

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Институт повышения квалификации
и переподготовки

Кафедра «Нефтегазоразработка и гидронефтематика»

АВТОМАТИЗАЦИЯ И АСУ ТРАНСПОРТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

ПОСОБИЕ

**для слушателей специальности
переподготовки 1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт,
хранение и реализация нефтегазопродуктов»
заочной формы обучения**

Гомель 2023

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73
А22

*Рекомендовано кафедрой «Нефтегазоразработка
и гидроневмоавтоматика» ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 11 от 08.11.2022 г.)*

Составитель *Т. В. Атвиновская*

Рецензент: начальник отдела обучения работников нефтяного блока УПК РУП
«ПО «Белоруснефть» *С. В. Козырева*

А22 **Автоматизация и АСУ** транспортного предприятия : пособие для слушателей специальности переподготовки 1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение и реализация нефтегазопродуктов» заоч. формы обучения / сост. Т. В. Атвиновская. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2023. – 64 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Изложены основные сведения об автоматизации в нефтяной и газовой промышленности.
Для слушателей специальности переподготовки 1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение и реализация нефтегазопродуктов» заочной формы обучения ИПКиП.

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2023

Введение

Автоматика – это отрасль науки и техники, охватывающая теорию и принципы построения средств и систем управления производственными процессами. Автоматика – является основой автоматизации. Слово автоматика греческого происхождения и означает «самодействие».

Автоматизацией называют этап развития машинного производства, характеризуемый освобождением человека от непосредственного выполнения функций управления производственными процессами и передачей этих функций техническим устройствам.

Автоматизированная система управления – это совокупность математических методов, технических средств, их программного обеспечения и организационных комплексов, обеспечивающих управление и контроль параметров работы объектов

Под *управлением производственным процессом* понимают такое воздействие на него, которое обеспечивает оптимальный или заданный режим работы. Управляемый производственный процесс называют *объектом управления*. Совокупность технических устройств, используемых для управления, и производственного персонала, принимающего в нем непосредственное участие, образует совместно с объектом управления *систему управления*.

Процесс управления складывается из следующих основных функций, выполняемых системой управления:

1. Получение измерительной информации о состоянии производственного процесса как объекта управления.
2. Переработка полученной информации и принятие решения о необходимом воздействии на объект для достижения целей управления.
3. Реализация принятого решения, т. е. непосредственное воздействие на производственный процесс.

Технические устройства, которые применяются в системах управления для автоматизации этих функций, называются *техническими средствами автоматизации*. Средства, предназначенные для получения информации о состоянии объекта управления, называются *средствами измерений*.

В нефтегазовой промышленности чаще всего приходится измерять значения следующих технологических параметров: давления, расхода, температуры, уровня, плотности.

В зависимости от степени участия человека – оператора в управлении различают следующие системы:

1. Ручного дистанционного управления, в которых функции переработки измерительной информации, определения необходимых управляющих воздействий и их реализации (с помощью средств дистанционного управления) выполняет человек.

2. Автоматизированные, в которых человек выполняет только часть функций системы управления.

3. Автоматические, в которых процесс управления протекает без непосредственного участия человека.

Среди автоматических систем наиболее распространены *автоматические системы регулирования*, которые предназначены для поддержания заданных значений технологических параметров, характеризующих состояние производственного процесса как объекта регулирования. С появлением новых технических средств автоматизации в виде управляющих вычислительных машин в практику автоматизации производственных процессов вошел принципиально новый тип систем управления – *автоматизированные системы управления технологическими процессами* (АСУ ТП).

Под автоматизацией производственных процессов нефтяных и газовых промыслов следует понимать применение приборов, приспособлений и машин, обеспечивающих бурение, добычу, промысловый сбор, подготовку и передачу нефти и газа с промысла потребителю без непосредственного участия человека, лишь под его контролем. Автоматизация производственных процессов является высшей формой развития техники добычи нефти и газа, предусматривающая применение передовой технологии, высокопроизводительного и надежного оборудования.

Первые попытки автоматизации нефтяных промыслов относятся к 1951–1952 гг., когда на нефтяных промыслах Орджоникидзенефти (Азербайджанская ССР) была смонтирована система автоматизации и диспетчеризации нефтяных скважин. Однако из-за несовершенства автоматики, сложности аппаратуры дистанционного контроля и управления а также малой надежности линий связи, испытание системы не дало положительных результатов.

В 1968 г. были утверждены основные положения по

обустройству и автоматизации нефтедобывающих предприятий, определены сроки разработки и изготовления новых средств автоматики и автоматизированного блочного технологического оборудования, утвержден план комплексной автоматизации новых и уже действующих нефтедобывающих предприятий. При этом в качестве базовой была принята однотрубная технология сбора нефти и газа.

Внедрение автоматизированных систем управления технологическими процессами бурения скважин, добычи, подготовки и переработки нефти и газа обеспечивает повышение оперативности управления системой нефтегазового снабжения и объектами нефтяной и газовой промышленности, улучшение качества продукции, значительное повышение производительности труда.

Современные нефтегазодобывающие предприятия представляют собой сложные комплексы технологических объектов, рассредоточенных на больших площадях, размеры которых достигают десятков и сотен квадратных километров. Технологические объекты (групповые скважины измерительные установки, сепарационные установки, сборные пункты, установки комплексной подготовки нефти и газа, резервуарные парки) связаны между собой через продуктивный пласт и поток продукции, циркулирующей по технологическим коммуникациям. Добыча нефти и газа производится круглосуточно, в любую погоду, поэтому для нормального функционирования нефтегазодобывающего предприятия необходимо обеспечить надежную работу автоматизированного оборудования, дистанционный контроль за работой технологических объектов и их состоянием.

Неотъемлемой частью любой автоматизированной системы управления технологическим процессом являются устройства связи с объектом, назначение которых заключается в сопряжении датчиковой аппаратуры, исполнительных механизмов контролируемого объекта и технологического процесса с вычислительными средствами системы.

В последние 10-15 лет на предприятиях нефтяной и газовой промышленности происходят значительные изменения. О том, что технологические процессы в нефтегазовой отрасли не могут быть реализованы без автоматизации, известно всем и давно. Действительно, нужно измерять, контролировать основные технологические параметры процессов, следить за их отклонениями. Нужно иметь возможность дистанционно (из диспетчерского пункта)

включать и отключать отдельные агрегаты, открывать и закрывать задвижки; обеспечивать режимы работы установок путём поддержания наиболее важных параметров на заранее рассчитанных значениях.

Реализация этих и многих других функций систем автоматизации значительно видоизменилась в результате бурного внедрения в промышленности микропроцессоров, персональных компьютеров и прикладного программного обеспечения.

Удешевление микропроцессорных устройств и расширение их функций сделало возможным построение так называемых «интеллектуальных датчиков», которые вычисляют значения косвенных параметров на основе прямых измерений по запрограммированным формулам, показывают значения измеряемых параметров на жидкокристаллических индикаторах, преобразуют измеряемый параметр в стандартный унифицированный сигнал для его передачи по каналам связи. Появились новые средства измерительной техники, такие как ультразвуковые, электромагнитные и кориолисовы расходомеры, радарные и ультразвуковые уровнемеры и т.п.

Существенным этапом в развитии систем автоматизации стало появление программируемых логических контроллеров (ПЛК). И если назначение первых ПЛК сводилось, в основном, к реализации функций «включить-отключить» на основе логических выражений, то в дальнейшем в ПЛК появились модули автоматического регулирования, реализующие стандартные законы регулирования. С учётом расширяющихся возможностей программирования современных ПЛК и так называемых «управляющих процессов» стало возможным создание сложных многоконтурных систем управления, теория которых была известна давно, но техническая реализация не вызывала энтузиазма из-за отсутствия технических средств.

Естественно, при появлении новой техники возникли трудности с её освоением. Нужно было суметь «запрограммировать» ПЛК в соответствии с разработанными алгоритмами. Решение было найдено в разработке специальных методов программирования, понятных широкой массе специалистов по автоматизации.

При всём многообразии новых технических средств автоматизации оператор по добыче нефти и газа наиболее тесно взаимодействует с современными пультами (панелями, станциями)

управления, на мониторах которых отображаются мнемосхемы технологических процессов с указанием значений наиболее важных технологических параметров и сопровождением системами сигнализации, блокировок и защит. Создают такие экранные формы с помощью специальных программ пакетов операторского интерфейса. Каждый такой пакет состоит из двух частей: среды разработки, с помощью которой специалисты по автоматизации создают систему управления, и среды исполнения, в которой работает оператор по добыче нефти и газа. Оператор имеет возможность вмешиваться в ход технологического процесса в рамках своей ответственности в соответствии с действующими регламентами и инструкциями.

Аварийное значение параметра – значение параметра состояние технологического оборудования или параметра режима работы нефтепровода, которое характеризует возможность возникновения аварийной ситуации.

Аварийное событие - факт регистрации аварийного значения контролируемого параметра или аварийного состояния объекта, требующие выполнения алгоритма автоматической защиты.

Автоматическая защита – управляющая функция автоматизированной системы, сформированная без участия оператора, цель выполнения которой состоит в том, чтобы предотвращать переход технологического объекта управления (технологического процесса) в состояние, характеризующееся повышенным риском опасности, или снижать потери от перехода в такое состояние.

Автоматическое включение резерва – управляющая функция автоматизированной системы, сформированная без участия оператора, обеспечивающая поддержание показателей технологического процесса (состояния системы) в пределах нормативных значений за счет автоматической: включения резервного агрегата.

Автоматическое повторное включение – управляющая функция автоматизированной системы, сформированная без участия оператора, обеспечивающая автоматическое повторное включение отключенных (при кратковременном понижении или исчезновении напряжения) электроприводов агрегатов вспомогательных систем после восстановления в течение установленного времени нормативных значений параметров питающего напряжения.

Автоматическое управление – управляющее воздействие, сформированное без участия оператора в соответствии с проектным алгоритмом работы системы; управления.

Автономное поддержание заданного режима – обеспечение средствами автоматики режима функционирования технологического объекта и его защит без внешних управляющих воздействий.

Агрегатная защита – функция системы автоматизации, реализующая технологию автоматического отключения агрегата и воздействие на технологически связанное с ним оборудование при возникновении аварийного события данного агрегата.

Блок ручного управления – комплекс программно-технических средств, обеспечивающих ручное дистанционное управление оборудованием автономную световую и звуковую сигнализацию, приведение контролируемого объекта в безопасное состояние при отказе основной схемы контроля управления.

Блокировка управления – функция системы автоматизации, запрещающая выполнение команд управления оборудованием при наличии соответствующие условий.

Быстродействие исполнительного механизма – полное время перемещения исполнительного механизма между крайними положениями.

Верхний уровень системы автоматизации – комплекс программно-технических средств, предназначенный для приема и отображения (визуализации) информации о состоянии объекта, технологического процесса формирования команд оперативного управления, архивирования информации о событиях, формирования базы данных.

Визуальная сигнализация – система визуальных сигналов, а также устройств для их отображения (мониторы АРМ).

Время отклика датчика (постоянная времени) – промежуток времени от момента скачкообразного изменения значения измеряемого физического параметра на входе датчика до момента установления выходного сигнала датчика, соответствующего 63,2 % величины произведённого изменения.

Выдержка времени срабатывания защиты - интервал времени от момента достижения контролируемым параметром аварийного (предельного) значение до момента начала выполнения автоматических защитных действий при условии, что в течение этого времени параметр сохраняет аварийное (предельное) значение.

Длительность времени при контроле исполнения команды - установленные интервал времени от момента подачи команды, в течение которого производится автоматический контроль признаков исполнения команды.

Деблокировка защиты - снятие блокировки управления оборудованием, вызванной срабатыванием защиты после ликвидации условий ее возникновения.

Дистанционное управление - управляющее воздействие, сформированное с применением систем и средств автоматики или телемеханики.

Измерительный преобразователь - техническое средство с нормативными метрологическими характеристиками, служащее для преобразование измеряемой величины в другую величину или измерительный сигнал, удобный для обработки, хранения, дальнейших преобразований, индикации ИЛИ передачи.

Квитирование сигнала (сообщения) – процедура подтверждения операторов диспетчером) факта восприятия сообщения, сигнализации или запроса сформированного системой автоматизации (системой диспетчерского контроля).

Контроль технологического процесса – сбор информации, проверка соответствия характеристик, режимов и других показателей технологического процесса установленным требованиям (нормативам) и формирование сигнализации при их несоответствии.

Максимальное рабочее давление насосного агрегата – давление, развиваемое агрегатом при нулевой производительности.

Местное управление (управление по месту) – управляющее воздействие, сформированное с применением пультов управления, кнопок, размещенных в непосредственной близости от технологического оборудования.

Метрологический отказ средства измерений – выход метрологические характеристики средства измерений за установленные пределы.

Неноминальный режим работы насоса – установившийся режим работы насоса вне предпочтительного интервала подач.

Номинальный режим работы насоса – установившийся режим работы насоса в предпочтительном интервале подач внутри рабочего интервала.

Нестационарный режим работы насоса – неустановившийся режим работы насоса после запуска. В нестационарном режиме магистральный насос работает первые 300 секунд после пуска.

Общестанционная защита – функция системы автоматизации, реализующая технологию автоматической защиты оборудования

НПС, РП, СИКН, линейные части МН при возникновении аварийного события.

Оперативное сообщение – информационное сообщение, формируемое системой автоматизации (системой диспетчерского контроля и управления) в режиме реального времени на экране АРМ, содержащее информацию с зарегистрированным в СА событием и времени его регистрации.

Предельное значение параметра – значение контролируемого параметра, предшествующее аварийному. Действия системы автоматизации при достижении предельного значения направлены на предупреждение достижения контролируемым параметром аварийного значения.

Система автоматического регулирования давления – комплекс программно-технических средств, предназначенных для автоматического регулирования давления на входе и выходе НПС в соответствии с заданием.

Система обнаружения утечек – комплекс программно-технических средств, предназначенный для контроля герметичности линейной части.

Стационарный режим работы насоса – установившийся режим работы насоса. В стационарный режим работы магистральный насос переходит через 300 секунд после пуска.

1 Основные виды систем автоматизации, их функции

Автоматизацией производственного процесса (АПП) называют такую организацию этого процесса, при которой его технологические операции осуществляются автоматически с помощью специальных технических устройств без непосредственного участия человека.

АПП предполагает контроль за производственным процессом, его регулирование и управление им, а также сигнализацию об отклонениях от номинальных режимов, блокировку и защиту процесса от аварийных режимов (рисунок 1.1).

Контроль — это установление соответствия между состоянием (свойством) объекта контроля и заданной нормой, определяющей качественно различные формы его состояния. В САК (рисунок 1.2, а) объект контроля ОК находится под воздействием ряда влияющих ве-

личин ВВ, которые вызывают отклонение выходной величины $X_{\text{ВЫХ}}$ от заданного значения. Оператор О постоянно контролирует состояние объекта, получая информацию о нем с помощью датчика Д и вторичного прибора ВП, и при необходимости осуществляет управление им в ручном режиме.



Рисунок 1.1 — Основные функции систем автоматизации

Регулирование — это поддержание постоянным значения некоторой заданной величины, характеризующей процесс, или изменение его по заданному закону, осуществляемое с помощью изменения состояния объекта регулирования ОР или действующих на него возмущений и воздействия на регулирующий орган объекта. В системах автоматического регулирования (САР) этот процесс происходит автоматически с помощью специального устройства, которое называется *автоматическим регулятором АР* (рисунок 1.2, б). Он постоянно сравнивает текущее значение Y регулируемой величины $X_{\text{ВЫХ}}$ с заданным $Y_{\text{зад}}$ (т. н. уставкой) и при наличии рассогласования вырабатывает регулирующее воздействие Z , реализуемое исполнительным механизмом ИМ. Человек в эту систему непосредственно вмешаться не может, возможно только косвенное участие посредством изменения уставки.

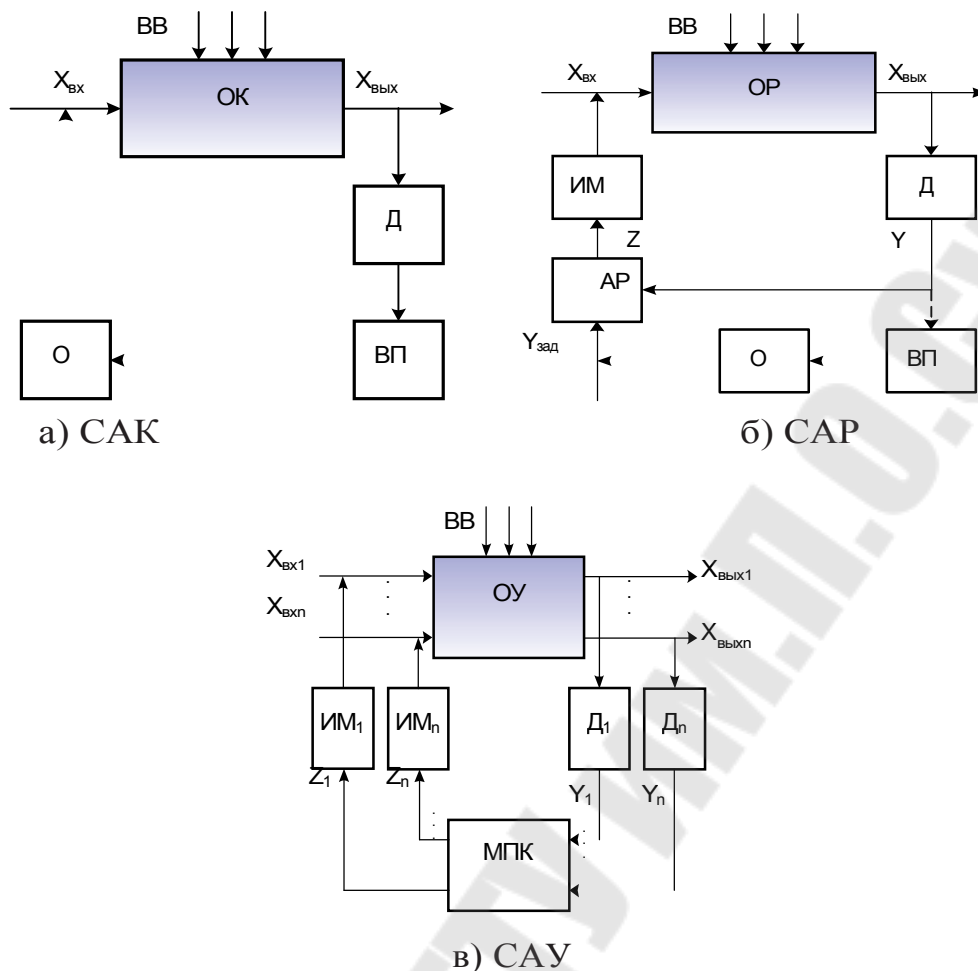


Рисунок 1.2 — Функциональные схемы САК, САР и САУ

Управление — это осуществление совокупности воздействий, выбранных из множества возможных на основании определенной информации и направленных на поддержание или улучшение функционирования управляемого объекта в соответствии с целью управления. Микропроцессорный контроллер *МПК* (рисунок 1.2, в) осуществляет автоматическое управление, анализируя всю доступную информацию $Y_1 — Y_n$ об объекте управления *ОУ* и выбирая из множества возможных регулирующих воздействий $Z_1 — Z_n$ то, которое соответствует запрограммированному в него *критерию управления*.

Сигнализация — это какое-либо извещение обслуживающего персонала (звуковое, световое) о состоянии технологического объекта, т. е. о достижении определенных значений контролируемых параметров (чаще всего максимальных или минимальных). Например, для сигнализации уровня жидкости в емкости используются две сигнальные лампочки, которые загораются, если уровень достигает

нижнего или верхнего предельного значения.

Аварийная защита — система защиты контролируемого процесса от нежелательного развития событий, которое может привести к аварии. Например, на резервуарах обязательно устанавливаются сигнализаторы уровня, настроенные на один или два предельных значения уровня: только верхний аварийный или верхний предупредительный и верхний аварийный. При срабатывании сигнализатора автоматически закрывается приемная задвижка, и поступление жидкости в резервуар прекращается.

Блокировка — предотвращение технологически недопустимых действий оперативного персонала, обеспечение заданной последовательности отключения основного и вспомогательного технологического оборудования, технологической взаимозависимости отдельных механизмов и аппаратов. Например, пуск насоса разрешен только при работающей маслосистеме, подающей масло к подшипникам насосного агрегата. Поэтому, если маслосистема не включилась, происходит блокировка пусковой кнопки.

Блокировка необходима также для реализации принципа *Fool Proof* (защита от дурака), позволяющего избежать опасных последствий от неправильных действий персонала. Например, в емкости происходит смешивание двух жидкостей — воды и кислоты. Подача жидкостей в емкость по соображениям безопасности должна производиться в определенной последовательности: вначале емкость заполняется водой, затем к ней добавляется кислота, т. е. вначале открывается кран А, и через некоторый промежуток времени — кран Б. Если же оператор по ошибке начнет открывать кран Б, то сработает блокировка этого крана.

Современные АСУ ТП можно разделить на три уровня — нижний, средний и верхний (рисунок 1.3). Данные, собранные нижестоящим уровнем, поступают на вышестоящий, т. е. реализуется классическая схема управления: восходящий поток данных и нисходящий поток команд.

На *нижнем уровне* располагаются датчики, исполнительные механизмы, вторичные преобразователи и приборы. Они собирают информацию об объекте автоматизации и преобразуют физические свойства (температуру, давление и т. д.) в нормированные электрические или цифровые сигналы.

Основными техническими средствами *среднего уровня* являются программируемые логические контроллеры с модулями ввода/вывода.

На этом уровне по программе, содержащейся в контроллере, реализуется локальная обработка входных сигналов, выдача управляющих команд на исполнительные механизмы, а также выполняются функции автоматического ведения режимов блокировок и защит.

Верхний (супервизорный) уровень находится в помещении операторной и оснащен высоконадежным персональным компьютером в промышленном исполнении. Компьютер служит для визуализации всех контролируемых и управляемых параметров, оперативного управления технологическим процессом, автоматического ведения архивов, формирования отчетов.

Как правило, все перечисленные функции осуществляются с помощью так называемых **SCADA-систем** (*Supervisory Control And Data Acquisition*) — систем диспетчерского управления и сбора данных. SCADA-системы позволяют создавать мнемосхемы, отображающие ход технологического процесса на мониторе оператора. При этом возможно представление графиков (трендов) измеряемых величин, получение сообщений о неисправностях и авариях, ввод в систему управления команд оператора и т. д.

Обмен между контроллером и операторской станцией осуществляется по промышленной сети (тип интерфейса и протокол определяются используемым контроллером).

Таким образом, от этапа к этапу меняются не только используемые технические средства, но и функции человека (оператора/диспетчера), призванного обеспечить регламентное функционирование технологического процесса.

Задачи, решаемые человеком, становятся более масштабными, а возможность непосредственного вмешательства в технологический процесс, наоборот, минимизируется.

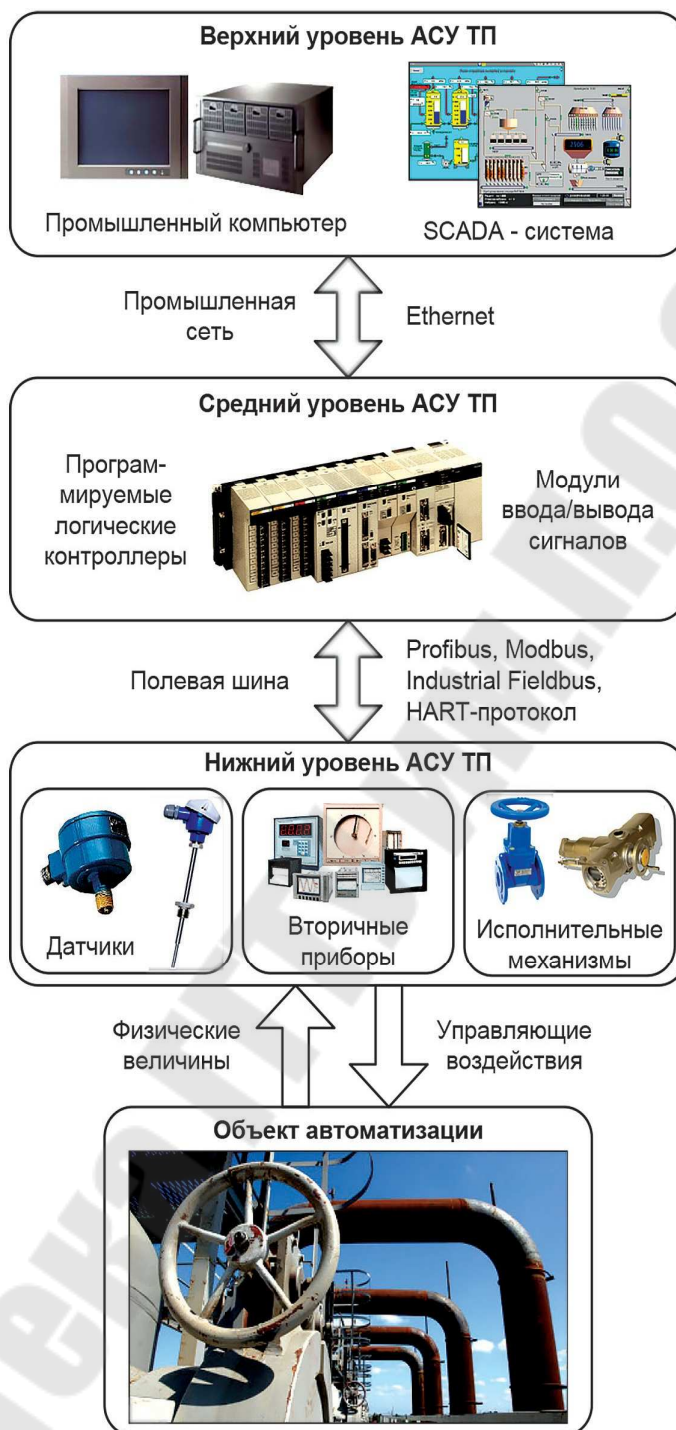


Рисунок 1.3 — Трехуровневая система автоматизации

В САК оператор получал информацию, условно, об одном параметре и воздействовал (точнее, имел возможность воздействовать) на один расположенный рядом с ним исполнительный механизм (рисунок 1.4). В САР его задача сводилась к изменению уставки автоматического регулятора; в САУ — к перепрограммированию контроллера в соответствии с новой задачей управления. Диспетчер в трехуровневой АСУ ТП получает полную информацию с монитора ЭВМ и воз-

действует на объекты, находящиеся от него на значительном расстоянии, с помощью телекоммуникационных систем, контроллеров, интеллектуальных исполнительных механизмов.



Рисунок 1.4 — Изменение роли человека в системах автоматизации

Таким образом, несмотря на все возрастающий объем автоматизации, главным действующим лицом в управлении технологическим процессом все равно остается человек.

2 Общая характеристика объектов нефтегазовой отрасли и программно-аппаратных средств их автоматизации

2.1 Объекты нефтегазовой отрасли

2.1.1 Состав объектов добычи и подготовки нефти и объемы автоматизации

Технология добычи и подготовки нефти включает ряд разнородных производственных процессов. Основные объекты промышленной технологии и их взаимодействие представлены на рисунке 2.1.

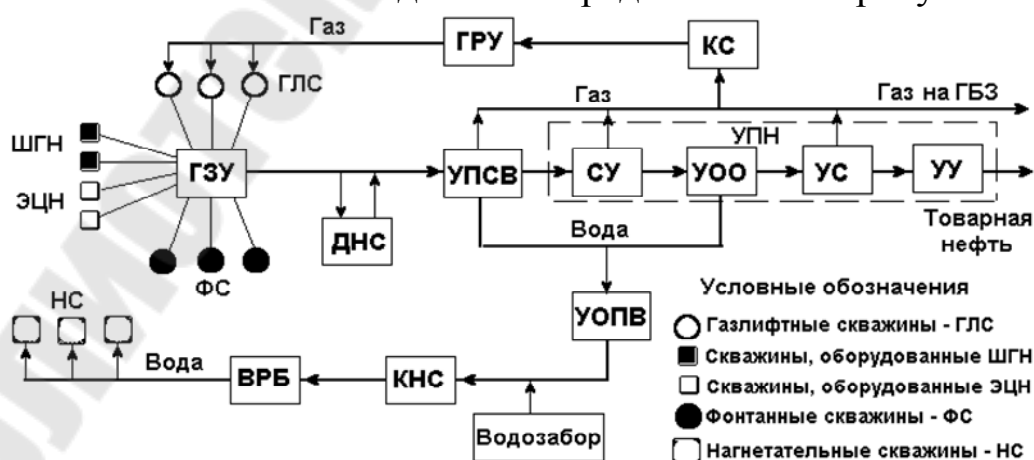


Рисунок 2.1 – Упрощенная структура объектов нефтегазодобычи

Поднятая на поверхность различными способами (фонтанный, газлифтный, насосный) нефть от скважин по скважинным коллекторам направляется на групповую замерную установку (ГЗУ). Скважины поочередно подключаются к замерной установке для определения их дебита по жидкой и газовой фазам.

После замера нефть попадает в промысловый коллектор. Чтобы ее «протолкнуть» до центрального пункта сбора (ЦПС) или установки подготовки нефти (УПН), используют дожимные насосные станции (ДНС). Здесь из нефти частично отделяют газ и воду (в сепараторах и отстойниках), а затем с помощью насосов транспортируют до ЦПС или УПН.

Установки предварительного сброса пластовых вод (УПСВ) могут включать в свой состав отстойники и технологические резервуары, где нефть отстаивается, и из нее частично выделяются вода и газ.

Частично обезвоженная нефть попадает на УПН, в состав которых включены сепарационные установки (СУ), предназначенные для дегазации нефти, установки обезвоживания и обессоливания (УОО), установки стабилизации (УС) для выделения из нефти легких углеводородных фракций. Метан/этан/пропан/бутановые фракции имеют достаточно низкую температуру кипения и могут быть потеряны в процессе транспорта нефти по магистральным нефтепроводам.

Подготовленная (товарная) нефть направляется в товарный парк (резервуары), откуда ее насосами через узлы коммерческого учета готовой продукции (УУ) подают в магистральный нефтепровод.

Пластовая вода, выделенная из нефтяной эмульсии на установках предварительного сброса вод, установках подготовки нефти, поступает на установку очистки пластовых вод (УОПВ), после чего ее снова закачивают в пласт через водораспределительные блоки (ВРБ) и нагнетательные скважины с помощью кустовой насосной станции (КНС) для улучшения притока нефти к забоям эксплуатационных скважин.

Газ, выделенный на технологических аппаратах УПСВ и УПН, направляется на газобензиновый завод (ГБЗ). Часть этого газа подается компрессорной станцией (КС) на газораспределительную установку (ГРУ), а затем - в затрубное пространство нефтяных скважин, эксплуатируемых газлифтным методом.

2.1.1.1 Способы добычи нефти

Различают следующие добывающие (эксплуатационные) скважины:

- **фонтанные** - нефть поднимается на поверхность под действием внутрислоевого давления;
- **насосные**:
 - оборудованные штанговыми глубинными насосами (ШГН);
 - оборудованные электроцентробежными насосами (ЭЦН);
 - **газлифтные** - нефть поднимается на поверхность закачиваемым в скважину газом.

•Фонтанный способ

Фонтанирование скважин обычно происходит на вновь открытых месторождениях нефти, когда запас пластовой энергии велик. Давление на забое скважин достаточно большое, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на преодоление трения при движении жидкости вверх. Фонтанирование жидкости облегчается содержащимися в ней пузырьками газа, так как разгазирование нефти начинается уже в скважине на определенных глубинах.

Плотность столба ГЖС (газожидкостная смесь) в фонтанных трубах меньше, чем при подъеме негазированной нефти. Соответственно, гидростатическое давление столба ГЖС меньше и для ее подъема потребуется меньшее забойное давление P_c .

Давление, при котором начинается разгазирование нефти, называется давлением насыщения – $P_{нас}$.

Фонтанирование возможно при $P_c > P_{нас}$ и при $P_c < P_{нас}$.

В зависимости от геологических характеристик и особенностей продуктивного пласта применяются различные конструкции скважин. Обязательными элементами являются направление (5–15 м), кондуктор (100–500 м) и обсадная (эксплуатационная) колонна (до продуктивного горизонта). Эта простая конструкция может быть использована при глубинах скважин до 2000 м.

По целому ряду причин часто применяют более сложные конструкции.

Для подвески НКТ (насосно-компрессорные трубы), направления продукции скважин в замерные устройства, регулирования работы скважины, ее кратковременного закрытия на ремонт на устье фон-

танной скважины устанавливается специальное оборудование – колонная головка, фонтанная арматура и манифольды.

Колонная головка предназначена для герметизации межтрубных пространств, подвески обсадных колонн и установки фонтанной арматуры.

Фонтанная арматура предназначена для направления продукции в выкидную линию на замерную установку, проведения технологических операций при эксплуатации и ремонте скважины, осуществления глубинных исследований, регулирования режима работы скважины.

Фонтанная арматура состоит из трубной головки (для подвеса фонтанных труб) и фонтанной елки. На выкидных линиях фонтанной арматуры устанавливаются штуцеры (регулируемые и нерегулируемые) для регулирования режима работы скважины.

Манифольд предназначен для обвязки фонтанной арматуры с трубопроводом. Применяются различные схемы обвязок в зависимости от местных условий и технологии эксплуатации.

•Эксплуатация скважин штанговыми глубинными насосами

Теоретическая суточная подача штангового плунжерного насоса определяется выражением $Q_T = 1440 \times F \times S \times n$, где:

Q_T - теоретическая суточная подача;

F – площадь сечения плунжера насоса;

S – действительный ход плунжера;

n – число ходов плунжера в минуту.

Действительная подача Q_D как правило меньше теоретической и определяется коэффициентом подачи η , ($\eta \geq 0,6-0,65$):

$$\eta = \frac{Q_D}{Q_T}.$$

На коэффициент подачи влияют многие факторы, среди которых:

- влияние свободного газа - η_1 ;
- уменьшение полезного хода плунжера - η_2 (упругие деформации);
- уменьшение объема откачиваемой жидкости в результате ее охлаждения на поверхности и дегазации - η_3 ;
- утечки между цилиндром и плунжером, утечки в клапанах и т.п. – η_4 .

Таким образом, результирующий коэффициент подачи представляет

$$\eta = \eta_1 \times \eta_2 \times \eta_3 \times \eta_4$$

Штанговая насосная установка состоит из наземного и подземного оборудования. К подземному оборудованию относятся:

- штанговый насос с всасывающим и нагнетательным клапанами;
- насосные штанги и трубы.

Наземное оборудование представляет собой станок-качалку, основными элементами которого являются электродвигатель, редуктор, кривошип, шатун, балансиры, устьевая обвязка с сальником.

Нормальное функционирование глубинных штанговых насосных установок требует применения современных способов контроля работы как подземного, так и наземного оборудования и выявления различных неисправностей еще до наступления аварийных отказов ШГН.

Автоматизация скважины с ШГН должна предусматривать:

- автоматическое управление двигателем, приводящим в движение станок-качалку, в случае возникновения аварий;
- отключение этого двигателя посредством импульса, подаваемого электроконтактным манометром при авариях;
- самозапуск после перерыва в электроподаче двигателя станка качалки.

Можно выделить как минимум три группы неисправностей в работе ШГНУ:

- утечки жидкости из НКТ и клапанов — всасывающего и нагнетательного;
- механические неисправности, такие как высокая и низкая посадка плунжера, обрыв штанг, прихват плунжера и т. д.;
- проблемы, связанные с откачкой жидкости с газом, песком, парафином.

Исследование, диагностика и контроль работы ШГНУ производятся путем регистрации и расшифровки информации о техническом состоянии оборудования с помощью барографирования, динамометрирования и снятия ваттметрограмм.

Барографирование позволяет определить давление во всасывающем клапане и на выкиде насоса, перепад давления в клапанах, характер утечек и т. д. Давление регистрируется глубинным манометром, спускаемым на проволоке через затрубное пространство. Метод

барографирования достаточно сложен, трудоемок и не может быть применен для оперативного контроля за работой насосных установок.

Ваттметрограмма, примерный вид которой представлен на рисунке 2.2, представляет собой кривую потребляемой мощности электродвигателя станка-качалки.

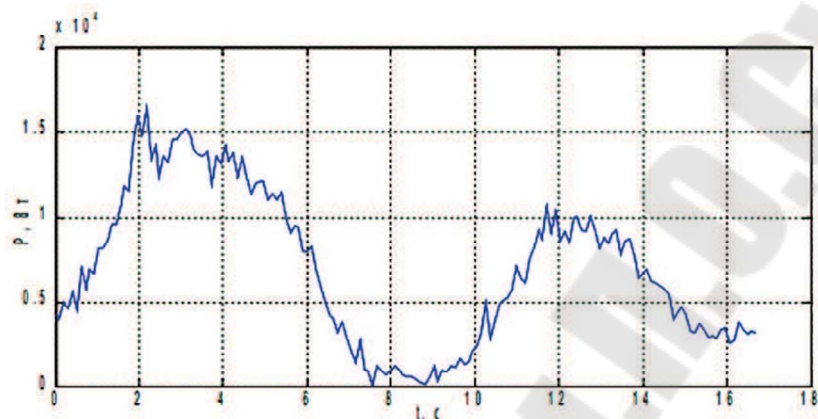


Рисунок 2.2 – Ваттметрограмма

Ваттметрирование позволяет получить информацию в основном о работе наземного оборудования, в то время как наиболее важно иметь представление о состоянии и режиме работы глубинного насоса и колонны штанг и труб. Ваттметрограмма отражает мощность, потребляемую двигателем из питающей сети, относительно времени. Достоинствами ваттметрирования являются: легкое в установке и обслуживании оборудование, так как необходима только установка измерительных трансформаторов тока и напряжения на фазах двигателя, а также возможность измерения потребляемой приводом электроэнергии и интеграция с автоматизированными системами технического и коммерческого учета электроэнергии. По ваттметрограмме можно определить степень уравновешенности и КПД ШГНУ, такие неисправности, как обрывы ремней и штанг, удары в звеньях приводного механизма.

Решить задачу определения состояния глубинного оборудования помогает метод *динамометрирования*, результатом которого является график зависимости усилия в точке подвеса штанг от перемещения этой точки, называемый *устьевая динамограмма*.

На практике применяются следующие понятия: теоретическая, практическая (замеренная, реальная) динамограмма. Простейшая *теоретическая динамограмма* нормальной работы насоса представлена на рисунке 2.3 и имеет форму параллелограмма. Она строится

для условия, когда насос исправен и герметичен, цилиндр заполнен несжимаемой жидкостью, погружение насоса под динамический уровень равно нулю, в насосной установке не возникают динамические нагрузки, коэффициент заполнения насоса равен единице.



Рисунок 2.3 — Теоретическая динамограмма

Точка А — начало хода устьевого штока вверх, АВ — восприятие нагрузки от веса жидкости после закрытия нагнетательного клапана. Отрезок бБ — потеря хода плунжера в результате удлинения штанг и сокращения труб, отрезок БВ соответствует ходу плунжера вверх. При обратном ходе штока линия ВГ отображает разгрузку штанг от веса жидкости. В интервале ГА (ход плунжера вниз) нагрузка Р равна весу штанг в жидкости, а при ходе вверх Р' — весу штанг и весу жидкости над плунжером.

Практическая устьевая динамограмма отражает реальное изменение нагрузки на полированный шток за полный цикл качания. Реальный график отличается от теоретического в основном из-за влияния сил инерции и колебательных процессов в колонне штанг. Вследствие влияния силы инерции динамограмма оказывается повернутой на некоторый угол по часовой стрелке, а продольные колебания в колонне штанг вызывают волнообразные изменения нагрузки на устьевой шток.

Динамометрирование позволяет получить свыше трех десятков различных параметров о состоянии глубинно-насосного оборудования без его подъема, поэтому получение динамограмм — обязательное требование всех нормативных документов, предъявляемых к автоматизированной системе управления промыслом. На рисунке 2.4

показана реальная динамограмма, которая соответствует случаю обрыва штанг.

Диагностика текущего режима работы ШГНУ в основном сводится к расшифровке вида (формы) устьевой динамограммы, который меняется в зависимости от особенностей откачиваемой жидкости, наличия неисправностей в работе глубинного оборудования и т. д.

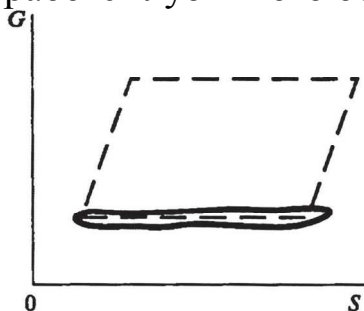


Рисунок 2.4 — Динамограмма при обрыве штанг

В общем случае ИИС управления скважинами, оборудованными ШГН, включает в себя:

- датчики технологических параметров оборудования и скважины;
- станцию управления с контроллером для сбора и обработки информации, полученной с датчиков;
- систему передачи данных, к которой относятся: аппаратура, физическая среда и программные протоколы канала передачи данных;
- сервер с установленным программным обеспечением опроса и обработки информации.

К элементам нижнего уровня относятся датчики технологических параметров оборудования и скважины:

- датчик усилия на полированный шток;
- датчик параметров движения штока;
- датчик давления на устье скважины;
- датчики электрических величин (ваттметрирования);
- датчики защиты.

Датчики защиты обеспечивают сигнализацию и упреждающее отключение питания электродвигателя в случае поломки элементов технологического оборудования. К ним относятся:

- датчик температуры подшипника балансира;
- датчик натяжения цепи;
- датчик уровня масла в редукторе (как рекомендация);

– датчик величины крена установки (как рекомендация).

•Эксплуатация скважин погружными электроцентробежными насосами (ЭЦН)

ЭЦН имеют неоспоримые преимущества перед штанговыми установками по двум причинам:

- перенос приводного электродвигателя на забой и ликвидация колонны штанг, что существенно повышает КПД системы;
- значительный диапазон рабочих подач (от нескольких десятков до нескольких сотен м³/сут) и напоров (от нескольких сотен до нескольких тысяч метров) при сравнительно высокой наработке установки на отказ.

Погружные электроцентробежные насосы – это многоступенчатые центробежные насосы с большим числом ступеней (несколько сот), приводимые во вращение погружным электродвигателем специальной конструкции. ЭЦН опускается в скважину под расчетный динамический уровень на 150 – 300 м. Установка включает следующие компоненты:

- маслозаполненный электродвигатель;
- гидрозащиту или протектор;
- приемную сетку насоса;
- многоступенчатый центробежный насос;
- бронированный электрокабель с крепежом к НКТ;
- устьевую арматуру;
- барабан для намотки кабеля;
- трансформатор;
- станцию управления.

Выпускаемые в настоящее время насосы рассчитаны на номинальные расходы от 10 до 1000 м³ сут. и напоры от 450 до 3000 м.

Состояние погружного оборудования и состояние скважины определяются целым рядом параметров. Такими параметрами являются ток электродвигателя, сопротивление изоляции кабеля и электродвигателя, температура электродвигателя, состояние насоса (включен/выключен), давление на приеме насоса, буферное давление и др.

Автоматизация скважины, которая оборудована погружным насосом с электроприводом, должна обеспечивать:

- автоматическое отключение электрического двигателя этого насоса в случае возникновения аварийной ситуации;

- запуск и остановку двигателя по команде, подаваемой с групповой установки;
- запуск и остановку электродвигателя в случае перерывов электроподдачи;
- самозапуск после возобновления подачи электричества;
- перекрывание выкидного коллектора в случаях повышения и резкого падения давления.

Схема автоматизации обеспечивает автоматическое управление электродвигателем погружного насоса при аварийных режимах, пуск и остановку по команде с групповой установки и индивидуальный самозапуск. Кроме того, обеспечивается защита выкидного коллектора при временном фонтанировании скважины. С помощью разгруженного отсекавателя перекрывается выкидной коллектор при превышении и резком искажении давления (вследствие аварии на трубопроводе).

•Газлифтная эксплуатация скважин

Газлифтную скважину можно рассматривать как фонтанную, в которой недостающий для необходимого разгазирования жидкости газ подводится с поверхности по специальному каналу. Два канала, необходимые для работы газлифтной скважины, создаются двумя рядами концентрично расположенных труб. Как правило, сжатый газ подается в межтрубное пространство, а образующаяся при этом газожидкостная смесь поднимается по внутреннему ряду труб. Диаметр внутренних труб достаточно мал и диктуется скоростью подъема ГЖС. Первый ряд труб обычно опускают до интервала перфорации, а второй ряд – под динамический уровень на глубину, соответствующую рабочему давлению газа (на устье скважины). Реальный уровень всегда устанавливается у башмака подъемных труб. Он не может быть выше или ниже башмака, так как либо газ не будет поступать в НКТ, либо жидкость.

Давление на забое газлифтной скважины достаточно просто определить по рабочему давлению газа на устье скважины (рабочее давление газа и давление у башмака НКТ практически равны, а глубины погружения труб известны).

Арматура, устанавливаемая на устье газлифтной скважины, аналогична фонтанной арматуре и имеет то же назначение: герметизация устья, подвеска подъемных труб и возможность осуществления различных операций по промывке скважины, по переключению направ-

ления закачивания газа и т.п. Часто используется фонтанная арматура, оставшаяся после фонтанного периода эксплуатации. В случае интенсивных отложений парафина арматура дополнительно оборудуется лубрикатором для ввода в скважину скребка.

Состояние газлифтной скважины определяется такими параметрами, как рабочее давление газа и его расход, дебит жидкости, буферное давление, динамический уровень, забойное давление и др.

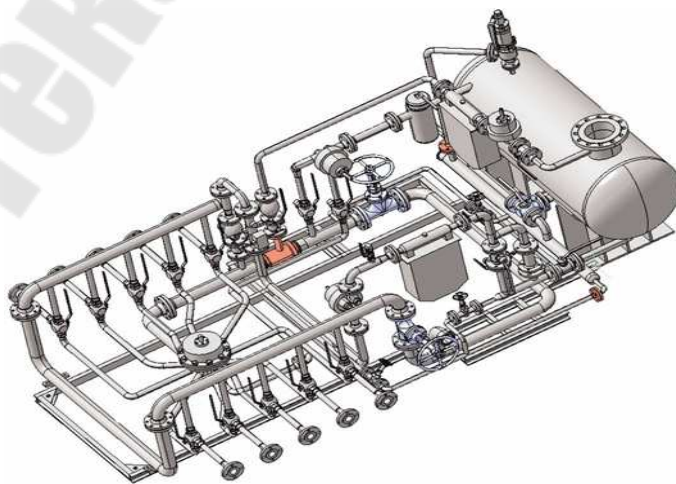
2.1.1.2 Групповые замерные установки (ГЗУ)

Использование автоматизированных замерно-сепарационных установок подразумевает:

- проведение автоматических замеров дебитов эксплуатируемых скважин (оперативный учет нефтепродуктов);
- обеспечение контроля за работой этих скважин;
- блокировку выпускных коллекторов в автоматическом режиме в случае возникновения аварийных ситуаций.

Наиболее часто для измерения дебита каждой скважины используют групповые замерные установки «Спутник» (рисунок 2.5), которые имеют различные модификации.

АГЗУ «Спутник» состоит из двух блоков: замерно-переключающего и блока местной автоматики (БМА), в котором автоматически регистрируется измеренный дебит скважин и скважины переключаются на замер. Продолжительность замера одной скважины определяется требованиями службы разработки в зависимости от конкретных условий, дебита скважин, способов добычи, состояния разработки месторождения и др. при помощи реле времени, установленного в БМА.



а) схема установки



б) внешний вид

Рисунок 2.5 — Технология работы АГЗУ «Спутник»

Процесс работы установок заключается в следующем: продукция скважин по выкидным линиям подается в многоходовой переключатель ПСМ, который действует как вручную, так и автоматически. Каждому положению этого переключателя соответствует подача на замер продукции одной скважины.

Продукция скважины, параметры которой измеряют, направляется в замерный сепаратор, состоящий из верхней и нижней емкостей. Продукция остальных скважин, минуя сепаратор, направляется в общий коллектор.

Нефть из верхней емкости сепаратора перетекает в нижнюю, здесь ее уровень повышается, и при определенном положении поплавка закрывается заслонка на газовой линии сепаратора. Давление в сепараторе повышается, и нефть начинает поступать через счетчик-расходомер и влагомер в общий коллектор. После этого уровень жидкости в нижней емкости сепаратора снижается, поплавок опускается, открывает заслонку на газовой линии, после чего процесс повторяется. Продолжительность этого цикла зависит от дебита скважины.

В блоке местной автоматики регистрируются накапливаемые объемы жидкости, прошедшей через счетчик-расходомер (СР). Следующая скважина включается на замер по команде с БМА с помощью гидропривода ПСМ.

Установка работает по определенной (заданной) программе, при этом каждая скважина поочередно включается на замер на определенное время. Счетчик-расходомер является одновременно сигнализатором подачи скважин. В установке предусмотрена возможность

измерения количества газа с помощью диафрагмы, установленной в газосепараторе.

Для измерения дебита скважины по жидкости могут использоваться турбинный расходомер TOP, объемный счетчик жидкости СКЖ, турбинный счетчик НОРД.

2.1.1.3 Дожимные насосные станции (ДНС)

Дожимная насосная станция представляет собой совокупность технологических объектов, выполняющих задачу доведения до требуемых величин значений давления и расхода нефти, поступающей с месторождения, для её дальнейшей транспортировки на пункты сбора и подготовки. Технологическими объектами ДНС являются сепараторы и газосепараторы для предварительного выделения газа из нефтяной эмульсии, насосные агрегаты для транспорта нефти, факельная установка, реагентное хозяйство, дренажно-канализационные емкости, запорная и регулирующая арматура, узлы учета газа и жидкости.

К автоматизации ДНС предъявляются следующие общие требования:

- обеспечение сигнализации о предельных приемных и выходных давлениях на станции;
- возможность сигнализации о наличии в насосном помещении загазованности;
- наличие автоматического управления вентиляцией;
- возможность отключения насосов в случае сильной загазованности;
- аварийная пожарная сигнализация;
- обеспечение сигнализации о параметрах загазованности на площадках объектов, расположенных на территории ДНС.

В систему автоматизации и управления ДНС входят следующие подсистемы: общестанционной автоматики, насосных агрегатов, вспомогательного оборудования и сооружений.

Функции подсистемы общестанционной автоматики представлены на рисунке 2.6.

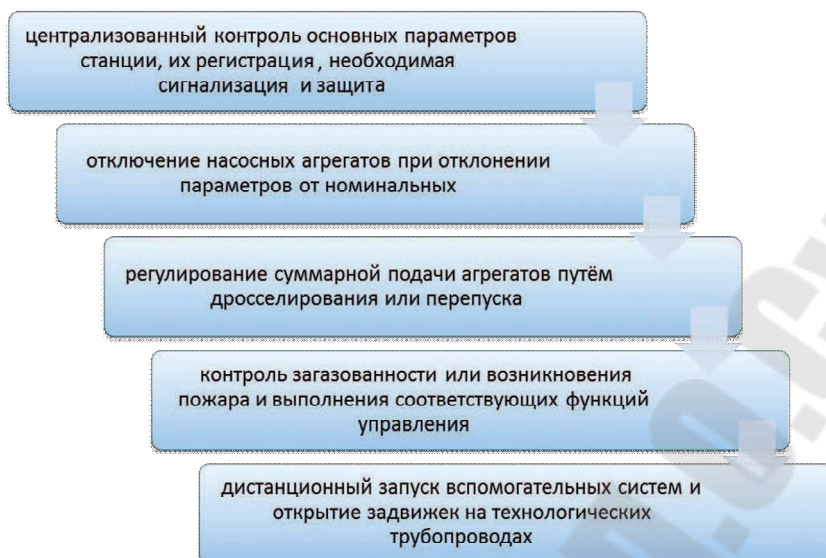


Рисунок 2.6 — Функции подсистемы общестанционной автоматики

Система автоматизации насосного агрегата обеспечивает защиту по следующим основным параметрам:

- температуре подшипников насоса и двигателя, корпуса насоса, воздуха на выходе электродвигателя;
- силе тока в обмотках электродвигателя;
- утечке перекачиваемой жидкости из уплотнений насоса;
- давлению масла на выходе в подшипниках;
- давлению охлаждающей воды на входе в электродвигатель;
- частоте вибрации насосного агрегата, замеряемой на подшипниках насоса и электродвигателя.

С помощью системы автоматизации осуществляется запуск и остановка агрегатов и контроль параметров работы насоса.

2.1.1.4 Установки подготовки нефти (УПН)

Состав технологического оборудования установок подготовки нефти к транспорту по магистральным нефтепроводам зависит от многих факторов и специфичен для каждого конкретного месторождения. К такому оборудованию можно отнести:

нагревательные печи;

- сепараторы;
- отстойники;
- электродегидраторы;
- концевые сепараторы;
- резервуарный парк;

- дренажные емкости;
 - установки ввода реагентов;
 - факельное хозяйство;
 - аварийные емкости;
 - насосные станции различного назначения;
 - емкости различного назначения;
- музел учета нефти и другие технологические объекты.

Сепараторы предназначены для дегазации нефти. Здесь вследствие уменьшения давления и нагрева нефти происходит выделение газа из сырья.

В отстойниках происходит основное отделение воды вследствие разности плотностей нефти и подтоварной воды, а также уменьшения скорости потока.

В электродегидраторах под воздействием электрических переменных полей происходит окончательное разрушение эмульсии «нефть-вода», слияние, укрупнение и отстаивание капель воды с растворенными в ней солями.

Товарная нефть направляется в резервуарный парк, откуда через узлы учета нефти подается в магистральный нефтепровод.

Основные функции автоматизированной системы управления установкой комплексной подготовки нефти:

1. Автоматическое *регулирование* технологических параметров, включающих:
 - измерение и регулирование температуры жидкости в секции нагрева;
 - измерение и регулирование давления и расхода жидкости на выходе печей;
 - измерение и регулирование расхода жидкости (продукта скважин) на входе установки;
 - измерение и регулирование уровня нефти в емкости;
 - измерение и регулирование уровня раздела фаз «вода — нефть» в секции предварительного сброса воды;
 - измерение и регулирование уровня раздела фаз «вода — нефть» в секции обессоливания нефти;
 - регулирование давления топливного газа на общей линии входа газа к горелкам (до основного отсекателя);
 - регулирование давления топливного газа к запальной горелке.

2. Контроль и измерение технологических параметров:
 - расхода нефти на выходе установки;
 - расхода газа на выходе установки;
 - расхода пластовой воды на выходе установки;
 - расхода пресной воды на установку для обессоливания нефти;
 - температуры газа на выходе установки;
 - положения регулирующих органов клапанов;
 - давления топливного газа на входе основной горелки;
 - давления топливного газа в газосепараторе;
 - давления жидкости на входе установки.
 - снижение расхода нагреваемого продукта;
 - повышение температуры уходящих дымовых газов;
 - неисправности каналов контроля пламени;
 - отключения электроэнергии.

2.1.1.5 Кустовые насосные станции (КНС)

Поддержание пластового давления часто осуществляется закачкой воды во внешний контур нефтяного пласта. Закачка воды производится кустовыми насосными станциями через водораспределительные блоки и нагнетательные скважины.

Объемы автоматизации некоторых объектов добычи и подготовки нефти приведены ниже.

Таблица 2.1 – Скважина, оснащённая ШГН

Наименования параметров и состояний	Функции системы				
	Измерение	Управление	Регулирование	Сигнализация	Противоаварийная защита
1. Ток электродвигателя	⊕			⊕	
2. Давление на устье скважины	⊕			⊕	⊕
3. Динамометрирование	⊕				
4. Состояние насоса (включён-отключён)		⊕		⊕	
5. Работа по заданной вре-		⊕		⊕	

менной программе					
6. Деблокировка аварии		⊕			

Таблица 2.2 – Скважина, оснащённая ЭЦН

Наименования параметров и состояний	Функции Системы				
	Измерение	Управление	Регулирование	Сигнализация	Противоаварийная
1. Ток электродвигателя насоса	⊕			⊕	
2. Давление буферное	⊕			⊕	⊕
3. Давление на приёме насоса				⊕	
4. Температура двигателя				⊕	
5. Сопротивление изоляции кабеля и электродвигателя				⊕	
6. Состояние насоса (включён - отключён)		⊕		⊕	
7. Работа по заданной временной программе		⊕		⊕	
8. Недогрузка по току двигателя				⊕	
9. Перегрузка по току двигателя				⊕	
10. Деблокировка аварии		⊕			

Таблица 2.3 — Установки для измерения производительности скважин

Наименования параметров и состояний	Функции Системы				
	Измерение	Управление	Регулирование	Сигнализация	Противоаварийная
1. Дебит скважины по нефти	⊕				
2. Дебит скважины по воде	⊕				
3. Дебит скважины по газу	⊕				
4. Давление в общем коллекторе	⊕			⊕	
5. Положение переключателя сква-		⊕		⊕	
6. Переключение скважин		⊕		⊕	
7. Несанкционированный доступ в помещение КИПиА				⊕	
8. Температура в помещении замерной	⊕		⊕	⊕	

Таблица 2.4 — Сепараторы нефтяные

Наименования параметров и состояний	Функции Системы				
	Измерение	Управление	Регулирование	Сигнализация	Противоаварийная защита
1. Давление в сепараторе	⊕		⊕	⊕	⊕
2. Уровень жидкости	⊕		⊕	⊕	⊕

3. Положение клапана		⊕		⊕	
----------------------	--	---	--	---	--

Таблица 2.5 — Отстойники

Наименования параметров и состояний	Функции Системы				
	Измерение	Управление	Регулирование	Сигнализация	Противоаварий-
1. Уровень жидкости	⊕		⊕	⊕	
2. Уровень раздела фаз	⊕		⊕	⊕	⊕
3. Обводнённость нефти	⊕			⊕	
4. Положение клапанов		⊕		⊕	

Таблица 2.6 — Электродегидраторы

Наименования параметров и состояний	Функции Системы				
	Измерение	Управление	Регулирование	Сигнализация	Противоаварийная защита
1. Расход нефти на выходе	⊕			⊕	
2. Давление нефти на выходе	⊕		⊕	⊕	
3. Обводнённость нефти	⊕			⊕	
4. Уровень жидкости	⊕			⊕	⊕
5. Уровень раздела фаз (нефть-вода)	⊕		⊕	⊕	
6. Уровень масла в трансформаторе				⊕	⊕
7. Ток трансформатора	⊕			⊕	
8. Напряжение на трансформаторе	⊕			⊕	

Анализ приведенных выше таблиц показывает, что автоматизация объектов добычи и подготовки нефти сводится, в основном, к измерению значений технологических параметров, сигнализации отклонений параметров от заданных значений и состояний кранов и оборудования. Широко развита и функция противоаварийной защиты. Но лишь в редких случаях реализуется функция регулирования (сепараторы, отстойники, электродегидраторы). При этом объекты регулирования достаточно простые и не требуют сложных алгоритмов управления.

2.2 Автоматизация трубопроводного транспорта нефти

Нефтепроводом (нефтепродуктопроводом) принято называть трубопровод, предназначенный для перекачки нефти и нефтепродуктов.

По назначению нефтепроводы делятся на внутренние (технологические), местные и магистральные. К магистральным нефтепроводам (МНП) относятся трубопроводы протяженностью свыше 50 км и диаметром от 219 до 1220 мм включительно, предназначенные для транспортировки товарной нефти из районов добычи до мест потребления или перевалки на другой вид транспорта.

Современный магистральный нефтепровод представляет собой комплекс сооружений, включающий линейную часть, головную и промежуточные насосные станции, конечные пункты (рисунок 2.7).

Линейные сооружения включают:

- сам трубопровод (от места выхода с промысла подготовленной к дальнему транспорту товарной нефти) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения нефтеперекачивающих станций, узлами пуска и приема очистных устройств и разделителей при последовательной перекачке;
- установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии;
- линии и сооружения технологической связи;
- средства телемеханики трубопровода;
- линии электропередачи, предназначенные для обслуживания трубопроводов, и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов;
- ряд других объектов.

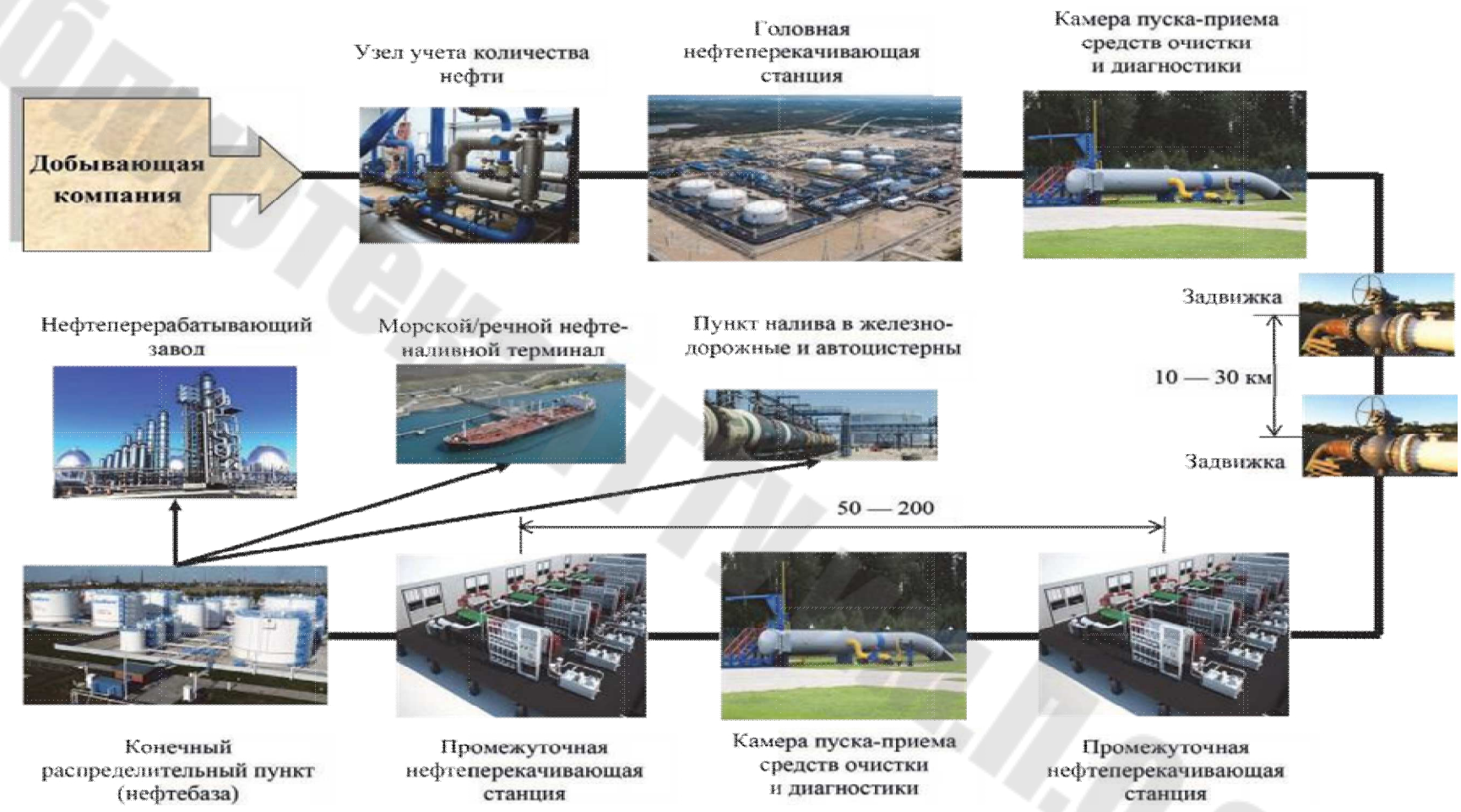


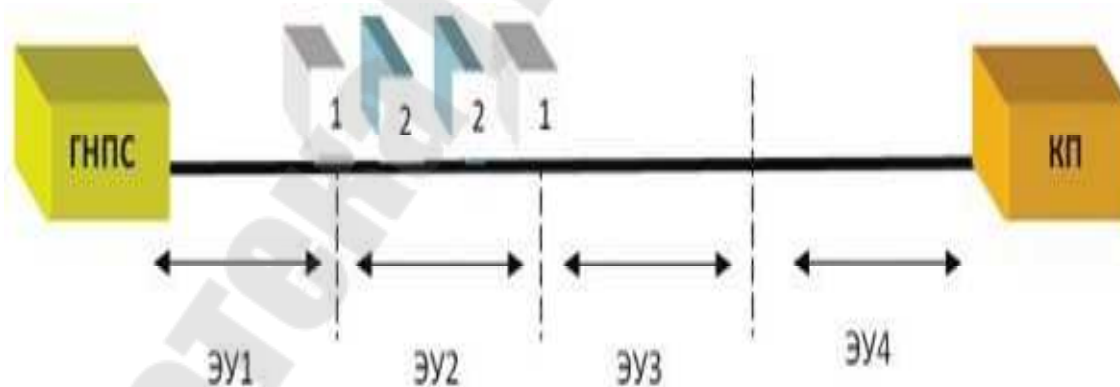
Рисунок 2.7 – Структурная схема магистрального нефтепровода

Головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС) предназначена для приема нефти с промыслов, смешения или разделения их по сортам, учета нефти и ее закачки из резервуаров в трубопровод.

Промежуточные нефтеперекачивающие станции (ПНПС) служат для восполнения энергии, затраченной потоком на преодоление сил трения, с целью обеспечения дальнейшей перекачки нефти. Промежуточные ППС размещают по трассе трубопровода согласно гидравлическому расчету (через каждые 50–200 км).

Конечным пунктом магистрального нефтепровода обычно является нефтеперерабатывающий завод или крупная перевалочная нефтебаза.

На магистральных нефтепроводах большой протяженности организуются **эксплуатационные участки** длиной от 400 до 600 км (рисунок 2.8). Граница между эксплуатационными участками обязательно проходит через промежуточные ППС. Промежуточная ППС, находящаяся в начале эксплуатационного участка, является для него «головной» ППС, а промежуточная ППС, находящаяся в конце эксплуатационного участка — «конечным пунктом» для него. Состав сооружений промежуточных ППС, расположенных на концах эксплуатационного участка, отличается от обычных **наличием резервуарных парков**. Таким образом, магистральный нефтепровод большой протяженности состоит как бы из нескольких последовательно соединенных нефтепроводов протяженностью не более 600 км каждый.



ГНПС — головная нефтеперекачивающая станция; КП — конечный пункт;
ЭУ — эксплуатационный участок; 1 — промежуточная ППС с резервуарным парком; 2 — промежуточная ППС без резервуарного парка

Рисунок 2.8 — Понятие эксплуатационного участка

Запорная арматура (трубопроводная арматура) линейной части магистрального нефтепровода устанавливается через каждые 10–30 км

в зависимости от рельефа местности и предназначена в основном для отсечения участка нефтепровода при аварии или проведении плановых ремонтных работ. Используются преимущественно шибберные и клиновые задвижки. Кроме того, установку запорной арматуры необходимо предусматривать:

- на обоих берегах водных преград;
- в начале каждого ответвления от трубопровода на расстоянии не менее 15 м.

Все МНП имеют резервные нитки и лупинги. *Резервная нитка* конструктивно представляет собой участок трубопровода, подключенный к основному и идущий параллельно ему. Резервные нитки предназначены для повышения надежности работы нефтепровода на участках высшей категории сложности. При нормальной работе трубопровода и резервная, и основная нитки должны находиться в работе. На обоих концах основной и резервной ниток устанавливаются задвижки для отключения резервной или основной нитки от магистрали в случае аварии на ней. *Лупинг* конструктивно представляет собой то же самое, что и резервная нитка, но служит для уменьшения гидравлического сопротивления на определенном участке магистрального нефтепровода с целью увеличения расстояния между насосными станциями или производительности нефтепровода.

Для очистки внутренней полости резервных ниток и лупингов от загрязнений и для проведения внутритрубной диагностики они должны быть оборудованы камерами пуска и *камерами приема средств очистки и диагностики (СОД)*. *Очистные устройства* предназначены для удаления парафинистых отложений на стенках нефтепровода, образующихся во время перекачки нефти, а также удаления механических примесей, воды, газа, которые образуются при работе нефтепровода при малой производительности (из-за низкой скорости движения нефти). *Диагностические устройства* предназначены для контроля состояния трубопровода.

Вдоль трассы располагаются:

1. Линия электропередач и электроустановки для обеспечения электроэнергией электроприводных задвижек и установок электрохимической защиты нефтепровода от коррозии, линейной телемеханики, освещения и др.
2. Линии и сооружения технологической связи, в основном диспетчерского назначения, предназначенные для оперативного контроля за процессом перекачки нефти по МНП.

3. Средства и оборудование автоматики и телемеханики: датчики давления, манометрические узлы, сигнализаторы

прохождения очистных устройств, стационарные маркерные пункты для выполнения работ по внутритрубной диагностике, системы обнаружения утечек (СОУ). Эти средства предназначены для централизации учета и оперативного управления нефтепроводами.

4. Станции катодной защиты (СКЗ), предназначенные для электрохимической защиты трубопроводов от почвенной коррозии. Принцип их действия заключается в том, что на трубу искусственно подается отрицательный (катодный) потенциал, чтобы анодный процесс (процесс разрушения металла) происходил на дополнительном искусственном электроде-заземлителе. В зависимости от электрохимической активности грунтов СКЗ устанавливаются на расстоянии 7–10 км друг от друга. В состав СКЗ входят трансформаторный пункт, сетевая катодная станция и анодное заземление. В местах, где отсутствуют источники электроснабжения, применяется протекторная защита. Дренажные установки размещаются в местах воздействия на трубопровод блуждающих токов (линии электрифицированного транспорта, линии электропередач и др.).

2.2.1 Автоматизация нефтеперекачивающих станций

Нефтеперекачивающая станция представляет собой сложный комплекс технологических объектов, осуществляющих транспортировку нефти. Система автоматизации НПС предназначена для контроля, защиты и управления оборудованием НПС. Она должна обеспечивать автономное поддержание заданного режима работы насосной станции (значений давления на входе и выходе станции) и его изменение по командам с пульта оператора НПС и из объекта вышестоящего уровня управления — местного диспетчерского пункта (МДП).

Автоматизация насосной станции включает в себя управление основными насосами в режимах запуска и остановки, автоматический контроль, защиту и сигнализацию насосных агрегатов и в целом станции по контролируемым параметрам, автоматическую остановку, контроль, защиту и сигнализацию по вспомогательным установкам насосной станции, автоматическое регулирование режима работы и защиты насосной станции.

Системы автоматизации НПС, как правило, строятся по трехуровневому иерархическому принципу (рисунок 2.9).

К *нижнему уровню* системы автоматизации относятся:

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

В состав технических средств *среднего уровня* входят:

- устройства сопряжения с объектом (УСО), реализующие сбор и обработку входной информации, выдачу управляющих сигналов на исполнительные устройства;
- центральный контроллер, в котором реализованы алгоритмы стационарных и агрегатных защит, выполненный по схеме со 100%-м горячим резервированием;
- автоматическая система пожаротушения (АСПТ) на базе отдельного контроллера, совмещающая в себе функции приемоконтрольной панели и прибора управления.

Технические средства среднего уровня размещены в щитах управления.

Контроллеры среднего уровня системы автоматизации и контроллер системы пожаротушения АСПТ объединены в общую технологическую сеть.

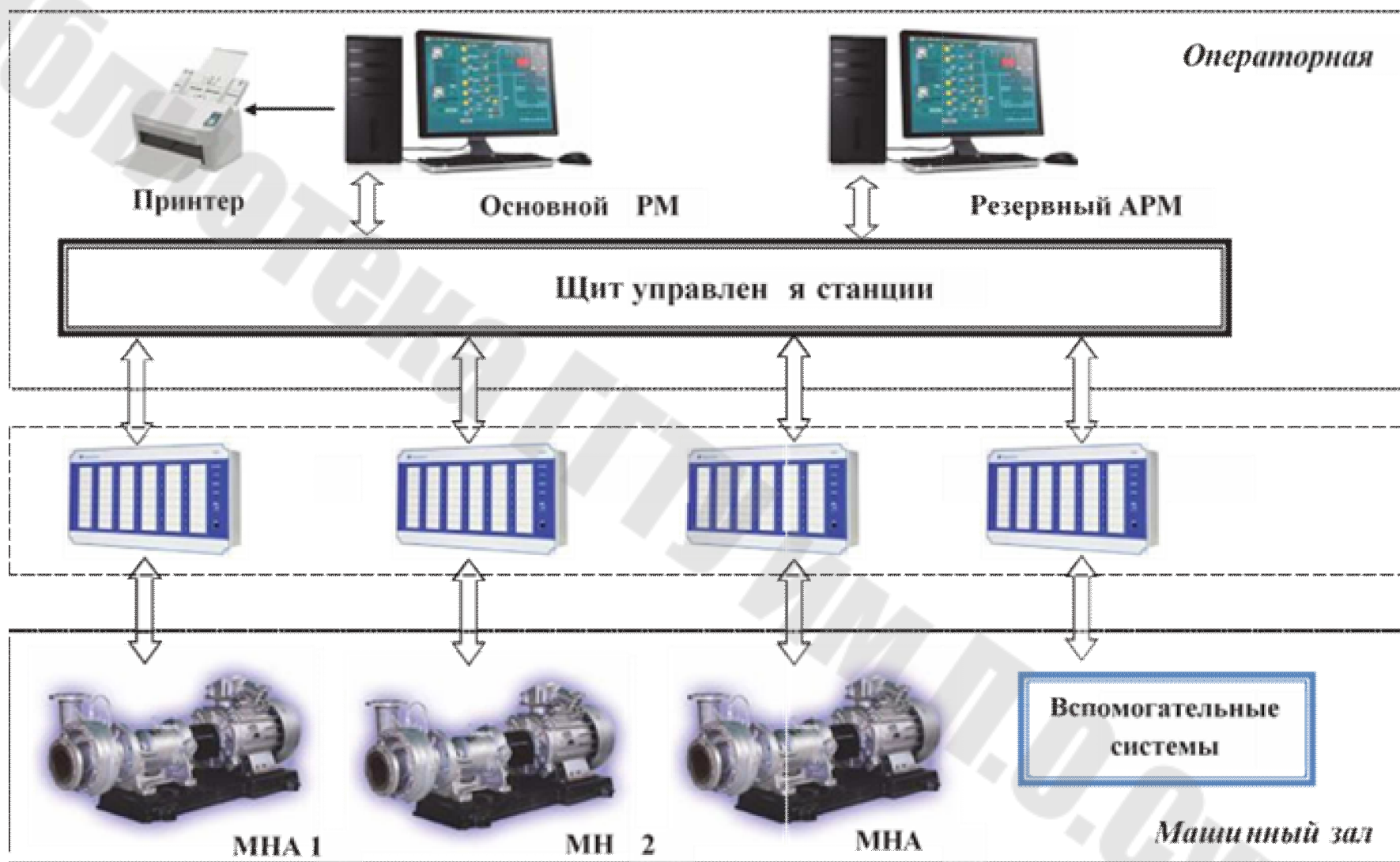


Рисунок 2.9 – Структурная схема системы автоматизации НПС

Технические средства среднего уровня обеспечивают обмен информацией по интерфейсу RS-485 с измерительными системами нижнего уровня, в том числе с системой контроля уровня загазованности, системой виброконтроля и системой автоматического регулирования давления, а также с коммуникационным контроллером.

Технические средства среднего уровня обеспечивают:

- сбор информации от преобразователей сигналов нижнего уровня;
- фильтрацию, линеаризацию и масштабирование входных аналоговых сигналов;
- автоматический контроль и управление технологическим оборудованием;
- передачу информации о состоянии технологического оборудования на верхний уровень системы автоматизации.

В состав технических средств *верхнего уровня* системы автоматизации входят:

- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора с функциями сервера ввода/вывода на базе двух IBM PC-совместимых компьютеров, включенных по схеме горячего резервирования;
- АРМ дежурного электрика;
- АРМ дежурного пожарного поста;
- коммуникационный контроллер, обеспечивающий управление системой автоматизации по каналам телемеханики;
- сетевой коммутатор, обеспечивающий обмен информации по сети Ethernet между АРМ.

Верхний уровень системы автоматизации обеспечивает:

- прием и отображение информации с нижнего уровня;
- мониторинг и оперативное управление технологическим процессом;
- архивацию событий на нижнем уровне и действий оператора;
- контроль и управление работой системы автоматизации ПС по каналам телемеханики.

Программное обеспечение (ПО) системы автоматизации НПС реализует алгоритмы:

- обработки первичной информации;
- управления и контроля магистральных насосных агрегатов, вспомогательных систем и запорной арматуры НПС;
- контроля технологических параметров, параметров окружающей среды и защиты НПС;

- подготовки и передачи информации о состоянии технологических объектов управления на верхний уровень (на рабочие станции оператора-технолога и в РДП);

- обработки команд управления с верхнего уровня;

- обмена информацией с РДП и связи с линейной телемеханикой.

Кроме обеспечения основных задач, ПО системы автоматизации реализует дополнительные специальные функции, необходимые для работы оператора в реальной обстановке (при регламентных работах, ремонте, тестировании работы системы автоматизации и др.):

- маскирование параметров — принудительное введение запрета на обработку соответствующего аналогового или дискретного входного сигнала от датчика (на случай неисправности датчика или временного отсутствия его в системе);

- установление признака недостоверности аналоговых параметров системными средствами (по выходу за допустимые пределы по абсолютному значению или скорости изменения параметра) или ручным вводом; при этом отображение и вывод на печать этих параметров выполняется с меткой недостоверности;

- имитация аналоговых параметров — игнорирование физического входа и замещение текущего значения параметра значением, введенным с операторской станции; отображение и печать значения имитируемого параметра выполняется с соответствующей меткой;

- испытательный режим аналоговых и дискретных параметров, при котором по предельным значениям параметра выдаются только оперативные сообщения с соответствующей меткой без выдачи управляющих сигналов;

- имитация состояния задвижек (кроме агрегатных) — имитация открытого или закрытого положения задвижки при маскировании сигналов от концевых выключателей (для неисправных задвижек или при отсутствии напряжения в цепи управления);

- квитирование звуковой сигнализации (зуммера) и световой сигнализации (пульсации на видеокадре);

- ограничение доступа к системе;

- по паролю оператора — разрешение текущей работы по управлению технологическим процессом и оборудованием НПС, выставлению режимов телеуправления для НПС и отдельных магистральных и подпорных насосных агрегатов, маскированию, имитации и заданию испытательного режима параметров;

- по паролю лица, ответственного за безопасную работу НПС,

— разрешение корректировки уставок срабатывания общестанционных и агрегатных защит, корректировки временных уставок, констант генерации, предельных значений аналоговых параметров и ручного ввода параметров состояния оборудования.

В соответствии с разделением технологического оборудования НПС по объектам, система автоматики НПС включает в себя (рисунок 2.10):

- автоматику магистральных агрегатов;
- автоматику подпорных агрегатов;
- общестанционную автоматику;
- автоматику вспомогательных систем;
- автоматику аварийных систем (пожаротушение);
- систему автоматического регулирования давления (САРД).



Рис. 2.10 — Система автоматики НПС

2.2.2 Автоматизация резервуарных парков

В настоящее время резервуарное оборудование для хранения нефти и нефтепродуктов распространено крайне широко и присутствует на всех этапах нефтедобычи и нефтепереработки. Резервуары устанавливаются непосредственно на месторождении нефти, промежуточных станциях по перекачиванию, предприятиях нефтепереработки и нефтехимических предприятиях, а также на местах аварийного разлива нефтепродуктов. Поскольку состав, химические и физические свойства нефтепродуктов могут меняться в зависимости от этапа, это требует применения резервуаров различной конструкции и назначения.

Резервуарный парк (РП) — комплекс взаимосвязанных отдельных резервуаров или их групп для хранения или накопления жидких продуктов, в частности нефти, нефтепродуктов, сжиженных углеводородных газов и т. д.

РП входят в состав нефтепромыслов, нефтебаз, головных и промежуточных (с емкостью) перекачивающих станций МТ и относятся к основным сооружениям в системе хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов. Они делятся на *головные* и *промежуточные* (рисунок 2.11). Головные РП предназначены для приема нефти с установок подготовки на промыслах, либо с других магистральных трубопроводов. Промежуточные РП используются на промежуточных НПС для создания определенного запаса нефти и служат буферной емкостью для компенсации неравномерности подачи и приема нефти и нефтепродуктов. Промежуточные парки значительно меньше головных.

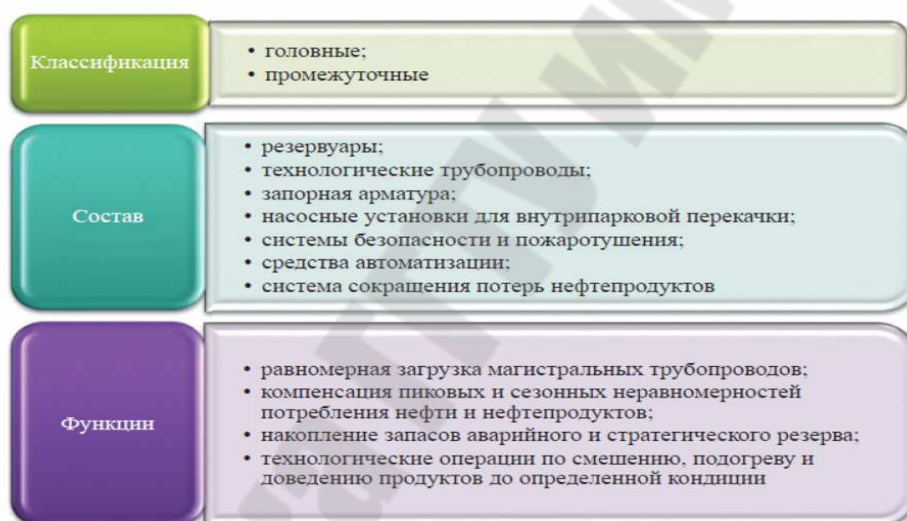


Рисунок 2.11 — Классификация резервуарных парков

Особенностью работы РП на станциях магистральных трубопроводов является повышенная скорость наполнения и опорожнения резервуаров. В отличие от других предприятий, где процессы хранения и транспортировки играют второстепенную роль, на магистральных трубопроводах эти процессы являются основными, определяющими состав оборудования и характер его работы.

Основным контролируемым параметром в резервуаре является уровень. Как правило, он отслеживается системой контроля уровня и температуры (СКУТ), в состав которой входят как преобразователи

текущего значения уровня, так и сигнализаторы о достижении предельных значений. Во всех резервуарах, включая резервуары, используемые для приема аварийного сброса нефти или нефтепродукта, постоянно контролируются значения верхнего аварийного, верхнего допустимого, верхнего нормативного, нижнего аварийного, нижнего допустимого, нижнего нормативного, минимального уровня и уровня, обеспечивающего безопасную работу системы размыва донных отложений.

Функции системы автоматизации резервуарного парка

Основные функции систем автоматизации РП показаны на рисунке 2.12, а защиты резервуарного парка – на рисунке 2.13.



Рис. 2.12 – Основные функции системы автоматизации РП



Рисунок 2.13 – Защиты резервуарного парка

Защита резервуара от переполнения. Для защиты резервуара от переполнения при достижении в нем верхнего допустимого уровня нефти или нефтепродукта микропроцессорная система автоматизации (МПСА) НПС (РП) подает команды:

- закрыть все коренные задвижки приемо-раздаточных патрубков резервуара;
- закрыть секущую задвижку узла подключения объекта нефтедобычи к РП и отключить насосы, обеспечивающие подкачку нефти.

Защита «Верхний допустимый уровень в резервуаре» имеет выдержку времени 3 секунды.

Для формирования сигнала «Верхний допустимый уровень в резервуаре» должен использоваться сигнализатор уровня, не связанный с датчиком уровня. Резервуары типа РВС, ЖБР должны быть оснащены двумя сигнализаторами для контроля верхнего допустимого уровня. Резервуары типа РВСП и РВСПК должны быть оснащены тремя сигнализаторами верхнего допустимого уровня, расположенными равномерно по периметру резервуара.

Условием формирования защиты «Верхний допустимый уровень в резервуаре» является получение системой автоматизации сигнала от любого сигнализатора верхнего допустимого уровня.

Защита резервуара по нижнему уровню. Для защиты резервуара при понижении уровня до нижнего допустимого МПСА НПС (РП) подает команды на закрытие всех коренных задвижек приемо-раздаточных патрубков резервуара. Защита «Нижний допустимый уровень в резервуаре» имеет выдержку времени 3 секунды.

Защита от превышения скорости заполнения и опорожнения резервуара. При контроле скоростей заполнения и опорожнения должно учитываться усредненное значение скорости заполнения и опорожнения резервуара на основании измерений, полученных СКУТ.

Аварийная максимальная скорость заполнения и опорожнения резервуара устанавливается равной максимально допустимому значению этой скорости. Предельная максимальная скорость заполнения (опорожнения) резервуара устанавливается равной 0,95 указанной величины.

Срабатывание защиты «Аварийная максимальная скорость заполнения резервуара» должно выполняться с выдержкой времени 20 секунд. МПСА НПС (РП) подает команду на открытие задвижки, установленной на линии приема нефти в резервуар, который используется для приема аварийного сброса нефти.

Срабатывание защиты «Аварийная максимальная скорость опорожнения резервуара» также должно выполняться с выдержкой времени 20 секунд. МПСА НПС подает команду на остановку первого по ходу магистрального насосного агрегата (МНА) на всех магистральных насосных станциях, находящихся на линии откачки нефти из этого резервуара.

Защита системы размыва донных отложений в резервуаре. МПСА НПС (РП) должна обеспечивать отключение (блокировку включения) систем размыва донных отложений в случаях, когда:

- уровень нефти в резервуаре выше верхнего нормативного уровня или ниже минимального уровня, обеспечивающего безопасную эксплуатацию системы размыва донных отложений;
- получен сигнал «Пожар в резервуаре».

Минимальный уровень, обеспечивающий безопасную работу системы размыва донных отложений, для резервуаров РВСП, РВСПК составляет 5,0 м, для резервуаров типа РВС — 3,0 м.

Защита технологических трубопроводов РП от превышения давления. Для защиты технологических трубопроводов резервуарного парка от превышения давления должен выполняться сброс нефти в резервуар аварийного сброса.

При достижении в технологических трубопроводах резервуарного парка значения давления, равного «Давлению начала открытия предохранительных клапанов», должен формироваться сигнал «Предельное максимальное давление в трубопроводе РП».

При достижении в технологических трубопроводах значения давления, на 0,05 МПа большего «Предельного максимального давления в трубопроводе РП», без выдержки времени должна срабатывать защита «Аварийное максимальное давление в трубопроводе РП». При этом выполняется автоматическое открытие задвижки на линии приема нефти в резервуары аварийного сброса.

При возникновении в технологических трубопроводах РП давления, требующего автоматического открытия задвижки, команда на ее автоматическое открытие подается только в том случае, если задвижка не движется (не открывается, не закрывается). В случае если задвижка в данный момент движется, МПСА НПС (РП) должна предварительно подать автоматическую команду «Стоп».

В случае снижения и сохранения в течение не менее чем трех секунд давления в технологических трубопроводах ниже значения «Предельного максимального давления в трубопроводе РП» МПСА

НПС (РП) должна сформировать автоматическую команду на остановку задвижки на линии приема нефти в резервуары аварийного сброса.

В случае снижения и сохранения в течение не менее чем трех секунд давления на входе в РП на 0,1 МПа ниже «Предельного максимального давления в трубопроводе РП» МПСА НПС (РП) должна сформировать команду на закрытие задвижки на линии приема нефти в резервуары аварийного сброса.

Датчик измерения давления в технологических трубопроводах РП устанавливается перед задвижкой (по потоку нефти) на линии подачи нефти в резервуар аварийного сброса.

Защита по разрежению в резервуаре. Для защиты резервуара (только РВС и ЖБР) от аварийного разрежения в резервуаре МПСА НПС (РП) подает команды:

1. С выдержкой времени 20 секунд:
 - на закрытие всех коренных задвижек приемо-раздаточных патрубков резервуара при достижении в резервуаре аварийного разрежения;
 - на последовательное отключение всех МНА на линии откачки из резервуара.
2. С выдержкой времени до 5 секунд после отключения всех МНА:
 - на одновременное отключение всех технологических групп подпорных насосных агрегатов на всех подпорных насосных станциях, подключенных к этой линии откачки из резервуара.

2.3 Состав объектов добычи и подготовки газа и объемы автоматизации

Упрощенная схема добычи и подготовки газа представлена на рисунке 2.14.

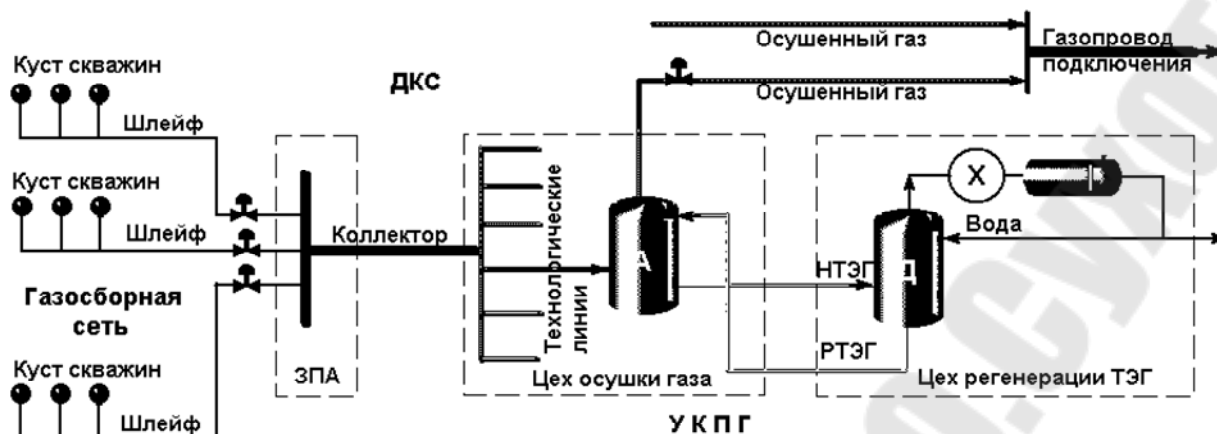


Рисунок 2.14 – Упрощенная схема добычи и подготовки газа

Месторождения природного газа в зависимости от его состава могут быть *газовыми* или *газоконденсатными*. Такое деление месторождений природного газа определяется составом углеводородной продукции.

Газовыми называют месторождения, в состав продукции которых входят в основном углеводороды C_1, C_2, C_3 и практически отсутствуют углеводороды C_5 и выше.

Газоконденсатными называют месторождения, в состав продукции которых входит значительное количество углеводородов C_5 и выше.

Деление месторождений на газовые и газоконденсатные обусловлено различием технологических процессов подготовки их продукции к транспорту. В соответствии с требованиями отраслевого стандарта (ОСТ 51.40-93) точка росы транспортируемого газа по влаге и углеводородам ограничена следующими значениями:

- в зимний период:
 - для холодной климатической зоны – от минус 25 до минус 200С;
 - для умеренной и жаркой климатических зон - от минус 10 до минус 50С.
- в летний период:
 - для холодной климатической зоны – от минус 15 до минус 50С;
 - для умеренной и жаркой климатических зон - минус 30С.

Выполнение этих требований и диктует выбор метода подготовки газа к транспорту.

Подготовка продукции скважин **газовых месторождений сводится к осушке газа**. При этом обеспечивается требуемая точка росы

по влагосодержанию. Для осушки газа в настоящее время на промыслах применяют два процесса:

- Поглощение влаги из газа с помощью жидкого абсорбента (**абсорбционная осушка**). При этом влажный газ и жидкий абсорбент движутся противотоком, а насыщенный влагой абсорбент непрерывно выводится из абсорбера на регенерацию (часто применяется на северных месторождениях).

- Поглощение влаги твердым адсорбентом (**адсорбционная осушка**). Влажный газ прокачивается через неподвижный слой адсорбента, который требует периодической регенерации. Для обеспечения непрерывности процесса адсорбции требуется батарея адсорберов (применяется редко).

Установки подготовки продукции скважин **газоконденсатных месторождений должны обеспечить точку росы подготовленного к транспорту газа по влаге и углеводородам**. Основной технологический процесс подготовки газа газоконденсатных месторождений – **низкотемпературная сепарация (НТС)**. Процесс протекает при пониженной температуре ($-10 \div -20^{\circ}\text{C}$) и позволяет очистить газ от влаги и конденсата (C_5 и выше).

Добыча пластового газа обеспечивается эксплуатационными скважинами, объединенными в кусты (3 – 7 скважин). Подключение кустов скважин к УКПГ (установка комплексной подготовки газа) осуществляется, как правило, по индивидуальным газопроводам-шлейфам. Иногда к одному шлейфу подключается 2 куста. В зависимости от многих факторов прокладка шлейфов может осуществляться надземным и подземным способами. В условиях Крайнего севера (вечная мерзлота) распространение получил надземный способ.

На устье скважин пластовый газ имеет плюсовую температуру ($10-30^{\circ}\text{C}$). Но так как в состав газового потока кроме углеводородов входит и пластовая вода, то в зимнее время, когда температура окружающей среды опускается до $-20 \div -40^{\circ}\text{C}$ и даже ниже, в шлейфах возможно замерзание капельной влаги (гидратообразование). Гидратообразование препятствует процессу доставки газа от скважин до УКПГ. Поэтому в выкидные линии скважин предусматривается подача метанола.

Объем автоматизации кустов газовых скважин:

- измерение давления газа на скважине;
- измерение перепада давления газа на сужающем устройстве;

- измерение температуры газа на скважине;
- измерение напряжения, тока СКЗ (система катодной защиты) и уровня защитного потенциала куста;
- измерение потребляемой электроэнергии СКЗ;
- сигнализация температуры в блок-боксе ТМ (телемеханики);
- сигнализация открытия двери блок-бокса;
- сигнализация отсутствия напряжения питания 220 вольт;
- сигнализация разряда аккумуляторных батарей устройства бесперебойного питания.

В состав УКПГ входят следующие основные технологические объекты:

- здание переключающей аппаратуры (ЗПА);
- цех осушки газа;
- цех регенерации абсорбента;
- узел хозрасчётного учета газа.

Общими для всего УКПГ являются: служебно-эксплуатационный блок с операторной и узлом связи, цех регенерации метанола, газосборная сеть (кусты газовых скважин), узел подключения к магистральному газопроводу (газопровод подключения) и технологические объекты вспомогательного назначения.

По мере выработки газового месторождения и понижения пластового давления в газовых скважинах на входе УКПГ потребуются строительство дожимной компрессорной станции (ДКС). Иногда их называют ДКС второй очереди в отличие от ДКС, устанавливаемых на выходе газа из УКПГ (ДКС первой очереди).

Отбор пластового газа для его подготовки к транспорту на УКПГ обеспечивается N скважинами, сгруппированными в M кустов. Средний дебит скважины – 100–600 тыс. м³/сут. (цифры очень средние – все зависит от пластового давления).

Газ с давлением P МПа (для новых месторождений – 10-15МПа, но давление падает в ходе разработки месторождения в среднем на 0,4 – 0,6 МПа в год) и температурой плюс 5–15°С поступает по коллекторам с кустов скважин в здание переключающей аппаратуры (см. рис. 2).

Газ последовательно проходит запорную аппаратуру с дистанционным управлением, регулирующий штуцер, снижающий давление газа, и подается в цех осушки газа. Цех абсорбционной осушки газа состоит из нескольких технологических линий. Их количество на различных УКПГ не одинаково и определяется объемом газа, посту-

пающего от скважин, и производительностью абсорберов. Количество линий может быть 8-10-12 и больше, но две из них - резервные.

Газ по технологической линии последовательно проходит кран с дистанционным управлением, промывочную колонну (в старых технологиях ее нет), абсорбер, расходомер газа, регулирующий клапан и кран с дистанционным управлением.

С помощью расходомеров и регулирующих клапанов осуществляется распределение нагрузок по технологическим линиям цеха осушки газа.

В промывочной колонне газ очищается от мехпримесей, солей и частично от метанола путем промывки рефлюксной водой.

В абсорбере газ осушается абсорбентом – диэтиленгликолем (ДЭГ) (триэтиленгликолем – ТЭГ). Регенерация абсорбента осуществляется в цехе регенерации ДЭГ (ТЭГ). Осушенный газ со всех технологических линий объединяется в общий коллектор и подается в пункты хозрасчетного замера газа.

Для предотвращения растепления грунта газ перед подачей в газопровод подключения проходит через воздушные холодильники (площадка АВО).

Объемы автоматизации технологических объектов подготовки газа представлены в таблице 2.7 (без учета телемеханики и системы пожаротушения).

Таблица 2.7 – Объемы автоматизации технологических объектов

Объект	Аналоговые входы	Аналоговые выходы	Дискретные входы	Дискретные выходы
ЗПА	80	10	160	170
Цех осушки газа	150	30	150	160
Цех регенерации метанола	180	15	380	260
Цех регенерации ТЭГа	100	15	170	170
СЭБ с операторной	15	0	90	70
ИТОГО: 2395	545	70	950	830

ПРИМЕЧАНИЕ: Цифры, приведенные в таблице 2.7, даны приближенно.

Выводы, сделанные выше по объектам добычи и подготовки нефти, можно в полной мере отнести и к объектам добычи и подготовки газа. Большое количество дискретных входов/выходов по УКПГ говорит о широко развитой функции сигнализации состояний

кранов и оборудования и функции противоаварийной защиты. Количество аналоговых выходов определяет количество контуров регулирования в системе. С учетом большого количества ниток цеха осушки на одну нитку приходится 3-5 контуров регулирования (уровни, расходы).

2.3.1 Объекты транспорта газа

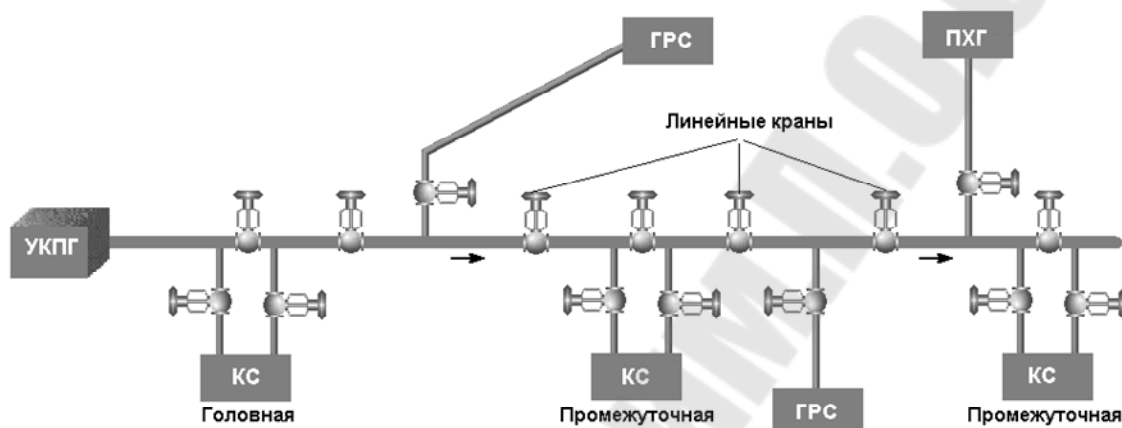


Рисунок 2.15 – Объекты магистрального газопровода

К основным объектам автоматизации процесса транспорта газа относятся (рисунке 2.15):

- компрессорная станция/цех;
- газоперекачивающие агрегаты;
- удаленные технологические объекты КС;
- газораспределительные станции;
- подземные хранилища газа;
- узлы учета газа;
- линейные крановые площадки.

➤ **Компрессорные станции (КС)** магистральных газопроводов предназначены для компримирования транспортируемого газа до давления, обеспечивающего его подачу от источников газа до потребителей. Основными параметрами КС являются количество транспортируемого газа, давление и температура газа на входе и выходе станции.

По технологическому принципу КС делятся на головные (ГКС), размещаемые обычно в непосредственной близости от месторождений газа, и промежуточные, располагаемые по трассе газопровода, в соответствии с его гидравлическим расчетом.

На ГКС газ не только компримируется, но и подготавливается к транспорту. Для обеспечения требований, предъявляемых к транспортируемому газу, на головных станциях газопровода производится сепарация, осушка, очистка, удаление сероводорода и углекислоты, охлаждение и замер количества газа.

На промежуточных КС обязательно производится очистка газа от механических примесей и, при необходимости, его охлаждение.

Бесперебойная работа КС обеспечивается согласованным функционированием всего комплекса сооружений, который по степени значимости может быть разделен на объекты основного и вспомогательного назначения.

К основным объектам КС относятся площадки приема и пуска очистных устройств, установки очистки газа от механических примесей, газоперекачивающие агрегаты, коллекторы газа высокого давления, узел охлаждения газа.

К объектам вспомогательного назначения относятся: узел редуцирования давления пускового, топливного газа и газа на собственные нужды; электростанция или трансформаторная подстанция при внешнем источнике энергоснабжения; котельная или установка утилизации тепла уходящих газов; склад горюче-смазочных материалов; ремонтно-эксплуатационный блок; служебно-эксплуатационный блок; служба связи; объекты водоснабжения, канализации и очистные сооружения.

➤ Одним из основных объектов процесса транспорта газа является **газоперекачивающий агрегат**, повышающий давление газа в газопроводе путем его сжатия. ГПА состоит из центробежного компрессора, двигателя и вспомогательного технологического оборудования. Агрегаты различаются по многим признакам: по единичной мощности (от 4 до 25 МВт), по типу двигателя (газотурбинные или электроприводные) и т.д.

Как правило, единичной мощности ГПА недостаточно для обеспечения нужной степени сжатия и объемной производительности. Поэтому несколько ГПА обычно объединяют в компрессорные цеха (КЦ).

Таким образом, компрессорный цех представляет собой совокупность работающих на общую нагрузку ГПА и общецехового оборудования (установка подготовки газа, узел подключения, режимные краны, агрегаты воздушного охлаждения газа, система пожаротушения и т.д.).

Для более эффективного управления процессом транспорта природного газа целесообразно комплексно автоматизировать технологические объекты, поэтому производят не только системы автоматического управления (САУ) ГПА, но и компрессорных цехов (САУ КЦ).

➤ Для выдачи газа в сеть потребителя сооружают **газораспределительные станции (ГРС)**, обычно расположенные вблизи от потребителя (город, населенный пункт, промышленные предприятия), т. е. в конце газопровода или отвода от него. Основным назначением ГРС является редуцирование высокого давления газа магистрального газопровода до давления, необходимого потребителю в каждом отдельном случае. Кроме этого, на ГРС производят очистку газа от механических примесей и влаги, учет передаваемого потребителю газа, регулирование давления газа в заданных пределах. При необходимости, предусматривают одоризационные установки необходимой мощности.

➤ **Газоизмерительные станции (ГИС)** предназначены для учета природного газа, добываемого на месторождении перед подачей его в нитку газопровода. ГИС также сооружаются вблизи границ при транспортировке газа на экспорт. Эти объекты обеспечивают коммерческий учет газа.

➤ **Подземные хранилища газа (ПХГ)** предназначены для обеспечения бесперебойного газоснабжения потребителей при возможных резких колебаниях в потреблении газа (лето, зима). Подземное хранилище газа – сложный технологический объект, включающий в себя пласт-коллектор, скважины, шлейфы, компрессорную станцию, цех подготовки и осушки газа, а также другие объекты промыслового и вспомогательного назначения.

➤ В местах отводов от основной магистрали, перемычек, водных преград на газопроводе устанавливают **запорную арматуру** (крановые площадки), которая также является объектом автоматизации и диспетчерского управления.

Для технологических процессов добычи нефти и газа характерна значительная рассредоточенность объектов по площадям (добывающие скважины, нагнетательные скважины, групповые замерные установки, кустовые насосные станции и т. д.). Известно, что наиболее крупные российские месторождения нефти и газа находятся в Западной Сибири и на Крайнем Севере (холодно). Но не всегда имеется возможность разместить контроллеры в отапливаемых помещениях. С

другой стороны, рассредоточенность объектов по большим площадям накладывает свои требования к каналам связи. Специфичны и требования к контроллерам с точки зрения количества поддерживаемых вводов/выводов (аналоговых, дискретных).

Управление технологическими процессами добычи нефти и газа сводится к управлению оборудованием - электроцентробежными или штанговыми насосами, групповыми замерными установками, кранами. Управление реализуется командами **открыть, закрыть, включить, выключить** (дискретное управление). Практически отсутствует непрерывное управление технологическими параметрами с обратной связью. Широко развиты функции контроля, сигнализации аварийных ситуаций, блокировок.

С другой стороны, многие технологические процессы сосредоточены на сравнительно небольших площадях. Это установки подготовки нефти, установки комплексной подготовки газа, дожимные насосные станции и т. п. Контроллеры, как правило, устанавливаются в отапливаемых помещениях и с точки зрения условий эксплуатации к ним предъявляются менее жесткие требования. Взаимодействие контроллеров между собой и с верхним уровнем реализуется посредством специализированных сетей. Объемы автоматизации существенны, а отсюда вытекают свои требования к «интеллекту» контроллеров и количеству поддерживаемых вводов/выводов.

Объектами управления в технологических процессах транспорта нефти и газа являются насосные и компрессорные агрегаты, цеховые и стационарные краны, вспомогательное оборудование, а также линейные участки нефте-газопроводов, газораспределительные станции и т. п. Для линейных участков характерны контроль параметров, сигнализация отклонений и дискретное управление кранами. К тому же эти объекты удалены от пунктов управления на значительные расстояния. В то же время насосные и компрессорные станции - «компактные» объекты, при автоматизации которых наряду с контролем, сигнализацией и дискретным управлением реализуются функции непрерывного управления (регулирования).

По-другому строится управление процессами переработки нефти и газа. Наряду с задачами контроля и сигнализации отклонений здесь широко развиты функции стабилизации технологических параметров в режиме **с обратной связью** (непрерывное управление). Схемы автоматизации установок переработки нефти и газа включают десятки, а то и сотни контуров регулирования. Управление такими

процессами требует применения более сложных алгоритмов (каскадные системы, системы с компенсацией возмущений, системы со взаимозависимыми параметрами, адаптивные системы, системы оптимального управления). Остаются функции контроля, сигнализации, блокировок.

Таким образом, каждый объект нефтегазовой отрасли обладает своими особенностями с точки зрения его автоматизации. Исходя из этих особенностей, выдвигаются и соответствующие требования к архитектуре, а также аппаратным и программным средствам АСУТП.

Для автоматизации непрерывных технологических процессов переработки нефти и газа, а также нефтехимических процессов наиболее адаптированы **DCS-системы**. Характерная черта управляющих процессоров (контроллеров) DCS-систем – способность поддерживать большое количество контуров ПИД-регулирования.

Для рассредоточенных объектов, таких, как нефтяные и газовые промыслы, а также для объектов транспорта нефти и газа применяют системы, построенные на базе PLC и программного обеспечения SCADA. Задачей таких систем является обеспечение автоматического дистанционного наблюдения и дискретного управления функциями большого количества распределенных устройств (часто находящихся на большом расстоянии друг от друга и от диспетчерского пункта). Количество возможных устройств, работающих под управлением систем диспетчерского контроля и управления, велико и может достигать нескольких сотен. Для этих систем наиболее характерной задачей является сбор и передача данных, которая реализуется дистанционно расположенными (удаленными) **терминальными устройствами (RTU)**.

2.4 Программно-аппаратные средства автоматизации

2.4.1 Обобщенная архитектура системы управления объектами добычи, подготовки и транспорта нефти и газа (SCADA)

На рисунке 2.16 представлена архитектура многоуровневой системы управления, обобщающая многочисленные применения таких систем для управления технологическими процессами нефтяной и газовой промышленности.

Как правило, это двухуровневые системы, и именно на этих уровнях реализуется непосредственное управление технологическими процессами. Специфика каждой конкретной системы управления оп-

ределяется используемой на каждом уровне программно - аппаратной платформой.

- **Нижний уровень** – уровень объекта (контроллерный) - включает различные *датчики (измерительные преобразователи) для сбора информации* о ходе технологического процесса, *электроприводы и исполнительные устройства для реализации регулирующих и управляющих воздействий*. Датчики поставляют информацию локальным контроллерам (PLC), которые могут обеспечить реализацию следующих функций:



Рисунок 2.16 – Обобщенная структурная схема системы управления

- сбор, первичная обработка и хранение информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- автоматическое логическое управление и регулирование;
- исполнение команд с пункта управления;
- самодиагностика работы программного обеспечения и состояния самого контроллера;
- обмен информацией с пунктами управления.

Так как информация в контроллерах предварительно обрабатывается и частично используется на месте, существенно снижаются требования к пропускной способности каналов связи.

- Информация с локальных контроллеров может направляться в сеть диспетчерского пункта непосредственно, а также через **кон-**

троллеры верхнего уровня. В зависимости от поставленной задачи контроллеры верхнего уровня (концентраторы, коммуникационные контроллеры) реализуют различные функции. Некоторые из них перечислены ниже:

- сбор данных с локальных контроллеров;
- обработка данных, включая масштабирование;
- поддержание единого времени в системе;
- синхронизация работы подсистем;
- организация архивов по выбранным параметрам;
- обмен информацией между локальными контроллерами и верхним уровнем;
- работа в автономном режиме при нарушениях связи с верхним уровнем;
- резервирование каналов передачи данных и др.

• **Верхний уровень** – диспетчерский пункт (ДП) – включает одну или несколько станций управления, представляющих собой автоматизированное рабочее место (АРМ) диспетчера/оператора. Здесь же может быть размещен сервер базы данных. На верхнем уровне могут быть организованы рабочие места (компьютеры) для специалистов, в том числе и для инженера по автоматизации (инжиниринговые станции). Часто в качестве рабочих станций используются ПЭВМ типа IBM PC различных конфигураций.

Станции управления предназначены для отображения хода технологического процесса и оперативного управления. Эти задачи и призвано решать **программное обеспечение SCADA**, ориентированное на разработку и поддержание **интерфейса** между диспетчером/оператором и системой управления, а также на обеспечение взаимодействия с внешним миром.

• Все аппаратные средства системы управления объединены между собой **каналами связи**. На нижнем уровне контроллеры взаимодействуют с датчиками и исполнительными устройствами посредством физических линий, а с блоками удаленного и распределенного ввода/вывода – с помощью специализированных сетей.

Связь удаленных контроллеров с контроллерами верхнего уровня (концентраторами) часто реализуется по радио и телефонным каналам. В случае небольших расстояний локальные контроллеры объединяются между собой и с верхним уровнем управляющими сетями на базе витой пары, оптоволокна.

Связь различных АРМ оперативного персонала и специалистов между собой, с контроллерами верхнего уровня, а также с вышестоящим уровнем осуществляется посредством информационных сетей (витая пара, оптоволокно).

Спектр реализаций RTU в таких системах управления достаточно широк. Конкретная реализация RTU зависит от области применения. Это могут быть промышленные компьютеры (PC-совместимые контроллеры) или программируемые логические контроллеры (PLC/ПЛК). На российском рынке представлена широкая гамма контроллеров самых различных конфигураций и назначений.

Что касается программного продукта типа SCADA, то сейчас имеется несколько десятков открытых SCADA-пакетов, обладающих практически одинаковыми функциональными возможностями. Тем не менее, каждый SCADA-пакет является по-своему уникальным, и его выбор для конкретной системы автоматизации по-прежнему остается актуальным.

Выбор коммуникационного программного обеспечения (протоколов обмена информацией) для конкретной системы управления определяется многими факторами, в том числе и типом применяемых контроллеров, и выбранным SCADA-пакетом.

2.4.2 Программно-аппаратные средства автоматизации процессов переработки нефти и газа

Для управления непрерывными технологическими процессами (заводскими) существуют специализированные программно-аппаратные средства, которые получили название **Distributed Control Systems – DCS** (распределенные системы управления – РСУ).

Если контроллеры в свое время пришли в автоматизацию для обработки дискретных сигналов, то DCS-системы изначально предназначались для работы с аналоговыми сигналами. Именно аналоговые сигналы датчиков температуры, давления, уровня, расхода определяют состояние технологических процессов переработки нефти и газа. Одна из основных задач управления такими процессами – стабилизация большого количества технологических параметров, которые часто являются взаимозависимыми. Но это не означает, что современные DCS-системы не адаптированы для работы с дискретными сигналами.

Любая DCS-система – это **система**, включающая в себя все компоненты системы управления: контроллеры (управляющие процессоры), сети и интерфейсы связи, программное обеспечение станций

операторов, инжиниринговых станций. Все эти программно-аппаратные средства называются системой, более того, интегрированной системой, так как взаимодействие всех компонентов такой системы (и программных, и аппаратных) обеспечено фирмой - производителем. Понятно, что в этом случае можно говорить о высокой степени готовности этих средств и высокой надежности, так как это взаимодействие "оттачивается" многими годами в "лабораторных" условиях специалистами самой фирмы.

Этого не скажешь о SCADA-системах, когда созданием системы управления занимаются фирмы - системные интеграторы. Приходится "стыковать" программно-аппаратные средства разных производителей в рамках реального времени, отпущенного на разработку проекта.

Функционально PCY отличались (и до сих пор отличаются) от систем ПЛК+СКАДА (PLC + SCADA) следующими свойствами:

- База данных распределена между контроллерами, но выглядит единой с точки зрения инженера. Именно это свойство и заложено в название "PCY".

- Операторский интерфейс тесно интегрирован в систему. Это не ПО SCADA, которое нужно "привязывать" к аппаратным средствам (железу). Здесь все работает сразу после включения питания и без какой-либо настройки.

- Интенсивная и обширная обработка тревог (алармов) и событий реализуется также без каких-либо усилий со стороны разработчика.

- Возможность вести разработку конфигурации и вносить изменения он-лайн, (то есть, не останавливая процесса управления).

- Возможность менять отказавшее оборудование и расширять систему (добавлять новые узлы и платы) без отключения питания.

- Глубокая диагностика от уровня операторского интерфейса до отдельного канала ввода/вывода без какой-либо настройки.

- Возможность резервирования любого компонента системы (контроллер, модуль ввода/вывода, операторские станции) на аппаратном уровне и без какой-либо настройки программного обеспечения.

Все это, разумеется, делает начальную цену PCY более высокой по сравнению с ПЛК+СКАДА, но на порядок снижает время разработки и внедрения.

Литература

Основная:

1. Исакович Р.Я., Попадько В.Е. Контроль и автоматизация добычи нефти и газа, М.: Недра, 1985.
2. Исакович Р.Я., Логинов В.И. Автоматизация производственных процессов в нефтяной и газовой промышленности, М.: Недра, 1985.
3. Клюев А.С. и др. Проектирование систем автоматизации технологических процессов, М.: Энергия, 1980.
4. Подкопаев А.П. Технологические измерения и контрольно-измерительные приборы, М., Недра, 1986.
5. Болтон У. справочник инженера метролога, М.: Додэка-XXI, 2002.
6. Андреев Е.Б. и др. Технические средства систем управления технологическими процессами в нефтяной и газовой промышленности, М.: РГУ нефти и газа, 2004.

Дополнительная:

1. Плотников В.М. Средства контроля и автоматизации объектов транспорта газа, М.: Недра, 1985.
2. Третьяков Э. А., Игнатова Л.А. Автоматизированные системы управления производством, М.: Машиностроение, 1997.
3. Справочник по автоматизации в газовой промышленности, М., Недра, 1990
4. Меньшов Б.Г., Суд И.И. Электрификация предприятий нефтяной и газовой промышленности, М.: Недра, 1984.
5. Геворкян В.Г. Основы сварочного дела, М.: Высшая школа, 1991.
6. Ялышко Г.Ф. Сварка трубопроводов высокого давления, М., Стройиздат, 1993.
7. Неразрушающий контроль и техническая диагностика. Справочник / под редакцией В. Клюева, М.: Машиностроение, 2005.
8. Неразрушающие методы контроля Т.1, 2, 3 /Под редакцией В.Я. Кершенбаума, М.: Наука и техника, 1992.
9. Системы автоматизации в нефтяной промышленности : учебное пособие : [16+] / М. Ю. Прахова, Е. А. Хорошавина, А. Н. Краснов, С. В. Емец ; под общ. ред. М. Ю. Праховой. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. – 305 с. : ил., табл., схем. – Режим доступа:

по подписке. – URL: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=-564232> (дата обращения: 08.12.2021). – Библиогр.: с. 285 - 289. – ISBN 978-5-9729-0362-7.

10. Системы автоматизации в газовой промышленности : учебное пособие : [16+] / М. Ю. Прахова, Э. А. Шаловников, А. Н. Краснов [и др.] ; под общ. ред. М. Ю. Праховой. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. – 481 с. : ил., табл., схем. – Режим доступа: по подписке. – URL: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=564228> (дата обращения: 19.01.2022). – Библиогр.: с. 466-472. – ISBN 978-5-9729-0307-8.

11. Журналы «Контрольно-измерительные приборы и системы».

12. Журнал «Компьютер-пресс».

Содержание

Введение	3
1 Основные виды систем автоматизации, их функции	11
2 Общая характеристика объектов нефтегазовой отрасли и программно-аппаратных средств их автоматизации	17
2.1 Объекты нефтегазовой отрасли	17
2.1.1 Состав объектов добычи и подготовки нефти и объемы автоматизации	17
2.1.1.2 Групповые замерные установки	27
2.1.1.3 Дожимные насосные станции	29
2.1.1.4 Установки подготовки нефти	31
2.1.1.5 Кустовые насосные станции	32
2.2 Автоматизация трубопроводного транспорта нефти	35
2.2.1 Автоматизация нефтеперекачивающих станций	39
2.2.2 Автоматизация резервуарных парков	44
2.3 Состав объектов добычи и подготовки газа и объемы автоматизации	54
2.3.1 Объекты транспорта газа	54
2.4 Программно-аппаратные средства автоматизации	59
2.4.1 Обобщенная архитектура системы управления объектами добычи, подготовки и транспорта нефти и газа (SCADA)	59
2.4.2 Программно-аппаратные средства автоматизации процессов переработки нефти и газа	62
Литература	64
Содержание	66

АВТОМАТИЗАЦИЯ И АСУ ТРАНСПОРТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

**Пособие
для слушателей специальности
переподготовки 1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт,
хранение и реализация нефтегазопродуктов»
заочной формы обучения**

Составитель Атвиновская Татьяна Владимировна

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 13.04.23.

Пер. № 103Е.
<http://www.gstu.by>