

ЛЕКЦИЯ №14 АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ.

Автоматизация и телемеханизация объектов магистральных нефтепроводов (МН) должны обеспечивать безопасную и безаварийную организацию эксплуатации их при оптимальном числе обслуживающего персонала.

Средства автоматизации магистральных нефтепроводов предназначены для контроля и управления объектами МН из операторной нефтеперекачивающей станции (НПС), местного диспетчерского пункта (МДП), районного диспетчерского пункта (РДП) или центрального диспетчерского пункта (ЦДЛ), а средства телемеханизации — для дистанционного управления технологическим оборудованием НПС и линейной части МН из РДП или ЦДЛ.

Система автоматизации объектов магистральных нефтепроводов предназначена для контроля, защиты и управления. Система автоматически должна обеспечивать автономное поддержание заданного режима и его изменение по командам оператора.

Система автоматизации магистральной насосной должна обеспечивать: централизацию контроля и управления магистральной и подпорной насосной;

- автоматическую защиту магистральной и подпорной насосной;
- автоматическую защиту и управление магистральными и подпорными насосными агрегатами;
- автоматическое регулирование давления; автоматизацию вспомогательных систем; автоматическое пожаротушение.

При размещении на общей площадке нескольких магистральных насосных следует совмещать для них решение задач автоматизации и телемеханизации, которое включает:

- управление магистральными насосными агрегатами, вспомогательными системами, задвижками подключения НПС к магистральному нефтепроводу, задатчиками автоматических регуляторов давления и системой автоматического пожаротушения;
- обеспечение измерения и регистрации давления на приеме и выходе НПС (до и после регуляторов давления), а также измерение перепада давления на фильтрах и температуры перекачиваемой нефти на приеме НПС;
- срабатывание Предупредительной и аварийной сигнализации;
- управление задвижками устройства приема и пуска (пропуска) скребка и сигнализации положения задвижек;
- переключение на управление из МДП или РДП.

К основным функциям системы автоматизаций НПС относятся функции защиты, управления и контроля.

Остановимся на содержании функций защиты, которые реализуются на общестанционном и агрегатном уровне.

Общестанционные защиты должны отключать оборудование НПС по параметрам:

- минимальное давление на приеме НПС;

- максимальное давление в коллекторе НПС до узла регулирования давления;
- максимальное давление на выходе НПС после узла регулирования давления;
- максимальный перепад на регуляторе давления; минимальное давление в системе маслоснабжения;
- затопление помещения магистральных насосов (или общего укрытия);
- пожар в помещениях со взрывоопасными зонами;
- превышение допустимого уровня загазованности в помещениях со взрывоопасными зонами;
- понижение давления в камерах беспромвальной установки;
- достижение аварийного уровня нефти в резервуаре — сборнике утечек.

Агрегатные защиты должны отключать магистральные насосные агрегаты по параметрам:

- минимальное давление масла (при принудительной системе смазки);
- максимальная температура подшипников агрегата и корпуса насоса;
- повышенная утечка нефти через уплотнения;
- минимальное избыточное давление в корпусе электродвигателя;
- максимальная вибрация;
- неисправность цепей управления и защит электродвигателя;
- иным параметрам, предусмотренным технической документацией заводов-изготовителей.

Ряд защитных функций выполняется с помощью автоматической защиты, в том числе: отключение работающих магистральных насосных агрегатов; включение (или отключение) вспомогательных систем; сигнализация о возникновении повреждения.

В зависимости от параметра, по которому сработала защита, она должна осуществлять одновременное отключение всех работающих агрегатов; поочередное отключение работающих агрегатов, начиная с первого по потоку нефти.

Для защиты магистрального трубопровода и магистральных насосных агрегатов по давлениям на приеме НПС, на выходе насосов и выходе НПС должны, как правило, применяться две защиты по давлениям.

С развитием систем автоматизации и переходом на микропроцессорные системы автоматизации должны решаться задачи мониторинга значений технологических параметров и параметров состояния технологического оборудования, анализа режимов работы технологического оборудования в реальном масштабе времени. Рассмотрим работу системы АСУ на предприятии АО «Казтрансойл» (рисунок 1).

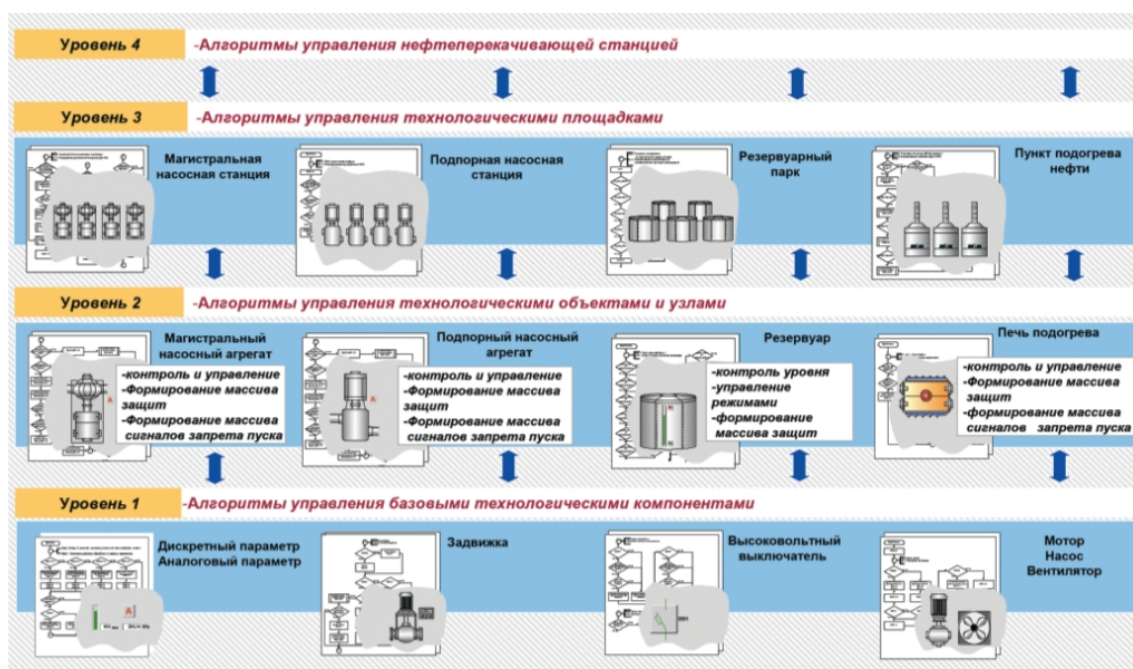


Рисунок 1 – Функциональная структура алгоритмического обеспечения АСУ ТП

Особенности проекта

В состав названных объектов вошли магистральные насосные, подпорные насосные, резервуарные парки, наливные/ сливные железнодорожные эстакады и танкерные причалы, узлы пуска и приема устройств очистки и диагностики трубопроводов, пункты подогрева нефти, узлы регулирования давления нефти с запорной арматурой, узлы учета нефти, вспомогательные системы, обеспечивающие функционирование НПС.

Функциональность АСУ ТП обеспечила создание автоматизированной многоуровневой системы на базе современных ПТС, реализацию принципа управления «сверху» путем приема в автоматическом режиме плановых заданий и установок работы НПС с вышестоящего уровня, обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и систем жизнеобеспечения станции, оптимизацию режимов работы станций, повышение технико-экономических показателей за счет своевременного определения, локализации и устранения утечек, а также сокращения простоев благодаря определению оптимального режима перекачивания.

Система диспетчерского контроля и управления нефтепроводами и технологическими объектами ЗАО «КазТрансОйл» является многоуровневой. Благодаря тому, что технологическое оборудование во многом подобно, были созданы стандартные алгоритмические модули, которые адаптировались для конкретных объектов автоматизации. Таким образом, однородность создаваемой системы была обеспечена не только на аппаратном уровне технических средств, но и на алгоритмическом и программном уровне. Структурная схема АСУ ТП ГНПС, представлена на рисунке 1.1

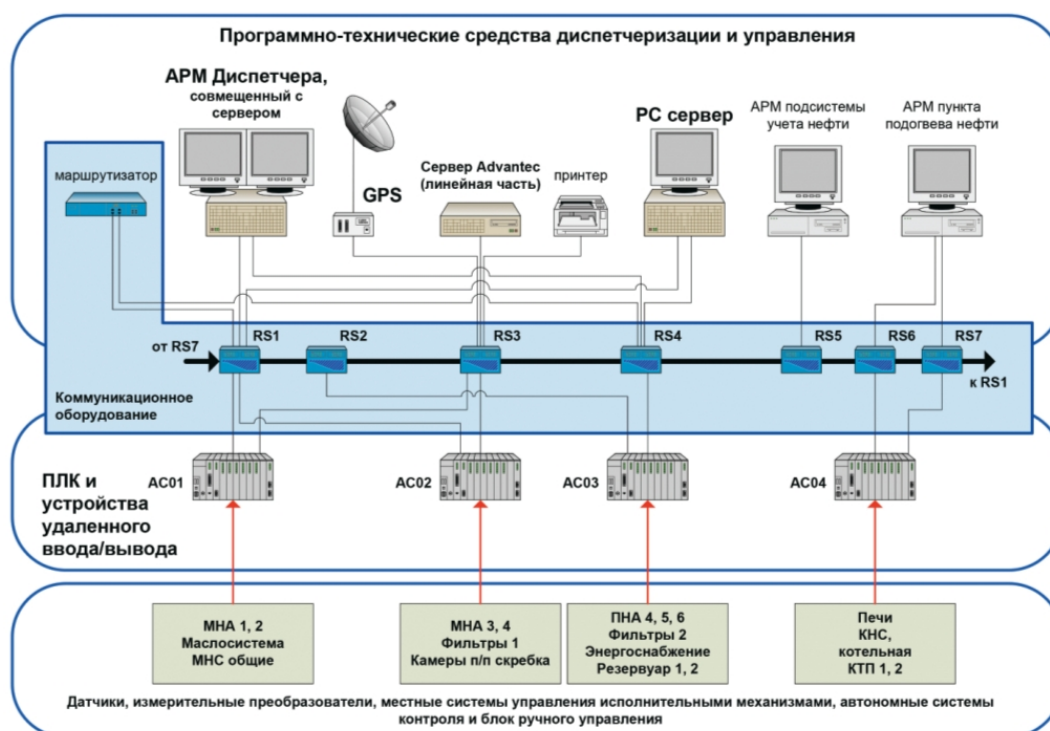


Рисунок 1.1 – Структурная схема АСУ ТП ГНПС

Структура комплекса программно-технических средств АСУ ТП ГНПС (как и всей АСУ ТП НПС МН ЗАО «КазТранс-Ойл») базируется на следующих основных принципах построения АСУ ТП:

- централизованный, иерархический контроль и управление технологическими объектами и магистральными нефтепроводами;
- открытая архитектура IT-взаимодействия компонентов АСУ;
- распределенная структура подсистемы сбора и обработки;
- оптимизация распределения функций сбора информации, контроля, управления на базе объектно-ориентированного подхода;
- простота ТО и высокая степень готовности ПТС;
- короткое время восстановления системы;
- самодиагностика и выборочное дублирование или резервирование компонентов комплекса ПТС.

В число автоматизируемых ТОУ (технологический объект управления) входят СПН (специального назначения), предназначенные для подогрева транспортируемой высоковязкой нефти. При перекачивании с подогревом СА должна обеспечивать выполнение соответствующих расчетов и определение условий работы нефтепровода с наименьшим энергопотреблением и поддержание оптимального режима эксплуатации. При этом осуществляется контроль за состоянием с дистанционным управлением печами подогрева, задвижками технологических нефтепроводов, системой внутренней циркуляции нефти, системой топливообеспечения горелок печей, системой станционного пожаротушения.

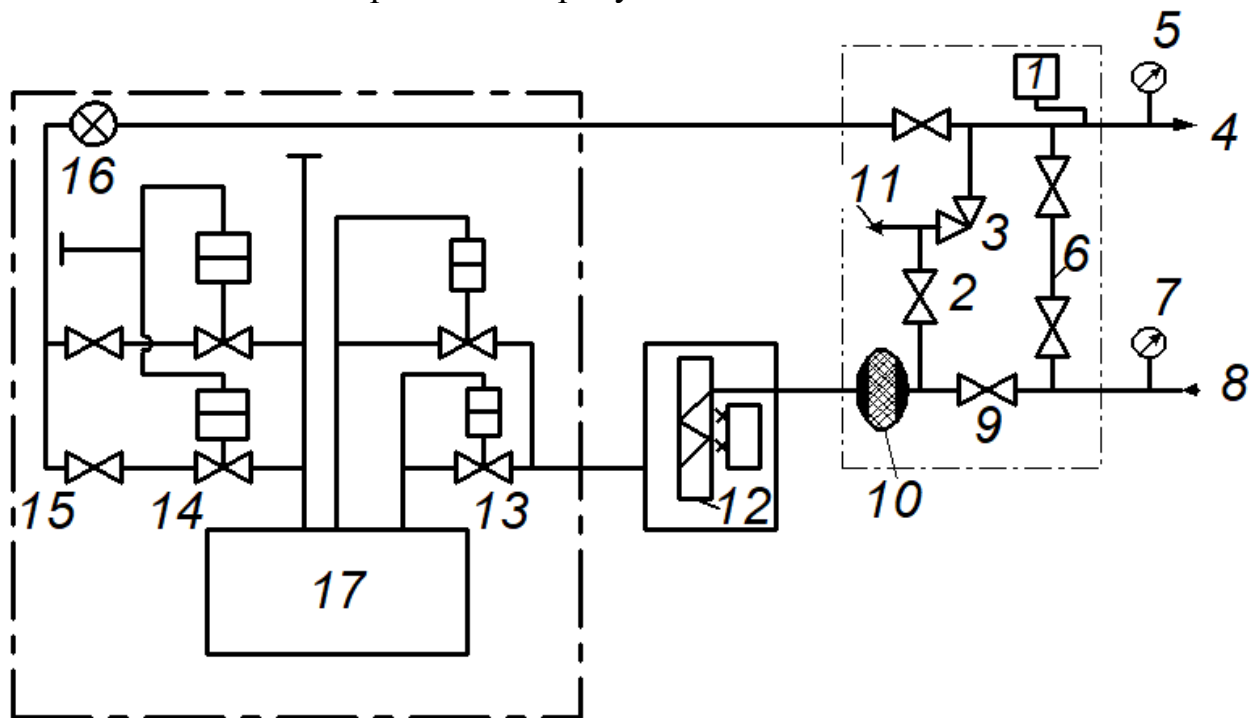
САУ обеспечивают автоматические защиты от недопустимых режимов работы ТП, в том числе защиту от перелива нефти в резервуары при достижении

в них максимального (аварийного) уровня нефти и переключение потока нефти в специально выделенные емкости.

Одной из важной составляющей внедряемой SCADA (программно-аппаратный комплекс сбора данных и диспетчерского контроля) является возможность обнаружения утечек (СОУ) для определения дефектов, возникших под влиянием природных факторов или хищений из нефтепровода, позволяющая исключить или значительно сократить катастрофические экологические последствия.

В настоящее время широкое применение получают автоматизированные газораспределительные станции (АГРС) в комплектно-блочном исполнении (рисунок 1.2)

Блок отключающих устройств включает в себя входную 8 и выходную 4 нитки, предохранительный клапан 3, отключающие выходной 2 и входной 9 краны, вентиль на обводной линии 6, фильтр 10, блок одоризации 1, показывающие манометры 5 и 7 и продувочный вентиль 11.



1 – блок одоризации; 2 – выходной кран; 3 – предохранительный клапан; 4 – выход газа; 5, 7 – манометры; 6 – вентиль на обводной линии; 8 – вход газа; 9 – входной кран; 10 – фильтр; 11 – продувочный вентиль; 12 – подогреватель газа; 13 – кран с пневмоприводом; 14 – регулятор давления газа; 15 – кран с ручным приводом;

16 – газовый счетчик; 17 – щит автоматики

Рисунок 1.2 – АГРС

Узел редуцирования давления газа состоит из двух или нескольких линий редуцирования (включая резервные) в зависимости от пропускной способности ГРС. Каждая линия редуцирования рассчитана на одну и ту же пропускную способность. Предохранительные клапаны установлены на выходных

газопроводах и рассчитаны на полную пропускную способность ГРС с тем, чтобы в газопроводе не могло создаться давление, более чем на 10% превышающее рабочее.

Узел осушки газа. Для предотвращения образования гидратов при редуцировании на ГРС применяют подогрев газа с помощью кожухо-трубных подогревателей.

На АГРС применяют автоматические подогреватели газа модели ПГА, которые представляют собой прямоугольную печь радиально-конвективного типа, включающую огневую камеру, змеевик, горелки, запальник, термopару, терморегуляторы, электромагнитный клапан, датчик и регулятор давления топливного газа. Газ нагревают в змеевике, который имеет радиационную и конвекционные части. Горелку располагают в огневой камере. Топливный газ подают через регулятор, электромагнитный клапан и терморегулятор.

Система автоматики и контрольно-измерительные приборы ГРС. Для измерения давления на ГРС применяют манометры