

ЭНЕРГЕТИКА. ЭНЕРГОРЕСУРСЫ

doi: 10.51639/2713-0576_2023_3_2_103

УДК 622.691.4

ГРНТИ 44.09.29

ВАК 05.14.04

Применение систем телеметрии и телемеханики в пунктах редуцирования газа

* Пазушкина О. В., Шмондин Д. В.

*УлГТУ, 432027, Россия, г. Ульяновск, ул. Северный Венец 32*email: * o.pazushkina@yandex.ru, shmondin@ulgaz.ru

При принятии решения по выбору систем телеметрии и телемеханики в пунктах редуцирования газа необходимо основываться на технико-экономических расчетах для обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации пунктов редуцирования газа и обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю.

Ключевые слова: телеметрия, телемеханика, задвижка, датчик контроля.

Любая система телеметрии предназначена для контроля состояния оборудования и технологических процессов газоснабжения и служит для повышения эффективности, надежности и безопасности эксплуатации на основе использования современных технических средств. Она обеспечивает эффективный дистанционный контроль работы технологического оборудования, автоматизированный сбор и обработку информации о параметрах газоснабжения. Система предназначена для установки на пунктах редуцирования газа (ПРГ) предприятий газоснабжения.

Система автоматизации газорегуляторного пункта представляет собой трехуровневую структуру: нижнего, среднего и верхнего. Нижний уровень автоматизации представлен запорно-регулирующей арматурой, датчиками, электрооборудованием (исполнительными механизмами). На этом этапе происходит сбор технических данных о работе оборудования. Информация от нижнего уровня передается по выходным сигналам на средний уровень – программируемым контроллерам и расходомерам. На среднем уровне происходит обработка полученных данных, корректировка параметров (регулирование давления газа) и передача данных на верхний уровень системы управления. Верхний уровень газорегуляторного пункта – это пульт управления, где хранятся данные о работе системы за весь период эксплуатации и откуда происходит управление технологическим процессом газорегулирующего оборудования. Следует отметить, что развитие автоматизации осложняется рядом технических и технологических проблем: сложностью подключения удалённых объектов к централизованному электроснабжению, отсутствием собственных сетей связи. По этим причинам применяются системы телемеханики, работающие на автономных источниках электроснабжения, а для передачи данных преимущественно используются сети операторов сотовой связи. Таким образом, с каждым годом продельвается всё больше работы по внедрению средств автоматизации при эксплуатации газораспределительных систем, что уже положительно повлияло на безопасную эксплуатацию сетей и повышение их эффективности.

Основные элементы АСУ ТП

1. Автономная система дистанционного контроля давления газа АКТЕЛ-2-ДИТ на базе комплекса телеметрии АКТЕЛ служит для контроля и измерения избыточного давления газа

на участках газопроводов низкого и среднего давления, где отсутствует постоянное электроснабжение. Система обеспечивает:

- измерение, обработку, регистрацию и контроль значений давления газа и сигнальных параметров удаленных объектов;
- передачу информации (текущей и архивной) по беспроводным каналам связи на диспетчерские пункты, пульта управления и автоматизированные рабочие места в режиме автоматического непрерывного или интервального опроса контролируемых объектов;
- передачу информации о превышении аварийных и предаварийных граничных значений давления газа в режиме фактического наступления события;
- ведение архива данных параметров и режимов работы контролируемого объекта.

2. Автоматизированная система дистанционного управления шаровыми кранами на базе автономного комплекса телеметрии «АКТЕЛ» с пневмогидроприводом и отборными устройствами для измерения давления газа. Предназначена для дистанционного аварийного закрытия шарового крана с пневмогидроприводом по команде оператора с пульта управления газораспределительной организации, а также для телеметрического контроля технологических параметров крановых узлов, мониторинга работоспособности приводной запорной арматуры и охраны крановой площадки с помощью контрольно-измерительных приборов по беспроводным каналам связи стандарта GSM/GPRS. Состав системы:

- Автономный комплекс телеметрии «АКТЕЛ» во взрывозащищенной оболочке и степени защиты IP66, с литий-полимерными перезаряжаемыми аккумуляторными батареями (АКБ) и специализированным программным обеспечением;
- Датчики избыточного давления газа для контроля давления на отборах давления газа до и после затвора шарового крана и на ресивере со сжатым воздухом;
- Датчик температуры окружающей среды (находится внутри оболочки);
- Датчик температуры газа и др. (опции);
- Датчики конечных положений герконовые ДКПП для установки на калитках ограждения кранового узла (с комплектом бронированных кабелей);
- Пост управления «свой-чужой».

Предназначены для контроля положения подвижных элементов технологических агрегатов химической, нефтехимической, пищевой и других отраслей промышленности и выдачи электрического сигнала при достижении элементом контролируемого положения, т. е. выполнения функции конечного бесконтактного выключателя. Датчик выполнен на основе геркона и магнита. Геркон размещен во взрывонепроницаемой оболочке. Срабатывание происходит в контрольных точках (минимальном и максимальном расстояниях срабатывания). Может быть использован как средство контроля в составе системы блокировки агрегатов, предназначенной для создания локальных и распределенных систем противоаварийной защиты и сигнализации промышленного оборудования.

3. Датчик контроля предохранительного сбросного клапана предназначен для детектирования фактов сброса газа через ПСК при превышении давления в системе или при выходе ПСК из строя с целью учета этих фактов при коммерческом учете газопотребления.

Установка на объекте осуществляется на сбросную свечу через ввариваемую/вкручиваемую бобышку. Сигнализация фактов сброса/утечки осуществляется посредством срабатывания встроенного геркона и выдаче сигнала дискретный вход контроллера телеметрии. Для удобства монтажа ДКПСК оснащен разъемным соединением.

4. Газоанализаторы метана являются средствами измерения и предназначены для обнаружения и определения текущих значений концентраций газа в атмосфере. Принцип действия КАМ200-97 – оптический, основан на избирательном поглощении инфракрасных излучений молекулами газов в контролируемой рабочей среде. Датчики газа, работающие по данному принципу, обладают пониженным энергопотреблением по сравнению с термокаталитическими сигнализаторами, что позволяет использовать их в системах с автономным питанием.

5. Датчики конечных положений герконовые предназначены для контроля положения подвижных элементов технологических агрегатов химической, нефтехимической, пищевой и других отраслей промышленности и выдачи электрического сигнала при достижении элементом контролируемого положения, т.е. выполнения функции конечного бесконтактного выключателя. Датчик выполнен на основе геркона и магнита. Геркон размещен во взрывонепроницаемой оболочке. Срабатывание происходит в контрольных точках (минимальном и максимальном расстояниях срабатывания). Может быть использован как средство контроля в составе системы блокировки агрегатов, предназначенной для создания локальных и распределенных систем противоаварийной защиты и сигнализации промышленного оборудования.

Эксплуатация АСУ ТП

АСУ ТП должна обеспечивать круглосуточную бесперебойную работу и передачу текущей достоверной информации в АДС и профильным специалистам газораспределительной организации. Аварийно-диспетчерский персонал газораспределительной организации или профильные специалисты эксплуатационной организации осуществляют круглосуточный мониторинг аварийных и предаварийных сообщений АСУ ТП, а также текущих технологических параметров. В целях поддержания АСУ ТП в работоспособном состоянии эксплуатирующей организацией обеспечивается проведение технического обслуживания и ремонта. Документами, определяющими состав, периодичность работ и подтверждающими необходимость их проведения, при планировании ТОиР АСУ ТП являются:

- эксплуатационная документация;
- нормативная документация;
- ведомость дефектов;
- акт оценки технического состояния;
- предписание надзорных органов;
- план мероприятий по повышению надежности АСУ ТП;
- информационные письма.

Виды технического обслуживания:

- ежедневный мониторинг АСУ ТП;
- техническое обслуживание АСУ ТП;
- технические осмотры АСУ ТП на технологических объектах;
- внеплановые проверки и опробование.

Техническое обслуживание проводят в соответствии с графиком ТОиР не реже чем 1 раз в 12 мес. Результаты ТО оформляют в виде комплекта эксплуатационной документации, подтверждающей объём и результаты выполненных работ и включающей протоколы проверок и измерений. Виды ремонтов АСУ ТП:

- текущий;
- капитальный;
- внеплановый.

Текущий и капитальный ремонты АСУ ТП необходимо планировать по каждому технологическому объекту и проводить исходя из фактического технического состояния оборудования, определенного на основании результатов технического обслуживания, оценки технического состояния, а также анализа отказов и дефектов. Текущий ремонт АСУ ТП РГ технологического объекта проводят не реже одного раз в три года. До начала ремонта АСУ ТП технологического объекта выполняют подготовительные работы:

- составляют уточненную ведомость дефектов (при необходимости проведения капитального ремонта) по результатам анализа текущего состояния АСУ ТП технологического объекта непосредственно перед ремонтом;
- разрабатывают рабочую документацию для выполнения капитального ремонта (при необходимости);
- проверяют и подготавливают комплект материально-технических ресурсов для ремонта;

- составляют план работ;
- подготавливают техническую документацию.

В объём текущего ремонта входит:

- замена изношенных, быстроизнашивающихся или дефектных деталей и узлов;
- окраска металлических конструкций АСУ ТП;
- ревизия компонентов АСУ ТП;
- поверка СИ, включая: демонтаж, подготовку к поверке, отправку/приемку из поверки, монтаж;
- регламентная замена элементов питания (для автономных систем телемеханики);
- текущий ремонт электропривода (для систем телемеханики с электроприводными исполнительными устройствами);
- другие работы, предусмотренные руководством по эксплуатации оборудования;
- техническое обслуживание.

Капитальный ремонт АСУ ТП выполняется для восстановления исправности и полного или близкого к полному ресурсу с заменой или восстановлением ее частей. Работы, выполняемые при капитальном ремонте:

- замена изношенных технических устройств с истекшим сроком эксплуатации;
- замена неисправных технических устройств с изменением их характеристик.

После завершения капитального ремонта АСУ ТП (или ее части) осуществляется приемка, контроль качества и объема выполненных работ. Завершение капитального ремонта оборудования и ввод его в эксплуатацию оформляют актом о вводе оборудования в эксплуатацию после ремонта, к которому прикладывают комплект исполнительной технической документации:

- ведомость смонтированных приборов и средств автоматизации;
- протоколы измерений, проверок и испытаний;
- акты освидетельствования скрытых работ (при наличии).

Внеплановые ремонты выполняются в случае отказов АСУ ТП. Срок устранения отказа АСУ ТП не должен превышать двух рабочих дней с момента его обнаружения. При восстановлении работоспособности оборудования при внеплановом ремонте, как правило, применяется агрегатно-узловой метод, когда отказавший узел заменяется работоспособным из состава ЗИП.

Непригодное к эксплуатации АСУ ТП, восстановление которых экономически нецелесообразно (критерием нецелесообразности проведения восстановительного ремонта может являться то обстоятельство, что стоимость ремонта превышает 70 % стоимости нового изделия), подлежат списанию. Результаты внепланового ремонта, выявленные отклонения и неисправности, а также принятые меры, фиксируют в эксплуатационном журнале технологического объекта. В процессе эксплуатации допускается замена вышедших из строя технических устройств на аналогичные с такими же или улучшенными характеристиками. В этом случае выполняют следующие условия:

- замена не должна противоречить допустимой категории работ (текущий ремонт, капитальный ремонт, реконструкция и т.п.);
- замена должна быть оформлена документально, включая запись в эксплуатационном журнале и изменением ведомости смонтированных приборов.

Конфликт интересов

Авторы статьи заявляют, что у них нет конфликта интересов по материалам данной статьи с третьими лицами на момент подачи статьи в редакцию журнала, и им ничего не известно о возможных конфликтах интересов в настоящем со стороны третьих лиц.

Список литературы

1. ГОСТ Р 34741–2021. Системы газораспределительные. Требования к эксплуатации сетей газораспределения природного газа: межгосударственный стандарт Российской Федерации, издание официальное, утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20.10.2021г. №1191-ст, введен впервые: дата введения 01.06.2022, разработан АО «Гипрониигаз». – Москва: Российский институт стандартизации, 2021. – 110с;
2. СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.12-2016. Автоматизированные системы управления технологическим процессом распределения газа: издание официальное, утвержден и введен в действие Распоряжением ООО «Газпром межрегионгаз» от 25.08.2016 № 81-Р/34, введен впервые, разработан ФГБУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», ООО «Газпром межрегионгаз», 2016. – 29 с. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/7301202206290001?index=0&rangeSize=1> (дата обращения 27.01.2023).

Advantages of using underground ball valves in a non-kolozez design on gas distribution networks on the example of the Ulyanovsk region

Pazushkina O. V., Shmondin D. V.

Ulyanovsk State Technical University, 432027, Russia, Ulyanovsk, Severny Venets st., 32

When making a management decision on the choice of shut-off valves as a replacement unit during major repairs or initial installation, it is necessary to base on technical and economic calculations to obtain an economic and energy-saving effect during the subsequent operation of the gas pipeline.

Keywords: shut-off valves, gas well, gate valve, underground ball valve in cold-free design.