

Особенности учета СУГ в резервуарном парке

В. И. Терешин, генеральный директор
А. С. Совлуков, зам. генерального директора, профессор, д.т.н.
А. А. Летуновский, главный инженер

ЗАО «Техносенсор»

Задача точного учета СУГ в резервуарном парке АГЭС, ГНС и групповых установок имеет первостепенное значение для решения ряда проблем газового бизнеса. Среди них – контроль текущих запасов СУГ, выявление утечек и несанкционированных операций, корректное сведение баланса СУГ по товарным операциям приема, хранения и отпуска к резервуарам, по объекту и по сети в целом.

Учет СУГ с точностью, необходимой для решения перечисленных задач, требует использования современных измерительных систем. Однако работа таких систем с СУГ имеет характерные особенности, требующие особого внимания.

Каждому средству измерения, как известно, свойственна инструментальная погрешность, указываемая в паспорте прибора, и дополнительная методическая погрешность. Методические погрешности возникают в результате того, что измеряемая физическая величина не идентична определяемому на ее основе параметру, а применяемая методика измерений и расчетов не в должной мере соответствует физической сущности процессов, происходящих в действительности.

Важнейшей особенностью измерений в резервуарном парке СУГ, требующей особо пристального внимания, является то, что методическая погрешность измерений может во много

раз превышать инструментальную погрешность. Поэтому при выборе оборудования следует руководствоваться не столько паспортным значением инструментальной погрешности, сколько анализом физических основ процесса измерений и возможностью компенсации методических погрешностей.

Основными источниками методических погрешностей при учете СУГ на АГЭС и ГНС являются следующие особенности измеряемой среды.

- Объем жидкой фазы СУГ подвержен сильной зависимости от параметров состояния (в первую очередь от температуры и давления) и от состава СУГ.
- СУГ в резервуаре представляет собой замкнутую двухфазную систему

«жидкость – пар». Изменение температуры, давления или количества СУГ в системе сопровождается перераспределением СУГ между жидкой и паровой фазами, а при многокомпонентном составе СУГ – изменением состава жидкой фазы (за счет паровой).

- Изменение температуры, давления или состава СУГ приводит к сильному искажению показаний датчиков уровня. Причиной этого для поплавков является изменение глубины погружения в жидкую фазу, а для радаров – изменение скорости распространения сигнала в паровой фазе.

- Количество воды, которое способно раствориться в жидкой и паровой фазах СУГ, подвержено изменениям

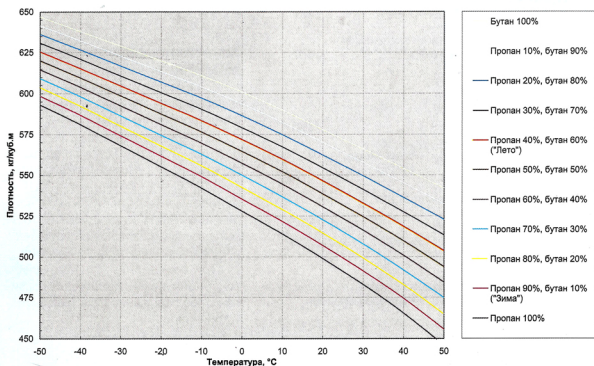


Рис. 1. Зависимость плотности СУГ от температуры для разных составов смеси

в широких пределах. При понижении температуры растворенная вода конденсируется, выпадает на стенках резервуара, конструктивных элементах технологического оборудования, стекает и скапливается на дне резервуара, а при повышении – вновь растворяется. Кроме того, вода превращается в лед и образует кристаллогидраты, что может полностью нарушать работоспособность датчиков и технологического оборудования.

Основным требованием к измеритель-

ной системе резервуаров СУГ является обеспечение учета в единицах массы. Это связано с тем, что масса СУГ остается постоянной при изменении условий (температуры, давления) и зависит только от количества и типа молекул. Учитывая СУГ в единицах объема неэффективно, так как плотность жидкой фазы СУГ имеет сильную зависимость от температуры и состава (рис 1), а погрешность, вызываемая этой зависимостью, недопустимо высока (рис. 2). Составляющие этой погрешности и пути их устранения были подробно описаны авторами в работе [2], [4].

Рассмотрим методические погрешности учета СУГ в резервуарах на конкретных примерах.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОГРЕШНОСТИ РАСЧЕТА ЗАПАСОВ СУГ ПО ЗНАЧЕНИЮ УРОВНЯ

Рассмотрим изменение физических параметров СУГ при изменении температуры в горизонтальном цилиндрическом резервуаре объемом 200 м³ диаметром 3,4 м при разном заполнении. Для расчетов воспользуемся справочными данными и методиками расчетов, изложенными в [9] с. 45-64. (главы из этого справочника имеются на сайте ЗАО «Техносенсор» www.tsensor.ru). Значения уровня, объема и массы для различных температур рассчитаем для равновесных состояний жидкости и пара.

На рис. 3 приведены зависимости изменения уровня жидкого пропана в горизонтальном цилиндрическом резервуаре диаметром 3,4 м при изменении температуры от -40°C до +40°C в закрытом резервуаре. Для расчета уровня по известным значениям объема воспользуемся тарифовочной таблицей резервуара. При заполнении на 15% уровень жидкости в диапазоне температур от -40°C до +40° изменится незначительно. При заполнении на 50% уровень изменится в диапазоне от

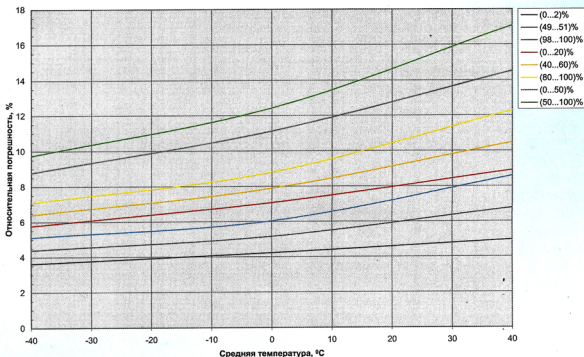


Рис. 2. Погрешность учета реализации СУГ в литрах при диапазоне температур 20 градусов для указанных диапазонов процента пропана

-150 мм до +71 мм. Среднее изменение уровня при изменении температуры на 1°C составляет 2,8 мм. При заполнении на 85% уровень изменяется в диапазоне от -395 мм до +216 мм. Среднее изменение уровня при изменении температуры на 1°C составляет 7,6 мм.

Изменение уровня при неизменной массе сжиженного газа в резервуаре фактически является методической погрешностью системы учета, основанной на измерении уровня. Она зависит от заполнения резервуара, состава газа и температуры, а также от давления (при работе компрессора).

При наличии температурной компенсации, приведенная к уровню погрешность учета может быть уменьшена до величины ± 50...± 70 мм. Температурная компенсация малоэффективна, потому что погрешность зависит не только от температуры, но также от заполнения резервуара и состава газа, кроме того, температура паровой и жидкой фазы сжиженного газа при технологических процессах может изменяться в широком диапазоне, а состояние равновесия наступает через 30...50 минут после окон-

чания технологических процессов. На основе приведенных зависимостей нельзя построить эффективный алгоритм компенсации погрешностей по температуре, потому что при другом составе газа зависимости изменяются функционально. Например, при заполнении 15% в диапазоне температур может наблюдаться не уменьшение, а возрастание уровня.

Дополнительным источником погрешности является отсутствие учета массы паровой фазы СУГ. Масса пара зависит от объема пара, давления и состава СУГ. Состав пара определяется парциальными давлениями компонентов газа, отличается от состава жидкого газа и изменяется при колебании температуры. Масса пара может достигать 5%...7% от массы газа в резервуаре при максимальном заполнении.

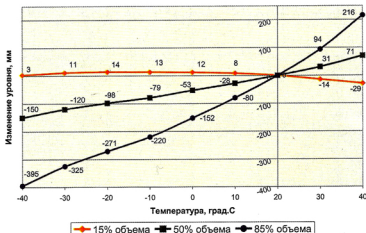


Рис. 3. Изменение уровня жидкого пропана.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОГРЕШНОСТИ УРОВНЕМЕРОВ, В КОТОРЫХ ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ПОПЛАВОК

На рис. 4 приведен пример расчета глубины погружения в СУГ конкретно-го поплавка (вертикальный цилиндр, высота 50 мм, плотность 450 кг/м³, номинальная глубина погружения в СУГ 43 мм) и двухкомпонентного СУГ «пропан – бутан». Данный поплавок широко используется в ультразвуковых (магнитострикционных) уровнемерах. Расчеты произведены с использованием закона Архимеда.

При понижении температуры или уменьшении доли пропана происходит увеличение плотности жидкой фазы СУГ, и поплавок всплывает относительно поверхности раздела жидкой и паровой фаз, в результате чего показания уровнемера становятся завышенными. При повышении температуры или увеличении доли пропана в СУГ наблюдается обратный процесс. При этом, как видно из рисунка, методическая погрешность для уровнемера с данным поплавком может превосходить ±5 мм.

Температурная компенсация этой погрешности для СУГ малоэффективна, потому что погрешность в одинаковой степени зависит как от температуры, так и от состава газа.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОГРЕШНОСТИ РАДАРНЫХ УРОВНЕМЕРОВ

Для расчета воспользуемся [10] с.8. Фазовая скорость волны в среде определяется как результат деления скорости света на корень из диэлектрической проницаемости среды по формуле:

$$V = C / \sqrt{\epsilon}$$

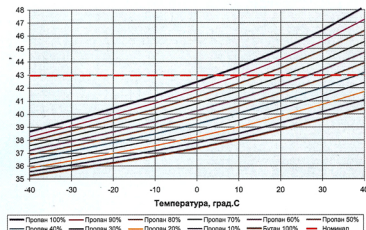


Рис. 4. Зависимость глубины погружения поплавка от температуры для различных составов СУГ

Диэлектрическая проницаемость паров сжиженных газов в зависимости от плотности изменяется от $\epsilon=1,001$ до $\epsilon=1,03$.

Изменение диэлектрической проницаемости паров в этом диапазоне приведет к изменению фазовой скорости волны на 1,4%

Методическая погрешность определения уровня сжиженного газа с помощью микроволнового радара достигает при этом $\pm 10 \dots \pm 20$ мм.

ВЛИЯНИЕ РАСТВОРЕННОЙ В СУГ ВОДЫ

Нельзя пренебрегать влиянием растворенной в сжиженном газе воды на работу датчиков и технологического оборудования. Свободная вода в поставляемом газе должна отсутствовать, но при этом достаточно большое количество воды может присутствовать в растворенном виде. Для расчетов воспользуемся [9] с 68-72. На рис. 5 приведена диаграмма значений растворенной воды в 1 м³ жидкого и газообразного пропана в зависимости от температуры. Это количество воды будет присутствовать в газе, если на дне резервуара имеется свободная вода.

На рис. 6 приведены значения конденсата воды, выпадающего в резервуаре объемом 200 м³, заполненном жидким пропаном на 50 % от максимального объема, при изменении температуры на 5°С для различных диапазонов изменения температуры.

При отрицательных значениях температуры при выпадении конденсата образуется лед.

Сжиженные газы образуют кристаллогидраты, которые представляют

собой белые кристаллические тела, похожие на снег или лед. Например, молекула пропана совместно с 18 молекулами воды образует кристаллогидрат пропана – твердое кристаллическое вещество. Кристаллогидрат пропана может образовываться при температурах от -12°С до +5°С в зависимости от давления и условий (турбулентность потока, пульсации компрессора и т.п.). Кристаллогидрат этана может образовываться при температуре до +14°С.

Лед и кристаллогидраты, образуясь на механических узлах датчиков, могут вызвать примерзание их движущихся частей и полное нарушение работоспособности. Кусочки льда и кристаллогидратов, попадая в зазор между поплавком и направляющей трубой, могут вызвать заклинивание поплавков магнитострикционных (ультразвуковых) уровнемеров и плотномеров.

Для надежной работы датчики не должны иметь движущихся частей, а зазоры для прохождения жидкости должны быть не менее 5...8 мм.

ИЗМЕНЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ

Рассмотрим для примера, как изменится температура в резервуаре с пропаном, если первоначально его было 15% от максимального объема, а потом был закачан при помощи насоса жидкий пропан до заполнения 85% объема. Для расчетов воспользуемся справочными данными и методиками расчетов, изложенными в [9] с. 82-88. Начальная температура 20°С, резервуар перекрыт по паровой фазе. Процесс теплопередачи на корпус резервуара и в окружающую среду для упрощения рассматривать

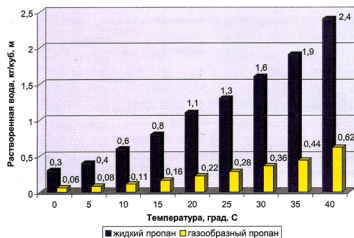


Рис. 5. Содержание растворенной воды в пропане

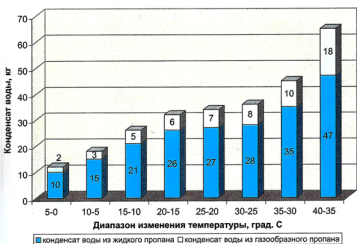


Рис. 6. Конденсат воды

не будем. При замещении 1 м³ газообразного пропана жидким пропаном произойдет конденсация 18 кг газообразного пропана с выделением 335 кДж тепла при конденсации 1 кг. Выделится 6 МДж тепла, которое пойдет на нагрев 1 м³ жидкого пропана (теплоемкость 2,65 кДж/(кг·°C) и вызовет повышение его температуры на 4,5°C.

Рассмотрим как изменится температура в резервуаре с пропаном, если первоначально его было 85% от максимального объема, а потом был слит при помощи насоса жидкий пропан до заполнения 15% объема. Начальная температура 20°C, резервуар перекрыт по паровой фазе. Процесс теплопередачи на корпус резервуара и в окружающую среду рассматривать не будем. Если из резервуара объемом 100 м³ слили 70 м³ жидкого пропана, для замещения его газообразным пропаном произойдет испарение 1200 кг жидкого пропана с поглощением около 400 МДж тепла. Это тепло пойдет на охлаждение оставшегося жидкого пропана и газообразного пропана (в сумме около 8000 кг) и вызовет уменьшение его температуры на 19°C.

В реальных условиях нагрев и охлаждения СУГ будут меньше вследствие теплопередачи к корпусу резервуара и в окружающую среду.

При нормальном течении техпроцесса температура может изменяться при технологических манипуляциях на ± 5...10°C.

При этом уровень СУГ может изменяться на 30...50 мм.

Образование льда и кристаллогидратов в резервуаре может происходить и при положительных температурах окружающей среды.

Например, при температуре окружающей среды +10°C при техпроцессе температура в емкости может упасть до +5°C, при этом сконденсируется несколько литров воды (см. рис. 6) и могут образовываться кристаллогидраты.

УЧЕТ СУГ С ИЗМЕРЕНИЕМ УРОВНЯ И ПЛОТНОСТИ ПАРОВОЙ И ЖИДКОЙ ФАЗЫ СУГ

Автоматизированный точный учет СУГ в резервуарном парке можно обеспечить при измерении уровня и плотности паровой и жидкой фазы газа.

В этом случае по уровню вычисляется объем паровой и жидкой фазы СУГ, масса жидкости вычисляется как произведение объема жидкой фазы на измеренное значение плотности жидкости, масса пара вычисляется как произведение объема паровой фазы на измеренное значение плотности пара. При таком подходе учет ведется по массе и по объему одновременно.

Авторами разработаны и реализованы защищенные патентами РФ технические решения (аппаратные и программные средства), обеспечивающие реализацию автоматизированного (с исключением человеческого фактора) точного учета СУГ на АГЭС и ГНС.

Оборудование поставляет Санкт-Петербургское ЗАО «Техносенсор». В комплект поставки входят датчики ДЖС-7 в нескольких вариантах исполнения, микропроцессорный электронный блок и программное обеспечение измерительной системы. Имеются все необходимые сертификаты.

По заказу производится доработка программного обеспечения автоматизированной системы управления и учета под конкретный объект. При этом обеспечивается автоматизированный контроль прихода (сравнение поступившего по весам или по накладной газа с поступившим в резервуарный парк по системе учета), расхода (сравнение отпущенного по счетчикам расхода или по весам газа с расходом в резервуарном парке по системе учета), управление газонаполнительными колонками (учет по объему и по массе) с торговыми функциями в едином цикле, опрос и вывод на ПЭВМ параметров работы технологического оборудования, настройка с ПЭВМ параметров сигнализации и блокировки (команды формируются микропроцессорным блоком независимо от работы ПЭВМ), автоматизированное формирование отчетности и связь с офисом.

СПОСОБЫ УМЕНЬШЕНИЯ МЕТОДИЧЕСКИХ ПОГРЕШНОСТЕЙ УЧЕТА СУГ

Как видно из приведенных выше примеров, методические погрешности при использовании некоторых средств измерений могут во много раз превосходить инструментальные погрешности, что приводит к нарушению достоверности учета и может нанести ущерб бизнесу. В связи с этим встает задача интеграции системы учета СУГ с минимальными методическими погрешностями.

Решение этой задачи изначально идет двумя путями:

- для объектов, на которых уже имеется измерительная система, демонтаж которой нецелесообразен;
- для объектов, применительно к которым возможен выбор измерительной системы.

Первый путь требует дооснащения объекта дополнительными датчиками (плотности, давления, температуры), разработки и реализации методики комплексной обработки информации. При условии адекватной методологии качество решения определяется существующими на объекте средствами измерения, особенностями технологической системы и возможностями ее дооснащения. На сегодняшний день в ЗАО «Техносенсор» накоплен достаточно большой опыт разработки и внедрения таких решений.

Второй путь состоит в установке измерительной системы, изначально свободной от наиболее существенных методических погрешностей, например, рассматриваемой ниже системы с измерением уровня и плотности паровой и жидкой фаз СУГ радиоволновым методом.

ВАРИАНТЫ ИСПОЛНЕНИЯ ДАТЧИКОВ ДЖС-7

В зависимости от технических возможностей установки оборудования на объекте и требований к точности учета Заказчик имеет возможность выбрать подходящие варианты исполнения датчиков ДЖС-7 из представленного ниже модельного ряда.



Рис. 7. Одноканальный датчик ДЖС-7

1. Одноканальный датчик, рис. 7. Устанавливается по трубной резьбе диаметром 1 дюйм. Используется в качестве датчика уровня, датчиков плотности погружного (в резервуаре) и проточного (в трубопроводе) типов. Один датчик, установленный в резервуаре, измеряет уровень, два – уровень и плотность жидкой фазы, три – уровень и плотность жидкой и паровой фаз. При установке в колене или отводе трубопровода дает информацию о плотности СУГ при приеме и отпуске.

2. Комбинированный датчик с фланцевым креплением, рис. 8. Представляет собой сборку из трех чувствительных элементов и трубки диаметром 10 мм с размещенными на разных уровнях датчиками температуры. Оптимальное решение для коммерческого учета СУГ в резервуарах, имеющих верхний установочный фланец с диаметром проходного отверстия 100 мм или более.

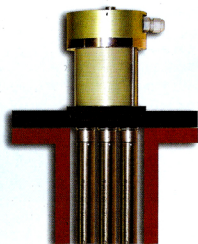


Рис. 8. Комбинированный датчик ДЖС-7 с фланцевым креплением

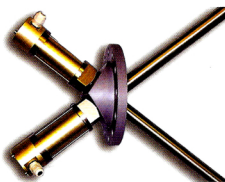


Рис. 9. Измерительный блок с боковым креплением на резервуаре

3. Измерительный блок с боковым креплением, рис. 9. Предназначен для коммерческого учета СУГ в резервуарах, не имеющих возможности верхнего крепления датчиков. Используется не только на стационарных резервуарах, но и на газовазах. Представляет собой сборку из двух одноканальных датчиков, смонтированных под наклоном вверх и вниз в специальный лючок, который устанавливается на месте штатного указателя уровня (на обечайке резервуара) или на крышке торцевого люка. Уровнемер позволяет измерять уровень СУГ при любой высоте залива, плотность жидкой фазы СУГ при заливе более 50% и плотность паровой фазы СУГ при заливе менее 50%, что обеспечивает точное определение массы и объема СУГ.

Для поверки датчиков уровня без демонтажа используется специально разработанная индикаторная трубка, работающая по принципу «свечи» (рис. 10). Она вставляется в резервуар через шаровой кран и фиксируется цапговым зажимом на муфте, устанавливаемой на выходном фланце или патрубке шарового крана. Данная трубка успешно используется также в качестве простейшего переносного измерителя уровня СУГ.

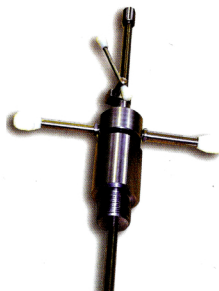


Рис. 10. Индикаторная трубка

маленькая погрешность $\pm 1^\circ\text{C}$

- объем (вычисляется по тарифовочной таблице), дискретность показаний 1 л
- масса жидкости, дискретность показаний 1 кг
- масса пара, дискретность показаний 1 кг

Датчики ДЖС-7 обеспечивают погрешность учета массы СУГ в резервуаре в условиях эксплуатации не более $\pm 0,25\%$, $\pm 0,5\%$, что значительно точнее, чем при использовании других средств измерений. Датчики устойчивы к влиянию загрязнений и воды. Отсутствие механических частей и большие зазоры для прохождения жидкости обеспечивают устойчивость к кусочкам льда и кристаллогидратов. Срок службы 14 лет, гарантия 5 лет.

ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЕ ПОГРЕШНОСТИ ДАТЧИКОВ ДЖС-7

При наличии значительных методических погрешностей использование более точных средств измерений не позволяет повысить реальную точность учета. Если указанная в паспорте точность измерения не обеспечивается в условиях эксплуатации, она теряет практический смысл, но может вызывать проблемы с поверкой средств измерения, если имеющиеся лабораторные средства измерений (например, хроматограф) имеют класс точности ниже, чем необходим по методике поверки.

Вместе с тем, всегда желательно, чтобы средства измерения имели низкий уровень шумов и высокую точность повторяемости характеристик.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ДАТЧИКА УРОВНЯ И ПЛОТНОСТИ ДЖС-7

Контролируемые параметры:

- уровень, дискретность показаний 0,1 мм, максимальная погрешность ± 3 мм
- плотность жидкости в нижней части резервуара, максимальная погрешность ± 1 кг/м³
- плотность жидкости в средней части резервуара, максимальная погрешность ± 1 кг/м³
- плотность пара, максимальная погрешность ± 1 кг/м³
- температура в трех точках, макси-



Рис. 11. Вид графика уровня на экране компьютера

Датчики ДЖС-7, производимые ЗАО «ТехноСенсор», имеют уровень шумов и точность повторяемости характеристик в условиях эксплуатации не более $\pm 0,003\%$ от диапазона измерения.

Это составляет по уровню $\pm 0,1$ мм и по плотности $\pm 0,1$ кг/м³.

Программное обеспечение измерительной системы СУ-5Д производит компенсацию методических погрешностей и обеспечивает вывод информации в табличном, графическом и мнемоническом виде, составление отчетов, сохранение архивов за несколько лет. Графики можно просматривать как в обычном, так и в увеличенном масштабе.

На рис. 11 изображен в увеличенном масштабе график слива сжиженного газа.

Уровень отображается через 1 мм, время через 1 минуту. Малые шумы датчика обеспечивают возможность регистрации изменения объема на 10 л в емкости объемом 200 м³. При использовании датчиков ДЖС-7 на АГЭС погрешность определения объема отпущенного через газонаполнительную колонку газа составит около 1 л, это позволяет обеспечить двойной контроль отпущенного газа (по счетчику колонки и по изменению объема в резервуаре).

На рис. 12 изображены в увеличенном масштабе графики плотности в емкостях № 2 и № 4. Из емкости № 4 в 17 часов 37 минут начали перекачку СУГ, это привело к нестабильности значения плотности. В спокойном состоянии (при отсутствии перекачки и интенсивного кипения) нестабильность значения плотности составляет $\pm 0,1$ кг/м³.

Для устранения нестабильности значения плотности в программе имеется опция фильтрации сигнала плотности. При ее включении нестабильность зна-

чений устраняется и увеличивается время реакции на изменение плотности.

В микропроцессорном блоке не используются алгоритмы сглаживания сигнала. Высокая точность и низкий уровень шумов обеспечиваются электронными преобразователями датчиков.

При таких низких инструментальных погрешностях измерения уровня и плотности паровой и жидкой фазы СУГ

они практически перестают влиять на точность учета. Основные погрешности возникают из-за неточного задания геометрических параметров резервуара и места установки датчиков и из-за кипения газа при технологических манипуляциях.

Датчики эксплуатируются на ГНС с 1998 года. Обеспечивается достоверный точный учет запасов СУГ.

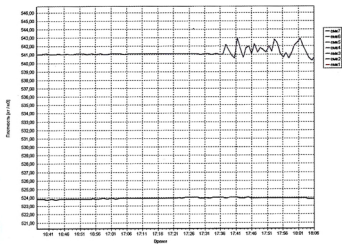


Рис. 12. Вид графика плотности на экране компьютера

Литература

1. Терешин В., Совлуков А. Беспроводные технологии в системах учета СУГ // Автогазозаправочный Комплекс. 2006. №3. С. 23-25.
2. Летуновский А., Терешин В. Система автоматизации АГЭС нового поколения // Автогазозаправочный Комплекс. 2005. №6. С. 18-21
3. Терешин В., Совлуков А. Комплексный подход к организации высокоточного учета СУГ на ГНС и АГЭС // Автогазозаправочный Комплекс. 2005. №5. С. 10-13.
4. Летуновский А. Технические возможности снижения потерь в автогазозаправочном бизнесе. // Автогазозаправочный Комплекс, 2005, №2 и 3.
5. 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.
6. Совлуков А.С., Терешин В.И. Радиочастотный метод измерения количественных параметров сжиженных углеводородных газов в резервуарах // Измерительная техника. 2005. № 10. С. 68-71.
7. Совлуков А.С., Терешин В.И. Способ определения физических параметров сжиженного газа в емкости // Патент РФ на изобретение № 2262667. 2005.
8. Совлуков А.С., Терешин В.И. Устройство для определения массы сжиженного газа // Патент РФ на изобретение № 2246702. 2005.
9. Стасевич Н.Л., Вигдорчик Д.Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам. - Л.: Недра, 1986. - 543 с.
10. Викторов В. А., Лункин Б. В., Совлуков А. С. Радиоволновые измерения параметров технологических процессов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. 208 с.
11. Летуновский А.А. Система автоматизации отпуска сжиженного газа на АГЭС. // Современные технологии автоматизации, №2/2002, стр. 54...61
12. Летуновский А.А. Автоматизация торговли газовым топливом: новые требования и пути их выполнения. // Контрольно-кассовые машины, №28-1 (4/2002), стр. 12...16.

Контакты: тел./факс (812) 369-91-64,
www.tsensor.ru
E-mail: technosensor@yandex.ru