

Комплексный подход к организации высокоточного учета СУГ на ГНС и АГЗС

Виктор Терешин,
генеральный директор ЗАО «Техносенсор»,
Александр Совлуков,
зам. генерального директора ЗАО «Техносенсор», профессор, д.т.н.

измерения объема (с помощью объемных счетчиков на колонках или датчиков уровня в резервуарах), а масса вычисляется как произведение объема на плотность (плотность не измеряется, а берется ее усредненное значение), то из-за неправильного значения плотности при расчетах погрешность учета по массе может достигать 10-15%.

Коррекция плотности по температуре неэффективна, потому что состав СУГ может изменяться в широких пределах.

Погрешность учета (расхождение между принятым от поставщика и отпущенным через сеть АГЗС количеством СУГ) при использовании современного импортного оборудования может достигать 8%.

Для объективного, достоверного учета сжиженных углеводородных газов (СУГ) на газонаполнительных станциях (ГНС) и автомобильных газозаправочных станциях (АГЗС) необходима комплексная обработка информации от датчиков уровня, плотности и расхода. В настоящее время оптовая реализация СУГ производится по массе, поэтому учет при приеме на ГНС и при отпуске на АГЗС должен быть по массе. Розничная продажа на АГЗС производится в литрах, поэтому на АГЗС должен быть двойной учет – в литрах и в килограммах.

Для учета СУГ используются следующие технические средства:

- объемные механические счетчики расхода;
- кориолисовые массовые счетчики расхода;
- гидростатические плотномеры;
- уровнемеры;
- радиоволновые плотномеры паровой и жидкой фазы СУГ;
- манометры;
- индикаторные трубки;
- весы.

На АГЗС основным средством учета является объемный механический счетчик расхода. Счетчики фирмы «FAS» оснащаются дополнительно датчиком температуры и при работе на чистом пропане измеряют объемный расход, по температуре вычисляется плотность пропана и затем вычисляется массовый расход. Особенности учета СУГ в России обусловлены использованием смеси пропан-бутана, а не чистого пропана, и повышенной загрязненностью

СУГ. Использование смеси пропан-бутана не позволяет произвести коррекцию погрешностей от изменения плотности СУГ по датчику температуры, поэтому счетчик дает достоверную информацию только об объемном расходе.

Сходные проблемы возникают и при организации учета СУГ в резервуарном парке по уровнемерам. Изменяется плотность, что приводит к изменению уровня. Плотность зависит от состава СУГ (для пропана и бутана отличается на 13%) и от температуры (при изменении температуры на 15°C плотность изменяется на 3-4%). Например, если в зимнее время

получили СУГ и слили в подземные резервуары, то из-за разности температур плотность может за несколько дней уменьшиться на 6%, а объем увеличится на 6%.

Графики температурной зависимости плотности СУГ и плотности пара СУГ приведены на рис. 1 и рис. 2, соответственно. На рис. 3 приведена зависимость изменения плотности от температуры для пропана и бутана в процентах относительно усредненного значения плотности. Если производится учет СУГ методом

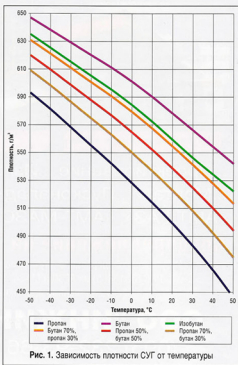


Рис. 1. Зависимость плотности СУГ от температуры

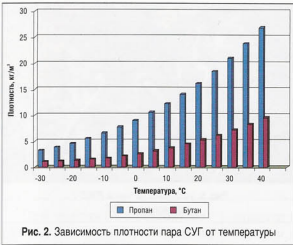


Рис. 2. Зависимость плотности пара СУГ от температуры

Использование дополнительных средств контроля плотности (хроматограф, мерник с весами) позволяет уменьшить погрешность учета до 3-5%, но требует дополнительных затрат и не позволяет организовать полностью автоматизированный учет (без ввода данных вручную).

При работе компрессора изменяется температура и плотность СУГ. В емкости, откуда производится отбор пара компрессором, СУГ кипит, его плотность при включении компрессора уменьшается, объем увеличивается. Через некоторое время за счет кипения падает температура, и плотность постепенно увеличивается (на 2-4%). При выключении компрессора плотность еще несколько увеличится, а потом в течение нескольких часов будет уменьшаться. Соответственно, будет изменяться уровень и объем. В емкости, куда нагнетается пар компрессором, происходят аналогичные процессы в обратном порядке. Температура увеличивается, плотность падает. При выключении компрессора плотность в течение нескольких часов будет увеличиваться, а температура уменьшаться.

Погрешности возникают также из-за отсутствия учета массы пара. В паровой фазе в жаркую погоду может находиться до 7% СУГ (в пустой емкости 100 м³ может находиться 3,5 т СУГ в виде

пара). Компрессор может перекачивать до 1 т пара СУГ в час. Например, производится отпуск СУГ в газовоз через счетчик фирмы «FAS». За время отпуска компрессор может отобрать из газовоза 200 кг пара, что нигде не учитывается.

На практике часто используется учет массы пара по давлению, принимается усредненное значение плотности 2,45 кг/м³ на 1 атм. Этот метод для смеси пропан-бутана дает большие погрешности, а при использовании метана для перекачивания СУГ (эта технология широко применяется на газовозах) вообще неприменим. Метан попадает в газовоз на ГНС и АГЗС, создает избыточное давление, а плотность его пара в несколько раз ниже, чем у пропана или бутана.

Достоверный учет по массе на ГНС может быть организован при использовании железнодорожных и автомобильных весов, при этом надо учитывать, что железнодорожные цистерны бывают обычного и двойного размеров, а газовозы имеют объем от 7 до 42 м³. Весьма типичная ситуация, когда весы имеются, а взвесить большую железнодорожную цистерну или большой газовоз не на чем. Наличие весов не исключает возможность несанкционированного слива СУГ с газовоза (газовоз взвешивают перед выездом его с ГНС, а потом взвешиваются остатки СУГ при возвращении газовоза на ГНС).

ЗАО «Техносенсор» разработаны радиоволновые датчики для измерения уровня

и плотности сжиженных углеводородных газов [1-5], которые представляются в составе системы СУ-5Д, имеющей все необходимые сертификаты. Система СУ-5Д поставляется и успешно эксплуатируется на ГНС и АГЗС с 1998 г. Гарантия – 5 лет. Проведение регламентных работ и периодических регулировок не требуется. Подробная информация, сертификаты и патенты содержится на сайте: www.tsensor.ru.

В настоящее время ЗАО «Техносенсор» поставляет оборудование и программное обеспечение для комплексного автоматизированного учета СУГ в процессе получения его от поставщика и слива на ГНС, отпуска с ГНС на сеть АГЗС и реализации на АГЗС.

При комплексном оснащении АГЗС системой СУ-5Д производства ЗАО «Техносенсор» и программными и аппаратными средствами ЗАО «ЭЛСИ-ПЛЮС» обеспечивается полностью автоматизированный учет СУГ в литрах и килограммах. При этом ЗАО «Техносенсор» обеспечивает измерения уровня, объема, массы, плотности сжиженного газа в резервуарном парке, а также плотности и температуры на выдаче и приеме СУГ. ЗАО «ЭЛСИ-ПЛЮС» дооснащает любые счетчики и колонки для автоматизированной передачи данных на компьютер, обеспечивает автоматическое управление с возможностью дозирования, отпуску в пределах суммы и лимита, возможность блокировки

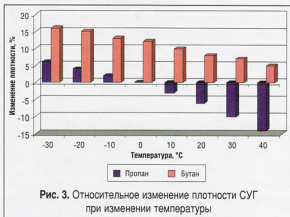


Рис. 3. Относительное изменение плотности СУГ при изменении температуры

отпуска до регистрации предыдущей дозы, обслуживание клиентов по смарт-картам, ведомостям и предоплате, автоматическую калибровку резервуаров.

Предлагаемые технические решения позволяют при небольших затратах полностью обеспечивать автоматизированный учет СУГ в процессе получения его от поставщика и слива на ГНС, хранения на ГНС, отпуска с ГНС на сеть АГЗС, приема, хранения и реализации на АГЗС. При этом общая погрешность учета не превышает 1-2%, а по отдельным показателям она менее 0,5% (например, погрешность измерения дозы газа, отпущенного через колонку, по изменению уровня в резервуаре не превышает 10 л для резервуара объемом 25 тыс. л).

Обеспечивается измерение уровня, объема, массы и плотности в резервуарном парке, плотности и температуры на выдаче и на приеме СУГ, проводится одновременная обработка информации от счетчиков расхода и автоматизированная калибровка резервуаров. На АГЗС обеспечивается двойной учет – по массе и по объему. Наличие двух точных независимых средств учета (учет в резервуарном парке и учет по счетчикам) позволяет

обеспечить высокую достоверность учета и минимизацию погрешностей. При автоматизированной калибровке счетчиков по системе учета в резервуарном парке можно обеспечить уменьшение общей погрешности учета до 0,5%.

Система СУ-5Д для коммерческого учета СУГ на ГНС и АГЗС

Система СУ-5Д обеспечивает коммерческий учет запасов СУГ в резервуарном парке путем измерения следующих параметров:

- уровня сжиженного газа;
- объема, массы и плотности СУГ;
- массы пара (над жидкостью);
- плотности пара и СУГ в трубопроводах;
- температуры.

Система СУ-5Д является ядром для решения задачи технического перевооружения баз хранения с внедрением АСУТП приема, отпуска и коммерческого учета СУГ. При этом со сравнительно небольшими затратами решаются задачи как автоматизации приема

и отпуска СУГ (управления от ПЭВМ работой насосов, компрессора, шаровыми кранами), так и комплексной обработки информации о запасах СУГ (от датчиков в резервуарном парке, от электронных автомобильных и железнодорожных весов, от датчиков расхода, от электронных установок наполнения баллонов). Система СУ-5Д успешно используется для учета запасов СУГ на АГЗС и для комплексной автоматизации АГЗС. На рис. 4 показан внешний вид датчика ДЖС-7, а на рис. 5 – датчики, установленные на резервуаре с СУГ.

При доукомплектовании системы пультом управления ПУ-4 (рис. 6) обеспечивается возможность управления техпроцессом на АГЗС от ПЭВМ.



Рис. 5. Установка датчиков ДЖС-7 на резервуаре с СУГ

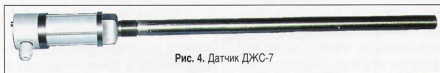


Рис. 4. Датчик ДЖС-7

Технические данные системы СУ-5Д

Предел допускаемого значения абсолютной погрешности измерения:	
• уровня СУГ в диапазоне температур окружающей и контролируемой сред от -40°C до +60°C (от диапазона измерения)	0,5%
• плотности паровой и жидкой фаз СУГ в диапазоне температур окружающей и контролируемой сред от -40°C до +60°C	± 2 кг/м ³
• температуры в диапазоне от -40°C до +60°C	± 2°C
Дискретность показаний	+0,1 мм
Количество контролируемых резервуаров	1-12
Диапазон рабочих температур:	
• для датчиков	От -40 до +60°C
• для электронных блоков	От +10 до +40°C
Максимально допустимое избыточное давление для датчиков	2,6 МПа
Средняя наработка на отказ (для системы с дублированием блоков)	100 тыс.ч
Полный средний срок службы	14 лет



Рис. 6. Пульт управления ПУ-4 АГЗС



Рис. 7. Монтаж датчиков ДЖС-7 на резервуарах производства ОАО «Кузполимермаш» (АГЭС и газозовы):
1 – люк-лаз; 2 – лючок уровнера с датчиками ДЖС-7

При монтаже на резервуарах (АГЭС, газозовы) производства ОАО «Кузполимермаш» датчики ДЖС-7 устанавливаются на место штатного уровнера, лючок которого располагается на люке-лазе 1 или на боковой стенке резервуара

ливаясь в колено трубопровода в удобном месте. Габаритная длина 1300 мм, по заказу от 800 до 2000 мм. Контролируемые параметры: плотность и температура СУГ. Погрешность измерения плотности $\pm 0,5\%$, температуры $\pm 2^\circ\text{C}$.

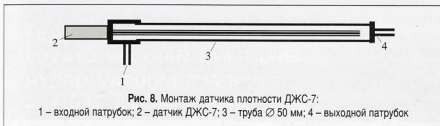


Рис. 8. Монтаж датчика плотности ДЖС-7:
1 – входной патрубок; 2 – датчик ДЖС-7; 3 – труба $\varnothing 50$ мм; 4 – выходной патрубок

(рис. 7). Для подключения двух датчиков достаточно трех проводов (один кабель, две жилы в экране).

С целью измерения плотности СУГ в трубопроводе датчик ДЖС-7 устанавливается

Литература

1. 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.
2. Sovlukov A.S., Tereshin V.I. Radiofrequency measurement of liquefied petroleum gas quantity// Proc. of the XVII IMEKO World Congress. Dubrovnik, Croatia. 2003. P. 1197-1201.
3. Sovlukov A.S., Tereshin V.I. Measurement of liquefied petroleum gas quantity in a tank by radio-frequency techniques// IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2004. Vol. 53. N 4. P. 1255-1261.
4. Совлуков А.С., Терешин В.И. Радиочастотный метод измерения количественных параметров сжиженных углеводородных газов в резервуарах// Измерительная техника. 2005. № 10.
5. Совлуков А.С., Терешин В.И. Устройство для определения массы сжиженного газа// Патент РФ на изобретение № 2246702. 2005.

Конт. тел.: (812) 389-91-64,
www.tsensor.ru,
E-mail: technosensor@yandex.ru