

Высокоточные узлы учета СУГ на основе инновационных технологий

Н.И. Кобылкин,

генеральный директор ОАО «Промприбор»,

В.И. Терешин,

генеральный директор ЗАО «Техносенсор»,

А.С. Совлуков,

зам. генерального директора ЗАО «Техносенсор», профессор, д.т.н.,

А.С. Барабанов,

главный инженер проекта по оборудованию для СУГ ОАО «Промприбор»

Учет сжиженных углеводородных газов (СУГ) при наполнении автогазовозов и сливе железнодорожных цистерн производится, как правило, весовым методом – путем взвешивания до и после операции. Многие газонаполнительные станции (ГНС) не имеют железнодорожных и автомобильных весов необходимой грузоподъемности (для взвешивания автогазовозов большой вместимости, широко используемых в настоящее время) и не могут быть ими оснащены вследствие недостаточной территории земельного участка.

Проблема учета СУГ в этом случае может быть решена с применением высокоточных узлов учета для измерения количества газа, слитого с железнодорожных цистерн, и количества газа, залитого в резервуары автогазовозов.

Узлы учета для нефтепродуктов обеспечивают достаточно высокую точность и широко используются для коммерческого учета; в то же время узлы учета СУГ не всегда обеспечивают необходимые для коммерческого учета метрологические характеристики.

Причины этого состоят в методических погрешностях, которые возникают, когда измеряемые датчиками физические величины (скорость потока, температура, давление, плотность) не совсем точно описывают контролируемый параметр (массовый расход). В этом случае повышение метрологических характеристик датчиков не приводит к повышению точности учета. Например, пренебрежение массой пара, прошедшего по линии паровозврата в процессе слива, вызывает значительную погрешность учета, которая не станет меньше, если

мы установим более точные датчики на трубопроводе жидкого СУГ.

Для уменьшения методических погрешностей узлов учета СУГ должны быть решены следующие задачи: необходимо учитывать массу пара, прошедшего по линии паровозврата в процессе слива, и обеспечивать точное измерение плотности непосредственно в процессе слива, потому что в это время плотность СУГ может существенно изменяться.

Масса пара в пустом резервуаре может достигать 5-7% от массы сжиженного газа при полном заполнении резервуара. Изменение массы пара в резервуаре начинается сразу при открывании линии паровозврата еще до начала процесса слива и продолжается в течение всего времени слива.

Например, газовоз объемом 42 м^3 с плотностью пара 25 кг/м^3 подключается к линии паровозврата ГНС. На ГНС давление и плотность пара могут быть значительно ниже вследствие более низкой температуры при подземном размещении резервуаров или из-за работы компрессора. Например, плотность пара на ГНС составляет 12 кг/м^3 . При подключении

резервуара газовоза по линии паровозврата значения давления становятся равными – плотность пара составит, например, 15 кг/м^3 . При этом произойдет потеря массы газовоза: масса СУГ в газовозе уменьшится на 420 кг , с $42 \times 25 = 1050 \text{ кг}$ до $42 \times 15 = 630 \text{ кг}$. В процессе заполнения газовоза будет происходить отбор пара из резервуара газовоза компрессором и к окончанию заполнения суммарные потери массы по паровой фазе могут составить около 1 т .

Рассмотрим тот же процесс, когда значения давления в резервуаре газовоза и в резервуарах ГНС одинаковые, и перекачка СУГ производится насосом. В этом случае по мере заполнения резервуара газовоза паровая фаза в резервуаре будет уменьшаться в объеме и переходить по линии паровозврата в резервуар ГНС. Около 35 м^3 при полном заполнении пара заместятся жидкостью, соответственно $500\text{-}800 \text{ кг}$ СУГ в виде пара перейдет по линии паровозврата.

Таким образом, если не учитывать массу пара, прошедшего по линии паровозврата, методическая погрешность учета составит $500\text{-}1000 \text{ кг}$ или $3\text{-}6\%$.

Температура СУГ в процессе перекачки изменяется на несколько градусов, соответственно изменяется и плотность, поэтому для обеспечения точного учета плотность жидкого СУГ необходимо измерять непосредственно на узле учета рядом со счетчиком расхода.

Авторами были реализованы инновационные технические решения, обеспечивающие производство высокоточных установок для коммерческого учета СУГ.

Установки учета СУГ

Установки для измерения и учета СУГ, независимо от условного прохода трубопроводов и видов учета (коммерческий учет, внутрихозяйствен-

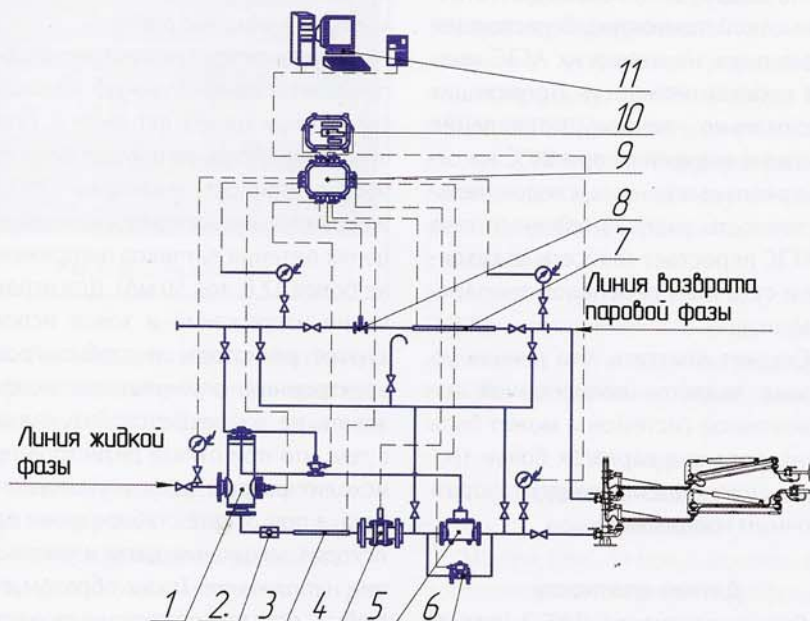


Рис. 1. Гидравлическая схема установки учета СУГ.

1 – фильтр-газоотделитель; 2 – обратный клапан; 3, 7 – плотнометры; 4 – турбинный преобразователь расхода ППТ-65; 5 – дифференциальный клапан; 6 – электромагнитный клапан малого расхода; 8 – турбинный преобразователь расхода ППТ-32; 9 – коробка соединительная; 10 – электронный блок управления; 11 – компьютер

ный, учет на трубопроводе), должны иметь следующие функциональные узлы, необходимые для работы с СУГ:

- газоотделитель (газоконденсатор);
- счетчик жидкости или первичный преобразователь объема;
- устройство для поддержания давления после счетчика (дифференциальный клапан);
- устройство для автоматического или ручного перекрытия потока при наливе требуемого количества;
- органы управления, в том числе периферийные устройства, служащие для отображения и хранения информации операций налива, управления процессом налива и измерений, регулировок и т.д.

При наличии перечисленных узлов установки учета СУГ представляют собой измерительные системы, которые соответствуют отечественным и международным нормативным требованиям. В газораздаточных колонках в настоящее время широко применяются термокорректирующие устройства (электронные или механические), позволяющие выдавать покупателю объем СУГ, приведенный

к температуре 20°C. Электронные средства управления и управляющие программы выполнены так, что по данным, внесенным в память, без применения специальных средств измерения (плотности, вязкости) можно с достаточной точностью определять массу СУГ. Но в данном случае измерения будут истинными именно для тех условий, при которых они проводились (температура, компонентный состав и плотность газа).

В связи с интенсивным развитием рынка альтернативных видов моторного топлива на ГНС, АГЗС и т.п. возникает потребность в точном и

достоверном учете сжиженных газов, понимании технологических процессов, особенностей учета и измерения данных продуктов, исключении человеческого фактора.

Инновационные технические решения, разработанные авторами, позволяют измерять, вести учет и контролировать параметры процессов измерения, контроль которых до настоящего времени не проводился или был достаточно дорогостоящим.

Это относится как к небольшим установкам, предназначенным для выдачи небольших доз при заправке автомобилей, так и при измерениях СУГ при сливе или наливе железнодорожных и автомобильных цистерн.

Наибольшее внимание заслуживает установка УИЖГЭ-65.ППТ.Пл/2 для учета СУГ при наливе газовозов с расходами в пределах от 5 до 50 м³/ч.

Установка представляет собой две объединенные измерительные системы, служащие для измерения объемного и массового расхода отдельно жидкой и отдельно паровой фаз СУГ. Принципиальная гидравлическая схема установки учета СУГ приведена на рис. 1, общий вид установки – на рис. 2.

При подсоединении к цистерне по паровой и жидкой фазам происходит выравнивание давлений между цистерной и емкостью хранения.

С помощью насоса или компрессора СУГ подается в линию жидкой фазы. Электроконтактный манометр контролирует давление жидкости на входе в систему и при достижении заданного давления, необходимого для конденсации паров в установке и в

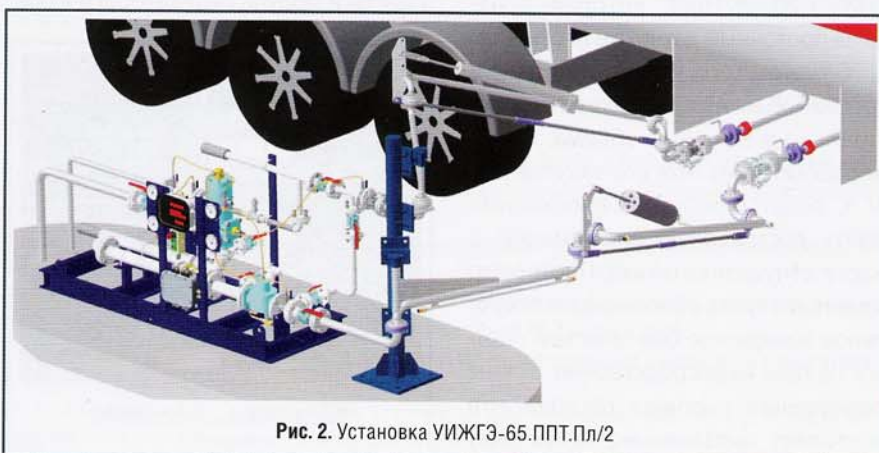


Рис. 2. Установка УИЖГЭ-65.ППТ.Пл/2

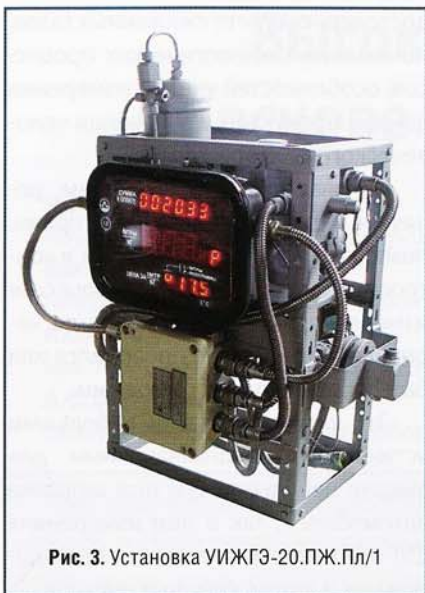


Рис. 3. Установка УИЖЭ-20.ПЖ.Пл/1

возможных участках запаривания, на блок управления подается сигнал на открытие электромагнитного клапана малого расхода. После прохождения через счетчик заданного объема газа происходит формирование и выдача сигнала на открытие клапана большого расхода. Посредством проточного датчика плотности ДЖС-7 и первичного преобразователя объема ППТ-65 измеряются плотность и объем наливаемой жидкой фазы СУГ. В то же время происходит измерение объема и плотности вытесняемой из цистерны паровой фазы. Таким образом, система управления вычисляет и выдает на индикатор и ПЭВМ значения истинной массы слитого или залитого СУГ как разность массы газа, прошедшего по трубопроводу жидкой фазы, и массы газа, прошедшего по трубопроводу паровозврата.

На рис. 3 показана установка УИЖЭ-20.ПЖ.Пл/1, которая оснащена проточным датчиком плотности.

С учетом того, что традиционно в России СУГ на АГЗС продается исключительно в единицах объема, а коммерческий учет при его закупке для АГЗС ведется по массе, необходимо иметь достоверную информацию о массе отпущенного газа. Плотномер в данном случае обеспечивает постоянное измерение фактической плотности газа непосредственно в зоне размещения счетчика расхода, что позволяет параллельно вести учет

СУГ по объему и по массе с достаточной высокой точностью. В настоящее время лишь на немногих АГЗС имеется такая возможность. Происходит максимально точное приведение объема к значениям при 20°C на основе реальных данных, следовательно, точность учета проданного газа на АГЗС перестает зависеть от сезонных и суточных перепадов температуры.

Следует отметить, что данная установка является полноценной измерительной системой и может быть смонтирована в каркасах более традиционного вида, присущего газораздаточным колонкам.

Датчик плотности

Датчик плотности ДЖС-7 (рис. 4) имеет резьбовое крепление и измеряет плотность СУГ в диапазоне от 0 до 900 кг/м³. Эта особенность позволяет использовать одинаковые датчики для измерения плотности пара и плотности жидкости.



Рис. 4. Датчик плотности СУГ ДЖС-7

Подключение датчиков – четырехпроводное (два сигнальных провода интерфейса RS-485, общий провод и питание +10В).

Электронный блок

Электронная часть установки размещается во взрывозащищенном корпусе контроллера (модуль искрозащиты и модуль индикатора) и в рас-



Рис. 5. Модуль искрозащиты

пределительной коробке (клеммные колодки и мощные реле).

Модуль искрозащиты (рис. 5) обеспечивает гальваническую изоляцию сигнальных цепей датчиков с помощью твердотельного реле (электрическая прочность изоляции – 3000 В) и ограничение напряжений и токов в цепях питания датчиков (напряжение не более 12 В, ток 50 мА). Для ограничения напряжений и токов используются резисторы и стабилитроны, электронные ограничители использовать не разрешается. Это связано с тем, что при отказе резистора происходит разрыв цепи и уменьшение тока, а при отказе стабилитрона происходит замыкание цепи и уменьшение напряжения. Таким образом, при любых отказах повышенные напряжения и токи возникнуть не могут. Ток 50 мА при напряжении 12 В, если нет больших индуктивностей и электрических емкостей, не может вызвать взрыва смеси пропана с воздухом, так как не хватает мощности искры.

Искробезопасные цепи значительно повышают безопасность эксплуатации оборудования.

Электронная часть выпускается в двух исполнениях – с питанием от сети переменного тока 220 В, 50 Гц и с питанием постоянным напряжением + 24 В. При питании от сети переменного тока 220 В, 50 Гц модуль индикатора комплектуется адаптером RS-25-5 MEAN WELL.

При питании постоянным напряжением + 24 В устанавливается дополнительно блок питания – преобразователь S-40-24 MEAN WELL (ток 1,8 А), или для повышенной нагрузки S-40-320 MEAN WELL (12 А), RSP-1500-24 MEAN WELL (ток 63 А).

Модуль искрозащиты ИЗК-3 ТСО.467849.001

Модуль искрозащиты обеспечивает взрывозащищенность цепей подключения датчиков (искробезопасная электрическая цепь), опрос датчиков, обработку информации, выдачу информации на индикатор и в ПЭВМ, формирование и выдачу релейных сигналов. Модуль искрозащиты имеет энергонезависимые встроенные



Рис. 6. Модуль индикатора

часы с календарем и дополнительную энергонезависимую память для хранения журнала событий и архивных данных.

Входные и выходные цепи:

- интерфейс RS-485 для датчиков плотности и других устройств;
- два двухканальных входа для счетчиков расхода;
- четыре входа для датчиков температуры;
- три входа для команд управления;
- пять аналоговых входов;
- питание датчиков плотности, счетчиков расхода, датчиков температуры;
- гальванически изолированный интерфейс RS-485 для внешних устройств;
- твердотельное реле, 8 выходов.

Модуль индикатора ТСО.467444.001

Модуль индикатора (рис. 6) обеспечивает отображение информации на 26 символьных и цифровых светодиодных индикаторах и на двух линейках светодиодов.

Подключение: обмен RS-485 (два провода в экране) и питание (два провода 220 В, 50 Гц для питания через адаптер RS-25-5 MEAN WELL или два провода для питания + 24В).

Модуль индикатора имеет энергонезависимые встроенные часы с календарем и дополнительную энергонезависимую память для хранения журнала событий и архивных данных.

Имеется 24 выхода с логическими уровнями +5 В (для выдачи сигналов на реле) и 8 линий, которые могут быть запрограммированы как входы или как выходы.

Адаптер RS-485 - USB

Адаптер предназначен для подключения устройств, работающих по интерфейсу RS-485 к входу USB ПЭВМ. В ПЭВМ адаптер определяется как COM-порт. Поддерживаются полудуплексный и полнодуплексный режимы работы и различные скорости обмена.

Адаптер устанавливается около ПЭВМ и соединяется с модулем искрозащиты или с модулем индикатора кабелем длиной не более 500 м.

GSM модем (дополнительная комплектация)

Модем (рис. 7) предназначен для беспроводной передачи информации в центральный офис по сетям сотовой связи стандарта GSM. Модем имеет промышленное исполнение



Рис. 7. GSM модем

(диапазон температур от -40°C до $+85^{\circ}\text{C}$) и поддерживает протокол Интернета TCP/IP.

Разработки в области высокоточного учета СУГ нашли освещение в публикациях [1-13]. Передовые разработки по учету СУГ защищены патентами РФ на изобретения [14-16] и позволяют обеспечить высокоточный учет СУГ на ГНС, АГЗС и газовазах.

Литература

1. Барабанов А. Реализация сжиженных углеводородных газов – проблемы и решения. – Автогазозаправочный комплекс + Альтернативное топливо. 2006. № 6. – С. 16-17.
2. Рагулина А. Наши знания и опыт – ваш успех в бизнесе. – Автогазозаправочный комплекс + Альтернативное топливо. 2006. № 5. – С. 6-9.
3. Терешин В. И., Совлуков А. С., Летуновский А. А. Особенности учета СУГ в резервуарном парке. – Газ России. 2007. № 2. – С. 66-71.
4. Терешин В., Совлуков А., Летуновский А. Система учета СУГ для оснащения газовазов. – Транспорт на альтернативном топливе. 2008. № 4. – С. 27-31.
5. Терешин В., Совлуков А. Автоматизированная система очистки СУГ от воды. – Автогазозаправочный комплекс + Альтернативное топливо. 2007. № 5. – С. 38-40.
6. Терешин В., Совлуков А., Летуновский А. Новые компоненты для автоматизации современных АГЗС и ГНС. – Автогазозаправочный комплекс + Альтернативное топливо. 2007. № 4. – С. 18-21.
7. Терешин В., Совлуков А., Летуновский А. О методических погрешностях учета СУГ в резервуарном парке. – Автогазозаправочный комплекс + Альтернативное топливо. 2006. № 5. – С. 24-26.
8. Терешин В., Совлуков А. Беспроводные технологии в системах учета СУГ. – Автогазозаправочный комплекс + Альтернативное топливо. 2006. № 3. – С. 23-25.
9. Летуновский А., Терешин В. Система автоматизации АГЗС нового поколения. – Автогазозаправочный комплекс + Альтернативное топливо. 2005. № 6. – С. 18-21.
10. Sovlukov A.S., Tereshin V.I. Determination of liquefied petroleum gas quantity in a reservoir by radiofrequency techniques. – Proc. of the 20th IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference. Vail, CO, USA. 2003. Vol. 1. – P. 368-373.
11. Терешин В., Совлуков А. Комплексный подход к организации высокоточного учета СУГ на ГНС и АГЗС. – Автогазозаправочный комплекс + Альтернативное топливо. 2005. № 5. – С. 10-13.
12. Совлуков А.С., Терешин В.И. Радиочастотный метод измерения количественных параметров сжиженных углеводородных газов в резервуарах. – Измерительная техника. 2005. № 10. – С. 68-71.
13. Совлуков А.С., Терешин В.И. Измерение количества сжиженного углеводородного газа в резервуаре. – Измерительная техника. 2006. № 2. – С. 40-42.
14. Совлуков А.С., Терешин В.И. Способ определения физических параметров сжиженного газа в емкости. – Патент РФ на изобретение № 2262667. 2005.
15. Совлуков А.С., Терешин В.И. Устройство для определения массы сжиженного газа. – Патент РФ на изобретение № 2246702. 2005.
16. Совлуков А.С., Терешин В.И. Устройство для измерения физических свойств вещества. – Патент РФ на изобретение № 2315290. 2008.

