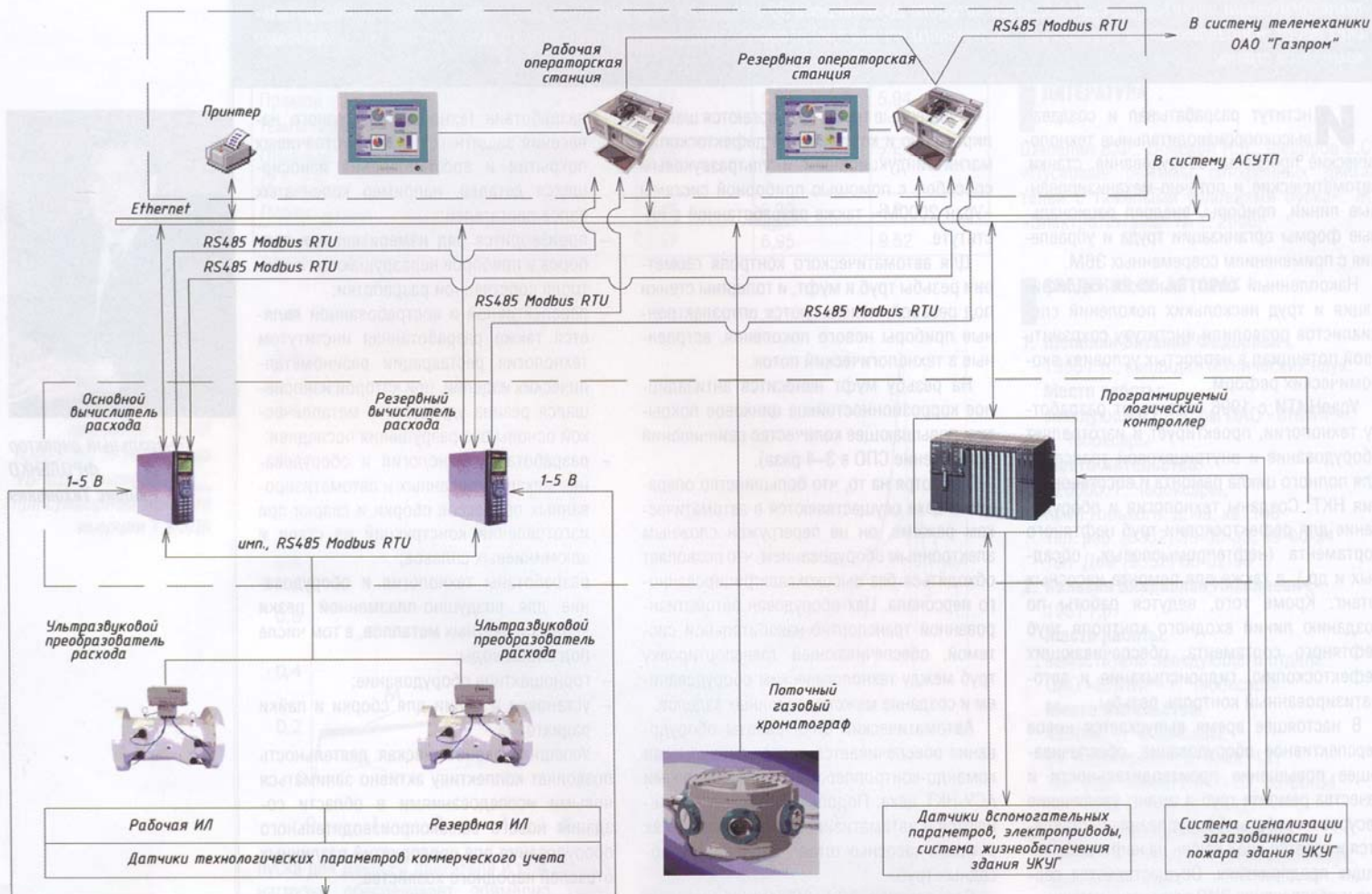


ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ УНИФИЦИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ЭНЕРГОСОДЕРЖАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА



Структурная схема комплекса технических средств узла учета газа

САБИРОВ А. И.
директор НПП «ГКС»

БАЛУЕВ А. Ю.
главный метролог
НПП «ГКС»

Для измерения расхода газа, во всем мире, применяются следующие типы расходомеров:

- диафрагменный преобразователь расхода (метод переменного перепада давления)
- турбинные
- кориолисовые
- ультразвуковые

Для каждого из этих методов можно выделить следующие преимущества и недостатки:

Следует отметить, что до 80% существующих систем в настоящее время используют в основе метод переменного перепада давления. Однако развитие измерительного оборудования в последнее время позволяет говорить о необходимости модернизации существующих систем с целью снижения затрат, связанных, например, с потерями давления. Кроме того, отпадает необходимость проектирования длинных прямых участков трубопровода до и после расходомера. В зависимости от поставлен-

ных задач, предлагается использование следующих решений:

- узлы учета газа на базе счетчиков-расходомеров массовых (до 1000 м³/ч);
- узлы учета газа на базе ультразвуковых расходомеров (свыше 1000 м³/ч).

УЗЛЫ УЧЕТА ПРИРОДНОГО ГАЗА НА БАЗЕ СЧЕТЧИКОВ-РАСХОДОМЕРОВ МАССОВЫХ

К недостаткам узлов учета природного газа на базе массовых расходомеров следует отнести малую наработку нормативной базы. Однако имеется и ряд существенных преимуществ:

- блочное исполнение измерительных комплексов в составе газораспределительных станций;
- высокая точность измерений;
- отсутствие зависимости метрологических характеристик от расположения местных сопротивлений на измерительном трубопроводе.

Массовый динамический метод позволяет осуществлять учет массового расхода газа с погрешностью не более ± 0,5 %, однако следует учитывать, что коммерческий учет природного газа ведется на территории Российской Федерации в объемных единицах. Поэтому для учета объема газа в нормальных условиях необходимо производить пересчет измеренного значения массы к объему газа в нормальных условиях; при этом используются алгоритмы определения плотности газа, описанные в серии стандартов ГОСТ 30319-96 «Газ природный. Методы расчета физических свойств».

Испытания, проведенные на ГРС «Ракитка», МосТрансГаз, показали, что погрешность определения объемного расхода природного газа по данному методу не превышает ± 0,7 %. При этом имеется возможность блочных установки подобных комплексов в составе любых существующих объектов газораспределения, в том числе в ходе проведения работ по реконструкции действующих узлов учета.

УЗЛЫ УЧЕТА ПРИРОДНОГО ГАЗА НА БАЗЕ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ РАСХОДОМЕРОВ

Перспективным выглядит также использование ультразвуковых расходомеров в составе узлов коммерческого учета природного газа. Использование ультразвуковых преобразователей расхода позволяет:

- существенно снизить потери давления на узле
- увеличить надежность и срок эксплуатации системы (в связи с отсутствием в конструкции ультразвуковых преобразователей расхода подвижных и движущихся частей)
- повысить точность измерений объемного расхода газа.

Ультразвуковые расходомеры имеют низкую погрешность измерений – порядка $\pm 0,35\%$ по объему в рабочих условиях, что позволяет выйти на уровень погрешности при вычислении объема, приведенного к нормальным условиям, порядка $\pm 1,0\%$.

Узлы учета природного и попутного газа, создаваемые НПП «ГКС», полностью отвечают требованиям действующих отраслевых документов, в т.ч. СТО ГАЗПРОМ «Расход и количество природного газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода», пределы допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 1,0\%$.

АТТЕСТАЦИЯ АЛГОРИТМОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА ПРИРОДНОГО ГАЗА

С 1 января 2007 г. введена в действие серия стандартов ГОСТ 8.586.(1-5)-2005 «Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств».

Согласно разъяснению Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12.01.2007 требования указанных новых стандартов к монтажу и конструкции измерительных линий распространяются только на вновь создаваемые и реконструируемые узлы учета газа и жидкости. Однако все расчеты, связанные с процессом измерения расхода, выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ 8.586.(1-5)-2005, независимо от времени ввода в эксплуатацию узлов учета.

Очевидно, что необходимо провести работы по модернизации существующих узлов учета в части алгоритмов вычисления количества природного газа. Также необходимо выполнить работы по аттестации новых алгоритмов (аналогичная работа по алгоритмам для жидкости относительно контроллеров FloBoss S600 была проведена на НПП «ГКС»).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОМПОНЕНТНОГО И ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА ПРИРОДНОГО ГАЗА, А ТАКЖЕ ЭНЕРГОСОДЕРЖАНИЯ

Как уже было сказано ранее, в нефтегазовой отрасли РФ при учетных операциях в соответствии со статьей 13 закона «Об обеспечении единства измерений» при транспортировке и переработке расход и количество газа приводятся к стандартным условиям.

При расчете используется значение плотности в стандартных условиях и данные о компонентном составе газа. На данный момент применяется два метода определения плотности газа в стандартных условиях: расчетный и измеренный.

Наибольшее распространение получил расчетный метод в соответствии с

ГОСТ 30319, который обеспечивает расчет таких показателей, как адиабата, энергосодержание, число Воббе, с использованием данных о компонентном составе газа.

Для решения этих задач в составе узлов учета газа применяются промышленные поточные хроматографы.

В хроматографе могут быть реализованы следующие алгоритмы:

- пороговый контроль результатов анализа компонентного состава для выявления возможных отклонений в работе хроматографа, а также с целью контроля качества перекачиваемого газа;
- проведение усреднения результатов анализов за выбранный интервал времени;
- нормировка усредненных результатов анализа за выбранный интервал времени;
- вычисление плотности, приведенной к стандартным условиям по ГОСТ 30319 для вычисления количества перекачиваемого газа в единицах объема, приведенного к стандартным условиям;
- вычисление относительной плотности, высшей и низшей теплоты сгорания, числа Воббе по ГОСТ 22667 для определения энергосодержания и, следовательно, ценности перекачиваемого газа.

Отличительной особенностью современных аналитических систем является возможность реализации математических алгоритмов непосредственно в аппаратном обеспечении хроматографа. Это позволяет избежать использование специализированного контроллера для выполнения математических вычислений, организации интерфейсной связи для обмена данными между контроллером АСУ и хроматографом и, следовательно, усложнения и удорожания аналитической системы.

Таким образом, наряду с задачей получения достоверных данных о количестве перекачиваемого газа, большое значение имеет именно определение показателей качества. В связи с этим очевидна необходимость использования в составе узлов учета аналитических станций на базе поточных хроматографов.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УНИФИЦИРОВАННЫХ СИСТЕМ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ЭНЕРГОСОДЕРЖАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА. ВОЗМОЖНОСТИ ИНТЕГРАЦИИ В АСУ ПРЕДПРИЯТИЯ

В настоящее время существующие узлы учета природного газа имеют достаточно сложную структуру. Элементы этой структуры передают информацию в верхний уровень, который осуществляет обработку этих сигналов по заданным алгоритмам. При этом следует отметить, что различными могут быть как протоколы, по которым передается информация, так и алгоритмы, необходимые для ее обработки.

Типовой узел учета природного газа имеет двухуровневую функционально распределенную структуру, состоящую из нижнего и верхнего уровней.

В нижнем уровне можно выделить блок измерения технологических параметров потока и среды и блок контроля и управления.

Функции блока измерения технологических параметров потока и среды:

- обработка сигналов и индикация основных параметров потока (объема, объемного расхода, абсолютного давления, температуры, температуры точки росы по воде и углеводородам);
- измерение компонентного состава природного газа, вычисление плотности при стандартных условиях, относительной плотности, теплоты сгорания (высшей и низшей) и числа Воббе;
- вычисление объема и объемного расхода по каждой линии и узлу в целом;
- индикация и сигнализация о выходе значений основных параметров потока и среды за допустимые границы.

Функции блока контроля и управления:

- выдача управляющих сигналов на исполнительные механизмы (электроприводы кранов, электродвигатель аварийного вентилятора, электронагреватели);
- измерение, индикация и сигнализация состояний исполнительных механизмов;
- анализ входных данных с целью предотвращения нарушения технологического регламента;
- выполнение алгоритмов логического управления технологическим процессом учета, пуск и остановка оборудования.

Верхний уровень решает следующие задачи:

- хранение и отображение на операторских станциях измеренных и расчетных значений контролируемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа;
- формирование и архивирование журнала событий системы;
- формирование и передача данных с узла учета на верхний уровень.

Таким образом, очевидна необходимость реконструкции существующих узлов учета природного газа на ГРС, ГИС, ГРП, ПЗРГ. Предлагаемые НПП «ГКС» комплексные системы измерения количества и энергосодержания природного газа позволяют решить эту задачу и осуществлять непрерывное автоматическое вычисление расхода, количества и энергосодержания природного газа с заданной и достоверно определенной точностью во всем рабочем диапазоне технологических и измеряемых параметров с передачей информации с помощью систем телемеханики в АСУ ТП предприятия.