4. Горев С.М. Автоматизация производственных процессов нефтяной и газовой промышленности / С.М. Горев. – КамчатГТУ, 2003. – Часть 1. – 121 с.
5. Андреев Е.Б. Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа : учебное пособие / Е.Б. Андреев, А.И. Ключников. – М. : ООО «Недра – Бизнесцентр», 2008. – 399 с.
6. Датчики серии Метран [Электронный ресурс]. – URL : <http://www.metran.ru>
7. Анализатор точки росы интерференционный «КОНГ-Прима-10» [Электронный ресурс]. – URL : <http://www.npovympel.ru>
8. Сигнализатор стационарный горючих газов СТМ-10 [Электронный ресурс]. – URL : <http://www.analitpribors.ru>
9. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ 08-624-03 [Электронный ресурс]. – URL : <http://www.complexdoc.ru>
10. «Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний» ГОСТ 12.1.011-78* [Электронный ресурс]. – URL : <http://www.fireman.ru>
11. Бирюкова В.В. Методические рекомендации по экономическому обоснованию дипломных проектов : учебное пособие / В.В. Бирюкова. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2008. – 30 с.

References:

1. Official site of JSC Gazprom dobycha Urengoy [An electronic resource]. – URL : <http://www.ugp.ru>
2. Ananenkov A.G. Industrial control system of crafts of a gas-condensate field of Far North / A.G. Ananenkov, G.P. Stavkin, E.G. Talybov. – M. : JSC Nedra-Biznesstsentr, 2000. – 232 p.
3. Volchkevich L.I. Automation of productions / L.I. Volchkevich. – M. : Mechanical engineering, 2005. – 380 p.
4. Gorev S.M. Automation of productions of the oil and gas industry / S.M. Gorev. – KamchatGTU, 2003. – Part 1. – 121 p.
5. Andreyev E.B. Automation of technological processes of production and preparation of oil and gas : manual / E.B. Andreyev, A.I. Klyuchnikov. – M. : JSC Nedra-Biznesstsentr, 2008. – 399 p.
6. Series sensors Metran [An electronic resource]. – URL : <http://www.metran.ru>
7. The dew-point analyzer interferential «KONG - the Prima – 10» [An electronic resource]. – URL : <http://www.npovympel.ru>
8. Signaling device stationary STM-10 combustible gases [An electronic resource]. – URL : <http://www.analitpribors.ru>
9. «Safety rules for the oil and gas industry» of PB 08-624-03 [An electronic resource]. – URL : <http://www.complexdoc.ru>
10. «Mixes explosive. Classification and test methods» GOST 12.1.011-78* [Electronic resource]. – URL : <http://www.fireman.ru>
11. Biryukova V.V. Methodical recommendations about economic justification of degree projects : manual / V.V. Biryukova. – Ufa : Publishing house of UGNTU, 2008. – 30 p.