

**IV - я Международная
метрологическая конференция**

**IV - rd International
Metrological Conference**

**Актуальные вопросы
метрологического
обеспечения измерений
расхода и количества
жидкостей и газов**

**Urgent Matters of
Metrological Support
of Measurement
of Flow Rate and
Amount of Liquids and Gases**

**7-9 сентября 2016
Казань, Россия**

**7-9 September 2016
Kazan, Russia**



ФГУП «ВНИИР»



Раздел 1: «Доклады»

Основные направления развития метрологического обеспечения измерений массы и объема протекающей жидкости, расхода жидкости

Тухватуллин А.Р., ФГУП «ВНИИР» 2

Основные направления развития метрологического обеспечения измерений нефтепродуктов топливораздаточными колонками

Соловьев В.Г., Сладковский А.Г., Королев Н.В., ФГУП «ВНИИР» 6

Instanz-F – универсальный интерфейс для ультразвуковых расходомеров газа

Веден В., Компания RMG Messtechnik GmbH 8

Перспективы развития метрологического обеспечения измерений теплоты сгорания газообразного топлива, включая попутный нефтяной газ

Корчагина Е.Н., Казарцев Я.В., ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», Яновский Д.Ю., ООО «Теплофизические приборы» 10

Измерение массовой доли балласта нефти при учёте массы нетто нефти

Немиров М.С., ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 14

Совершенствование измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов при их транспортировке по системе магистральных трубопроводов

Аралов О.В., Буянов И.В., Воробьев С.И., Саванин А.С., ООО «НИИ Транснефть» 18

Воспроизведение и неизменность единицы массового расхода газожидкостных смесей эталона ГЭТ 195-2011

Петров В.Н., Соловьев В.Г., Малышев С.Л., Мухаметшина Г.Ф., ФГУП «ВНИИР» 20

К вопросу о влиянии переменных потоков в закрытых трубопроводах на показания средств измерения расхода и объема жидкостей и газов.

Моделирование процессов и количественная оценка влияния.

Горбатовский С.М., ООО «Вектор-Д» 24

Счетчик количества жидкости - сырой нефти «СКЖ-СН»

Аникин П.В., ООО «Тех Сервис», Левин К.А., Кудусов Д.И., ФГУП «ВНИИР» 26

Особенности калибровки измерительных установок сепарационного типа

Достовалов И.М., Карп А.М., Любимов Ю.Б., Проккоев В.В., Харитонов А.Г., Юнусов Н.Н., ООО «Нефтяные и Газовые Измерительные Технологии» 30

Подтверждение метрологических характеристик ультразвуковых счетчиков газа в рабочих условиях после калибровки на воздухе при атмосферном давлении

Стеценко А.А., Тимошенко Г.А., Недзельский С.Д., ООО «Росэнергоучет» 34

Прогнозирование измерений качества жидкого углеводородного сырья методами математического моделирования

Патлажан С.А., Кравченко И.В., С.А. Вагнер, Гуревич М.С., Институт химической физики им. Н.Н. Семенова Российской Академии наук, Институт проблем химической физики Российской Академии наук, Группа компаний ИМС 36

Моделирование процесса перемешивания газовой струи с жидким спутным потоком

Петров В.Н., Малышев С.Л., Петров С.В., ФГУП «ВНИИР» 40

Метрология и социальная стабильность

Пирогов А.П., ООО «Крейт» 44

Проектирование и реализация эталонной поверочной установки «Метран-УПА-2000». Совершенствование эталонной базы предприятия

Пищулина А.К., ООО «Эмерсон», Даныко С.В., Вельмогин А.М., АО «ПГ «Метран» 48

Методы и алгоритм вычислений параметров сырой нефти и попутного нефтяного газа

Сагитов Ю. С., ООО НПО «ИСН» 52

Испытания ТПР и УЗР, производства ЕНХА, на действующих объектах

Сафонов А.В., Денисенко С.Ю., ООО «ИМС Индастриз» 56

Влияние внутренних утечек в ПСМ на точность измерений АГЗУ

Шаталов С.А., Банифатова К.В., ООО «ИМС Индастриз» 60

Метрологическое обеспечение измерений массы нефти и нефтепродуктов в резервуарах

Кондаков А. В., Фишман И.И., ФГУП «ВНИИР», Фромета Планче И., ФГБОУ ВО «КНИТУ» 64

Возможности организации непрерывного поскважинного контроля дебита и влагосодержания на АГЗУ

Розум В. П., ООО «Квалитет» 66

Повышение точности измерений массы нефтепродуктов при применении радиочастотных датчиков

Терешин В.И., ООО «Техносенсор», Совлуков А.С., Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН 70

Инновационный подход к управлению нормативной документацией на предприятиях ТЭК

Токарев В. В., МГК «Информпроект» 76

Основные положения национального стандарта «Счетчики газа объемные диафрагменные. Общие технические требования, методы испытаний и поверки»

Хакимов Д.Р., Горчев А.И., ФГУП «ВНИИР» 78

Метрологическая служба классического университета

Шаймухаметов Р.Р., Казанский федеральный университет 82

Вымпел-100. Ультразвуковой измерительный комплекс нового поколения

Шушуйкин М.В., ООО «НПО «Вымпел» 84

Раздел 2:**«Презентационно-информационные материалы»**

Стратегия обеспечения единства измерений в Российской Федерации до 2025 года

Голубев С.С., Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии 88

Нормативно-правовое регулирование в области обеспечения единства измерений

Кузнецов Д. А., Министерство промышленности и торговли Российской Федерации. 96

Совершенствование нормативно-правового регулирования утверждения и применения эталонов

Кузин А.Ю., ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы». 114

Направления совершенствования эталонной базы в области разведки, добычи, транспортировки и переработки углеводородов

Гоголинский К. В., ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 118

Практический опыт применения Правил учета нефти в ПАО «Татнефть»

Вагизов Р. Ш., ПАО «Татнефть» 126

Измерения массы нефти и нефтепродуктов в резервуарах в соответствии с требованиями новых нормативных правовых актов в области обеспечения единства измерений.

Ерёмин Е.В., АО «Транснефть - Метрология» 132

Установка Мера-МР. Обзор опытно-промышленных испытаний. Опыт промышленной эксплуатации.

Лищук А.Н., ОАО «Группа ГМС» 138

Концепция проектирования ультразвукового счетчика с целью минимизации влияния закрутки и/или асимметрии распределения скоростей потока газа. Теоретические исследования и экспериментальное подтверждение

Андреев А.К., SICK AG 150

Качество.
Точность.
Репутация.



Quality.
Accuracy.
Reputation.

IV-ая Международная
метрологическая конференция

Актуальные вопросы метрологического обеспечения измерений расхода и количества жидкостей и газов

7-9 сентября 2016
Казань, Россия



IV-nd International
Metrological Conference

Urgent Matters of Metrological Support of Measurement of Flow Rate and Amount of Liquids and Gases

7-9 september 2016
Kazan, Russia



Повышение точности измерений массы нефтепродуктов при применении радиочастотных датчиков

Терешин В.И., ООО «Техносенсор»,

Совлуков А.С., Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН



В докладе рассматриваются новые подходы к измерению массы нефтепродуктов в резервуарах. Вводится понятие приведенного к стандартным условиям уровня нефтепродукта в резервуаре.

Приведенный к стандартным условиям объем широко используется в торговых операциях при продаже нефти и газа и является эквивалентом массы.

Приведенный к стандартным условиям уровень нефтепродукта в резервуаре позволяет вычислить массу нефтепродукта без измерения плотности.

Радиочастотные датчики ДЖС-7М производства компании «Техносенсор» позволяют измерять приведенный к стандартным условиям уровень нефтепродуктов с высокой точностью. Повторяемость показаний $\pm 0,1$ мм. Уход показаний измерительного преобразователя при изменении температуры в от -40°C до $+50^\circ\text{C}$ не более $\pm 0,3$ мм.

Развитие этого подхода для двухфазных сред – это прямой метод статических измерений массы нефтепродуктов, в том числе сжиженных углеводородных газов, с применением радиочастотных датчиков (система измерительная СУ-5Д с датчиками ДЖС-7М, гос. реестр СИ № 54787-13)

При использовании этого метода можно обеспечить измерение общей массы сжиженных углеводородных газов в резервуаре с высокой точностью в условиях большого градиента температур и интенсивного кипения продукта.

В условиях эксплуатации температура жидкости в разных точках резервуара может различаться на несколько градусов. При использовании косвенного метода статических измерений это может привести к значительным дополнительным погрешностям измерения массы нефтепродукта. Прямой метод статических измерений массы нефтепродуктов в этих условиях работает значительно точнее.

Предлагаемые технические решения позволяют обеспечить измерение массы нефтепродуктов, включая сжиженные углеводородные газы, в резервуарах с погрешностью не более $\pm 0,4$ %.

Введение

Для измерения массы нефтепродукта в резервуаре наиболее часто используется косвенный метод статических измерений, при котором измеряется уровень и плотность, по градуировочной таблице вычисляется объем, масса вычисляется перемножением объема на плотность [1-3].

Если отойти от необходимости точного измерения плотности, то точность измерений массы можно существенно повысить.

Прямой метод статических измерений массы нефтепродуктов, в том числе сжиженных углеводородных газов, с применением радиочастотных датчиков реализован в системе измерительной СУ-5Д с датчиками ДЖС-7М, гос. реестр СИ № 54787-13 [4-7].

Выходной параметр датчика ДЖС-7М – масса нефтепродукта в резервуаре, для двухфазных сред (сжиженные углеводородные газы) – общая масса, в том числе масса газообразной фазы.

Датчик массы нефтепродуктов в резервуаре рассматривается как средство измерения вместе с резервуаром, в котором он находится. Это вызывает существенные неудобства при поверке и калибровке. Первичная поверка выполняется только на объекте. При поверке требуется перекачивать значительные количества нефтепродукта через высокоточный кориолисовый массомер. На крупных объектах значительное количество нефтепродукта может находиться в трубах, необходимо обеспечить полное заполнение труб и отсутствие перетечек в другие резервуары.

Чтобы облегчить поверку и калибровку, желательнее вместо массы использовать другой параметр, который не зависит от геометрических размеров резервуара.

Такой параметр – приведенный к стандартным условиям уровень нефтепродукта, который не зависит от изменения плотности нефтепродукта в резервуаре.

Датчик измеряет приведенный к стандартным условиям уровень нефтепродукта, масса нефтепродукта рассчитывается с использованием градуировочной характеристики резервуара.

Рассмотрим это техническое решение более подробно.

При вычислении приведенного к стандартным условиям уровня используется зависимость плотности от диэлектрической проницаемости среды

Выходной сигнал радиочастотного датчика пропорционален уровню жидкости и разности значений диэлектрической проницаемости контролируемой среды и вакуума (т.е. приращению диэлектрической проницаемости – величине $\epsilon - 1$).

Произведение уровня на плотность – величина, пропорциональная массе или приведенному к стандартным условиям уровню нефтепродукта.

Плотности $\rho_{ж}$, $\rho_{г}$ диэлектрических жидкостей и газов в первом приближении пропорциональны приращениям их диэлектрических проницаемостей $\delta\epsilon_{ж}$, $\delta\epsilon_{г}$ (см. рис. 1, рис. 2, рис. 3, рис. 4).

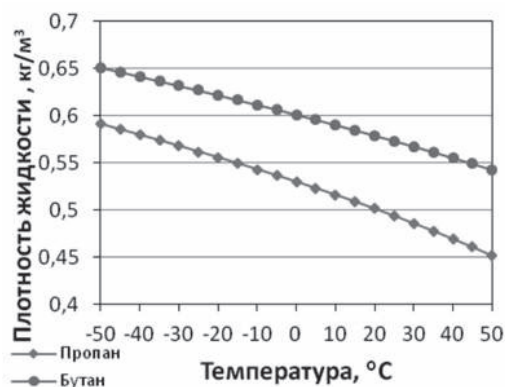


Рис. 1 – Зависимость $\rho_{ж}$ от температуры

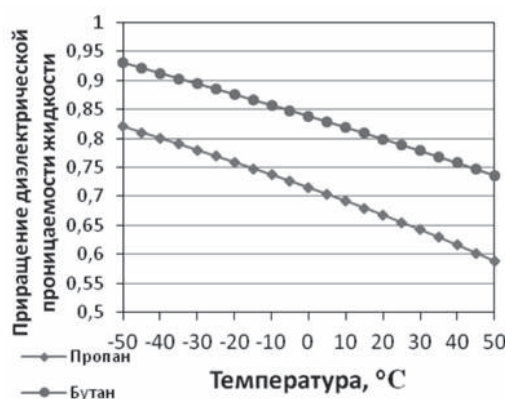
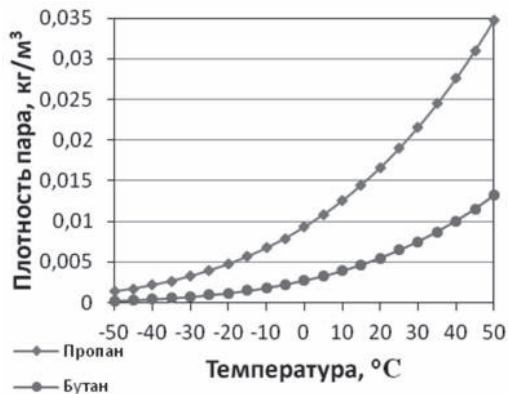
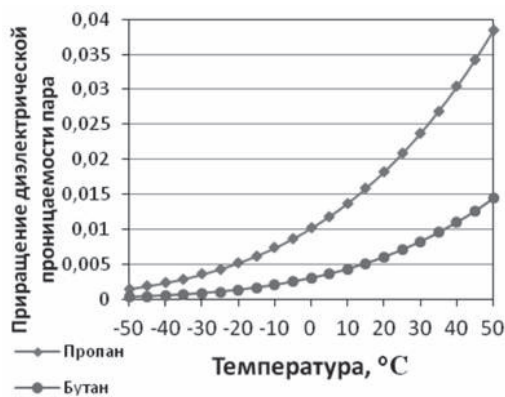


Рис. 2 – Зависимость $\delta\epsilon_{ж}$ от температуры

Рис. 3 – Зависимость ρ_2 от температурыРис. 4 – Зависимость $\delta\epsilon$ от температуры

Точная зависимость плотности ρ от диэлектрической проницаемости ϵ независимо от температуры описывается уравнением Клаузиуса-Моссоти:

$$\rho = [3 \times (\epsilon - 1) / (\epsilon + 2)] \times [M / (4 \times \pi \times N_A \times a)] \quad (1)$$

где ϵ – диэлектрическая проницаемость вещества; M – молекулярная масса; N_A – число Авогадро; a – поляризуемость вещества.

Обозначим:

$$J = 3 \times M / (4 \times \pi \times N_A \times a) \quad (2)$$

Подставим (2) в (1) и преобразуем:

$$\epsilon - 1 = 3 \times \rho / (J - \rho) \quad (3)$$

Формула (3) показывает связь между приращением диэлектрической проницаемости $\epsilon - 1$ и плотностью вещества ρ независимо от температуры и позволяет обеспечить переход от измерения уровня нефтепродукта к измерению приведенного к стандартным условиям уровня.

Измерение массы нефтепродукта с использованием приведенного к стандартным условиям уровня

Масса нефтепродукта в горизонтально расположенном цилиндрическом резервуаре:

$$M = S_{sr} \times h \times \rho \quad (4)$$

где S_{sr} – средняя площадь сечения резервуара; h – уровень нефтепродукта в резервуаре; ρ – плотность нефтепродукта.

Введем понятие приведенного к стандартным условиям (температура +20 °C) уровня:

$$h_{20} = h \times \rho / \rho_{20} \quad (5)$$

где ρ_{20} – плотность нефтепродукта при стандартных условиях (температура +20 °C); h_{20} – приведенный к стандартным условиям уровень нефтепродукта в резервуаре.

Преобразуем (5) и подставим в (4):

$$M = S_{sr} \times h_{20} \times \rho_{20} \quad (6)$$

В формуле (6) отсутствует плотность нефтепродукта ρ , вместо нее используется константа ρ_{20} .

Таким образом, если имеется средство измерения фактического уровня и приведенного к стандартным условиям уровня, то для вычисления массы нефтепродукта информация о плотности ρ не нужна.

Фактический уровень h используется для вычисления средней площади сечения S_{sr} по градуировочной таблице, приведенный к стандартным условиям уровень h_{20} – для вычисления массы M нефтепродукта.

Средство измерения

Средство измерения – система измерительная СУ-5Д с датчиками ДЖС-7М. Система измерительная СУ-5Д с датчиками ДЖС-7М сертифицирована как СИ массы, гос. реестр СИ № 54787-13. До 2013 года Система измерительная СУ-5Д была сертифицирована как СИ уровня.

Система измерительная СУ-5Д обеспечивает коммерческий учет запасов нефтепродуктов, в том числе сжиженных углеводородных газов, в резервуарном парке, а именно измерение следующих параметров (для сжиженных газов):

- общая масса сжиженного газа в резервуаре
- масса жидкости
- масса пара (газообразная фаза)
- плотность жидкости
- плотность пара
- уровень сжиженного газа
- объем сжиженного газа
- температура (6 точек измерения)
- давление (дополнительная опция)

Общая масса СУГ и температура измеряются, остальные параметры получают расчетным путем с использованием таблиц плотностей для различных компонентных составов СУГ при различных температурах.

Компонентный состав СУГ задается выбором одного из вариантов с градацией содержания пропана в смеси через 10 %.

При неправильном выборе варианта состава СУГ общая масса СУГ измеряется корректно (обеспечивается инвариантность к изменению состава), а дополнительные параметры (плотность, уровень, объем) определяются с повышенной погрешностью.

Функционально система измерительная СУ-5Д обеспечивает:

- выдачу информации в последовательном коде на индикатор и в ПЭВМ;
- регистрацию информации на жестком диске ПЭВМ;
- вывод на дисплей ПЭВМ текущей информации по всем резервуарам в цифровом и мнемоническом виде;
- вывод на дисплей ПЭВМ архивной информации по любому резервуару за любой день в виде таблиц и в виде графиков;
- формирование и выдачу сигналов на выходах оптореле;
- передачу информации по сети и через Интернет

Повышение точности измерений массы нефтепродуктов при применении радиочастотных датчиков



Терешин В.И., ООО «Техносенсор»,

Совлуков А.С., Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН

Система измерительная СУ-5Д включает в себя датчики ДЖС-7М (рис. 5, рис. 6), блок искрозащиты ИЗК-3 и индикаторы ОВЕН СМ11 и дополнительные элементы для обеспечения сигнализации и блокировки (рис. 7).

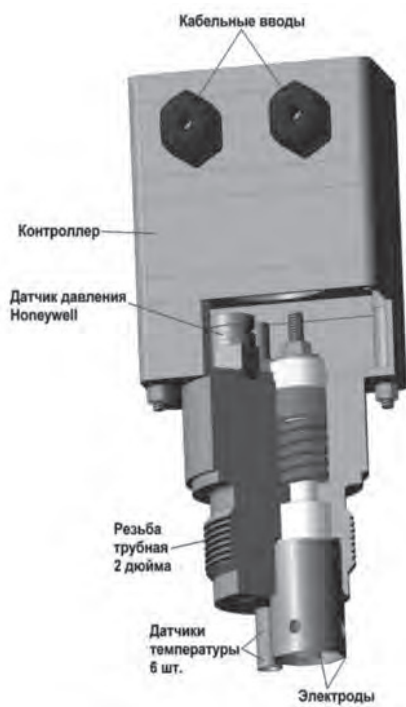


Рис. 5 – Радиочастотный датчик ДЖС-7М



Рис. 7 – Вторичные блоки системы СУ-5Д.



Рис. 6 – Монтаж датчика

Сертификация Системы измерительной СУ-5Д как СИ массы создала определенные неудобства при поверке и калибровке. Датчик массы нефтепродуктов в резервуаре рассматривается как средство измерения вместе с резервуаром, в котором он находится. Первичная поверка выполняется только на объекте. При поверке требуется перекачивать значительные количества нефтепродукта через высокоточный кориолисовый массомер. На крупных объектах значительное количество нефтепродукта может находиться в трубах, необходимо обеспечить полное заполнение труб и отсутствие перетечек нефтепродуктов в другие резервуары.

Компания «Техносенсор» проводит работы по подготовке сертификации Системы измерительной СУ-5Д как СИ приведенного к стандартным условиям уровень нефтепродукта, который не зависит от изменения плотности нефтепродукта в резервуаре.

Рассмотрим алгоритмы работы для однофазных нефтепродуктов в горизонтальных цилиндрических резервуарах.

Приращение C_5 электрической емкости датчика есть разность значений этой емкости при наличии в резервуаре контролируемой жидкости (ϵ , значит, в датчике) и отсутствии ее в нем. Величина C_5 пропорциональна погонной емкости C_L датчика, уровню h жидкости и приращению $\epsilon - 1$ диэлектрической проницаемости ϵ жидкости:

$$C_5 = C_L \times h \times (\epsilon - 1) \quad (7)$$

Подставив значение $\epsilon - 1$ из (3) в формулу (7), получим:

$$C_5 = C_L \times h \times 3 \times \rho / (J - \rho), \quad (8)$$

а подставив значение h из (5) в (8), будем иметь:

$$C_5 = C_L \times h_{20} \times \rho_{20} \times 3 / (J - \rho) \quad (9)$$

Из формулы (9) находим значение h_{20} :

$$h_{20} = [C_5 / (C_L \times \rho_{20})] \times [(J - \rho) / 3], \quad (10)$$

подставив которое в (6), получим

$$M = S_{sr} \times [C_s / (C_L \times \rho_{20})] \times [(J - \rho) / 3] \times \rho_{20} \quad (11)$$

После преобразований ρ_{20} в формуле (11) сокращается. Тогда

$$M = S_{sr} \times (C_s / C_L) \times (J - \rho) / 3 \quad (12)$$

Таким образом, при вычислении массы константа ρ_{20} сокращается.

В формуле (12) сомножителями, помимо соотношения C_s / C_L электрических емкостей, являются выражение $(J - \rho) / 3$ и средняя площадь сечения резервуара S_{sr} . Рассмотрим влияние $(J - \rho) / 3$ и S_{sr} на точность измерения массы.

Влияние изменения плотности на точность измерения массы нефтепродукта

В формуле (4) плотность нефтепродукта ρ входит сомножителем и непосредственно влияет на точность измерения массы.

В формуле (12) сомножителем выступает выражение $(J - \rho) / 3$.

Для сжиженных углеводородных газов и большинства светлых нефтепродуктов константа $J = 2,7 \dots 2,95$.

На рис. 8 изображены графики, выражающие дополнительные погрешности измерения массы (в процентах) при изменении температуры и отсутствии коррекции погрешностей. Они фактически соответствуют процентному изменению плотности пропана ρ_{pr} и выражению $(J - \rho_{pr}) / 3$ при изменении температуры (здесь J_{pr} – значение J для пропана).

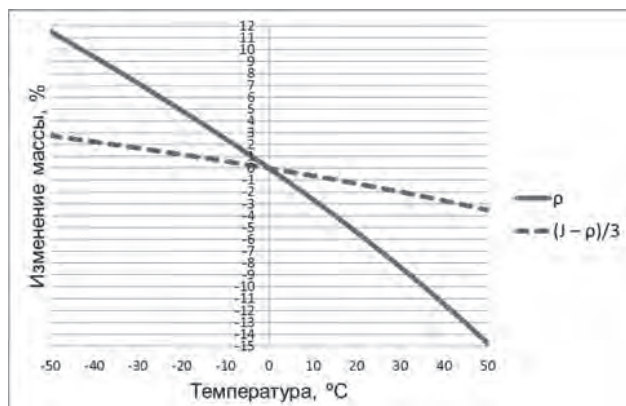


Рис. 8 – Зависимость измерения массы нефтепродукта от температуры при отсутствии коррекции погрешности, вызванной изменением плотности нефтепродукта

У пропана $J_{pr} = 2,75$, плотность при нормальных условиях $\rho_{pr0} = 0,5297$.

При вычислении массы нефтепродукта по приведенному к стандартным условиям уровню погрешность от изменения плотности в 4,2 раза меньше, чем при использовании фактического уровня и плотности.

Погрешности при вычислении средней площади сечения резервуара

Средняя площадь сечения горизонтально расположенного цилиндрического резервуара может быть определена из градуировочной характеристики резервуара $V(h)$, если для каждой точки характеристики значение объема поделить на значение уровня.

На рис. 9 изображена градуировочная характеристика для горизонтально расположенного цилиндрического резервуара диаметром 3000 мм и объемом 100 м³, а на рис. 10 – средняя площадь сечения этого резервуара в зависимости от заполнения.

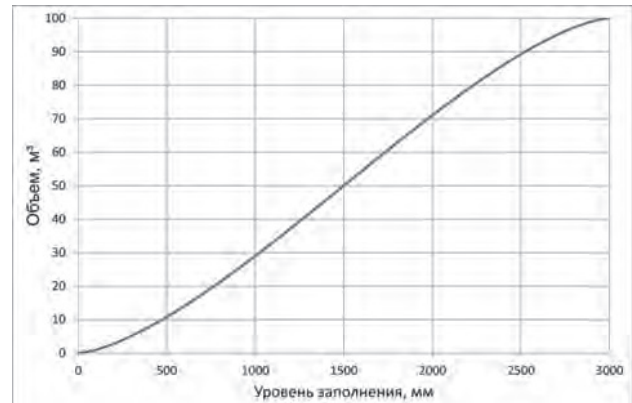


Рис. 9 – Градуировочная характеристика для резервуара диаметром 3000 мм и объемом 100 м³.

Из градуировочной зависимости $V(h)$ объема V от уровня h вычисляется зависимость $S_{sr}(h)$ средней площади S_{sr} сечения от уровня h . Для расчета $S_{sr}(h)$ используется фактический уровень h , который может измеряться менее точно, чем приведенный к стандартным условиям уровень h_{20} . Для оценки погрешностей удобнее использовать зависимость $S_{sr}(V)$ средней площади S_{sr} сечения от объема V .

На рис. 11 приведены зависимости погрешности вычисления средней площади сечения горизонтально расположенного цилиндрического резервуара от заполнения резервуара при неточности определения уровня $+1,5\%$ и $-1,5\%$.

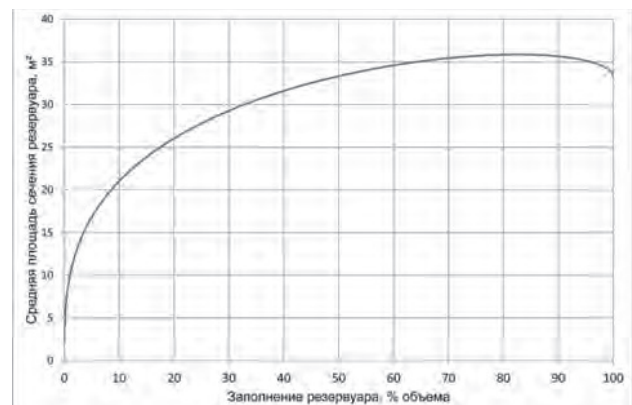


Рис. 10 – Средняя площадь сечения резервуара диаметром 3000 мм и объемом 100 м³ в зависимости от заполнения.

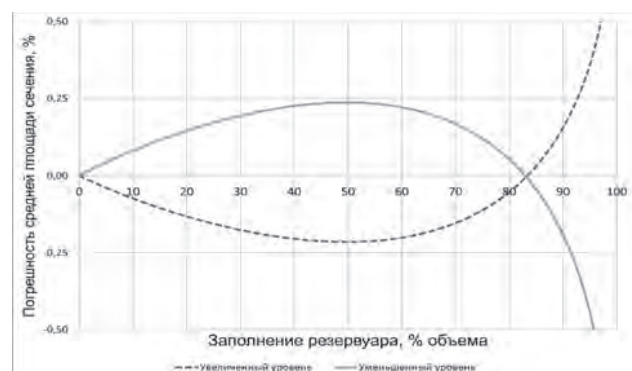


Рис. 11 – Зависимости погрешности вычисления средней площади сечения резервуара от заполнения резервуара при погрешности определения уровня $+1,5\%$ и $-1,5\%$.

Повышение точности измерений массы нефтепродуктов при применении радиочастотных датчиков



Терешин В.И., ООО «Техносенсор»,

Совлуков А.С., Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН

Как видно из графиков, при погрешности определения уровня $\pm 1,5\%$ в диапазоне заполнения резервуара от 0 % до 90 % (рабочий диапазон) погрешности вычисления средней площади сечения резервуара не превышают $\pm 0,25\%$.

Погрешности измерительной системы

Радиочастотные датчики ДЖС-7М производства компании «Техносенсор» позволяют измерять приведенный к стандартным условиям уровень нефтепродуктов с высокой точностью. Повторяемость показаний $\pm 0,1$ мм. Уход показаний измерительного преобразователя при изменении температуры в от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ не более $\pm 0,3$ мм.

Основные погрешности при измерении уровня возникают из-за неточных геометрических размеров электродов. Получить абсолютно ровные трубы для электродов невозможно, из-за искривления электродов может возникать нелинейность характеристики. Максимальная погрешность измерения уровня не более ± 2 мм.

Предусмотрен режим калибровки (на стенде снимается характеристика и показания в виде калибровочной таблицы заносятся в настройки датчика).

При калибровке обеспечивается максимальная погрешность измерения уровня не более $\pm 0,5$ мм.

Основные погрешности при измерении массы возникают из-за неточности градуировочной таблицы.

В соответствии с ГОСТ 8.346-2000 погрешность определения вместимости резервуара при объемном методе поверки не должна превышать:

$\pm 0,25\%$ - при измерениях объема дозы жидкости с погрешностью $\pm 0,15\%$;

$\pm 0,20\%$ - при измерениях объема дозы жидкости с погрешностью $\pm 0,20\%$

Для обеспечения погрешности измерения массы нефтепродукта не более $\pm 0,4\%$ при погрешности измерения уровня $\pm 0,1\%$ допускается дополнительная погрешность от изменения плотности $\pm 0,3\%$.

При вычислении массы по формуле (12) дополнительная погрешность $\pm 0,3\%$ возникнет при изменении плотности в 4 раза больше – на $\pm 1,2\%$.

Для обеспечения запаса по точности будем считать, что погрешность измерения плотности не должна превышать $\pm 1\%$.

В таблице (1) приведены расчетные данные для различных нефтепродуктов – допустимое изменение температуры, $^{\circ}\text{C}$, при котором плотность изменяется на 1 %. При расчетах используются справочные данные – плотность при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, величина изменения плотности на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ и на 1 % в $\text{кг}/\text{м}^3$.

Из полученных данных видно, что при вычислении массы по приведенному к стандартным условиям уровню погрешность определения средней температуры допускается для бензина, керосина, дизельного топлива $\pm 8\text{ }^{\circ}\text{C}$, для более легких нефтепродуктов (этан, пропан, бутан, изобутан) $\pm 3 \dots \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Технически это легко обеспечивается.

Заключение

При измерении массы нефтепродукта с использованием приведенного к стандартным условиям уровня требования к точности определения плотности снижаются в 4 раза по сравнению с традиционным подходом, при котором масса вычисляется как произведение объема на плотность. Это позволяет во многих случаях использовать плотность из поставочных документов на нефтепродукт.

В 4 раза снижаются требования к точности определения средней температуры нефтепродуктов в резервуаре. Это позволяет использовать меньшее количество датчиков температуры и обеспечить высокую точность при измерении массы СУГ и ШФЛУ при их интенсивном кипении.

Появляется возможность во многих случаях повысить точность измерения массы нефтепродуктов, в том числе сжиженных углеводородных газов, в 1,5 – 3 раза.

Таблица 1.

| Вид нефтепродукта | Плотность при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\text{кг}/\text{м}^3$ | Изменение плотности на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\text{кг}/\text{м}^3$ | Изменение плотности на 1%, $\text{кг}/\text{м}^3$ | Изменение темп., $^{\circ}\text{C}$, при котором плотность изменяется на 1 % |
|---------------------|---|---|---|---|
| Бензин | 710 – 760 | 0,9 | 7 | $8\text{ }^{\circ}\text{C}$ |
| Авиационный керосин | 760 - 840 | 0,8 | 8 | $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ |
| Дизельное топливо | 800 - 850 | 0,7 | 8 | $12\text{ }^{\circ}\text{C}$ |
| Этан | 345 | 1,9 | 3,5 | $2\text{ }^{\circ}\text{C}$ |
| Пропан | 501 | 1,4 | 5 | $3,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ |
| Бутан | 571 | 1 | 5,7 | $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ |
| Изобутан | 557 | 1 | 5,5 | $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ |

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гаузер С. И., Кивилис С. С., Осокина А. П., Павловский А. Н. Измерение массы, объема и плотности. М.: изд-во стандартов. 1982. 528 с.
2. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы. М.: Нефть и газ. 2009. 640 с.
3. Зоря Е.И., Яковлев А.Л., Ларионов С.В. Определение массы сжиженных углеводородных газов при приеме, хранении и отпуске потребителям. М.: ООО «Издательский дом Недра», 2012. 197 с.
4. Совлуков А.С., Терешин В.И. Радиочастотный метод измерений количественных параметров сжиженных углеводородных газов в резервуарах. Измерительная техника. 2005. № 10. С. 68-71.
5. Совлуков А.С., Терешин В.И. Радиочастотные измерения массы сжиженного углеводородного газа в резервуаре.// Датчики и системы. 2012. № 12. С. 41-45.
6. Совлуков А.С., Терешин В.И. Способ определения массы сжиженного углеводородного газа//Патент РФ на изобретение № 2506545. Бюлл. изобрет. 2014. № 4.
7. Сайт ООО «Техносенсор»: www.tsensor.ru.