

Повышение точности измерений массы нефтепродуктов при применении радиочастотных датчиков

¹Терешин В.И., ²Совлуков А.С.

¹ООО «Техносенсор», г. Санкт-Петербург

²Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, г. Москва

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, желательно 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.

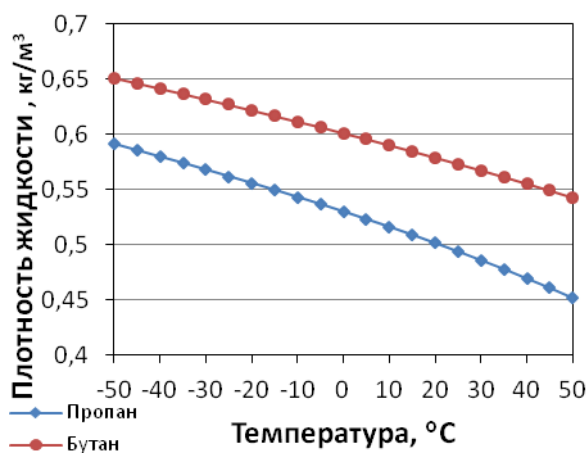
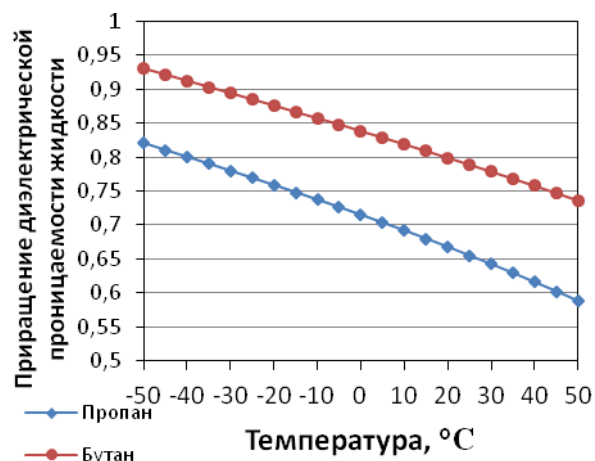
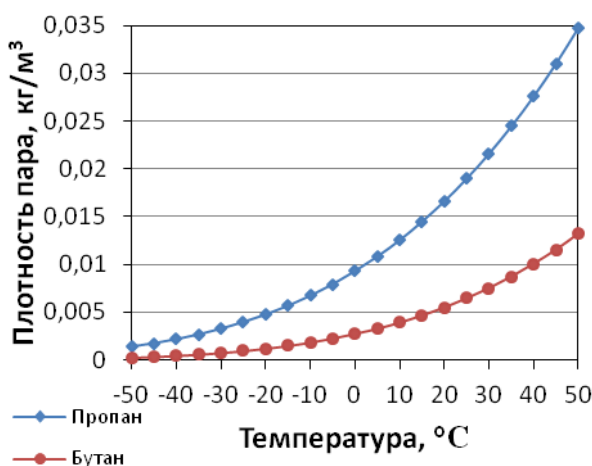
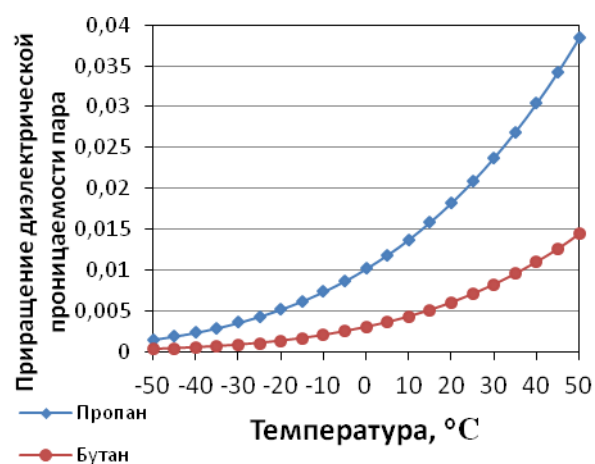
Рассмотрим это техническое решение более подробно.

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 $\rho_{г}$ от температуры.Рис. 4. Зависимость $\Delta\epsilon_{г}$ от температуры.

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

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

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

Обозначим:

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

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

Система измерительная СУ-5Д включает в себя датчики ДЖС-7М (рис. 5, рис. 6), блок искрозащиты ИЗК-3 и индикаторы ОВЕН СМИ1 и дополнительные элементы для обеспечения сигнализации и блокировки (рис. 7).

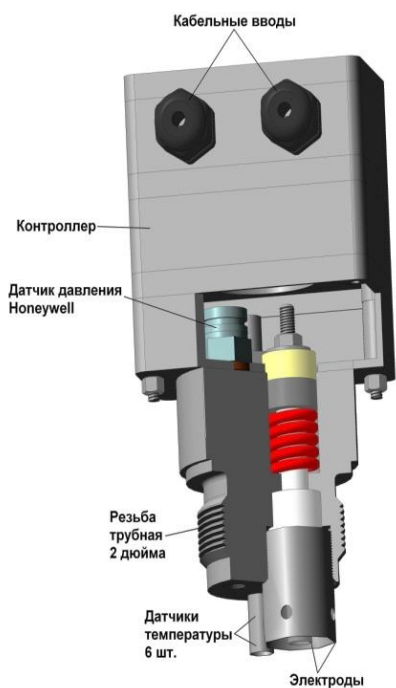


Рис. 5. Радиочастотный датчик ДЖС-7М.



Рис. 6. Монтаж датчика.



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

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

$$C_s = C_L \times h \times (\varepsilon - 1) \quad (7)$$

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

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

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

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

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

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

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 $J = 2,7...2,95$.

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 $(J_{pr} - \rho_{pr})/3$ при изменении температуры (здесь J_{pr} – значение J для пропана).

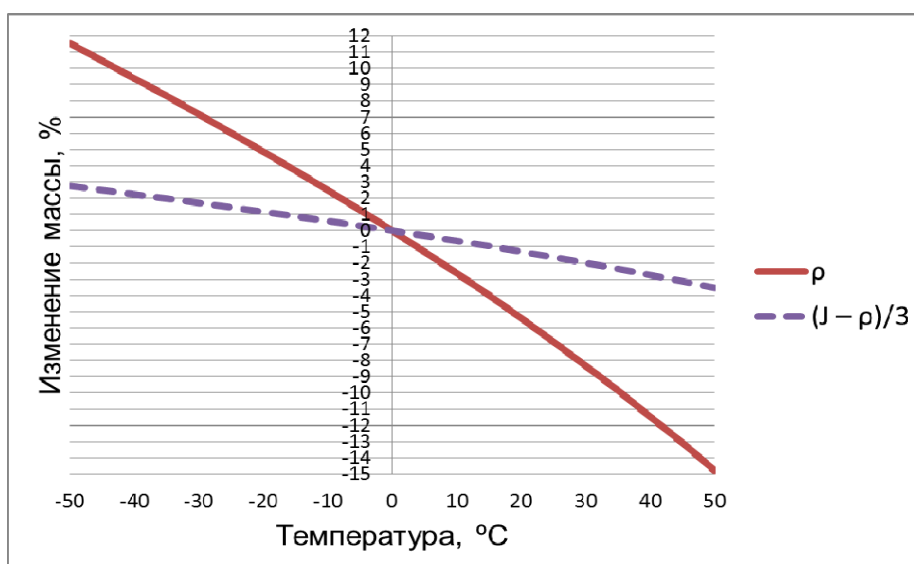


Рис. 8. Зависимость измерения массы нефтепродукта от температуры при отсутствии коррекции погрешности, вызванной изменением плотности нефтепродукта.

У пропана $J_{pr} = 2,755$, 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.

Во многих случаях для различных нефтепродуктов коэффициенты $(J - \rho)/3$ совпадают. Например, у бутана $J_{bt} = 2,827$, плотность при нормальных условиях $\rho_{bt0} = 0,601$.

$(J - \rho)/3$ для бутана 0,7420, для пропана 0,7418. Таким образом, для СУГ при любом соотношении пропана и бутана можно использовать один коэффициент $(J - \rho)/3 = 0,7419$.

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.

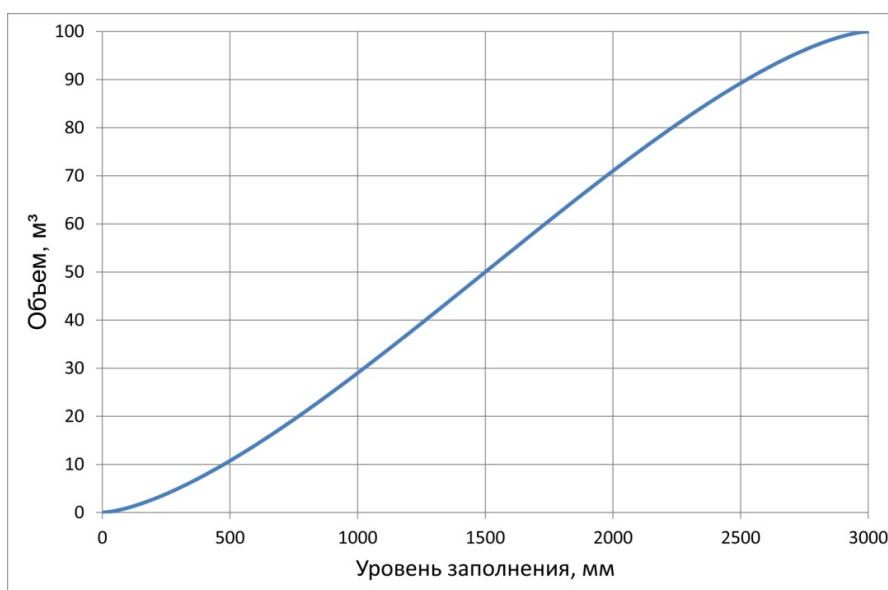


Рис. 9. Градуировочная характеристика для резервуара диаметром 3000 мм и объемом 100 м³.

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 %.

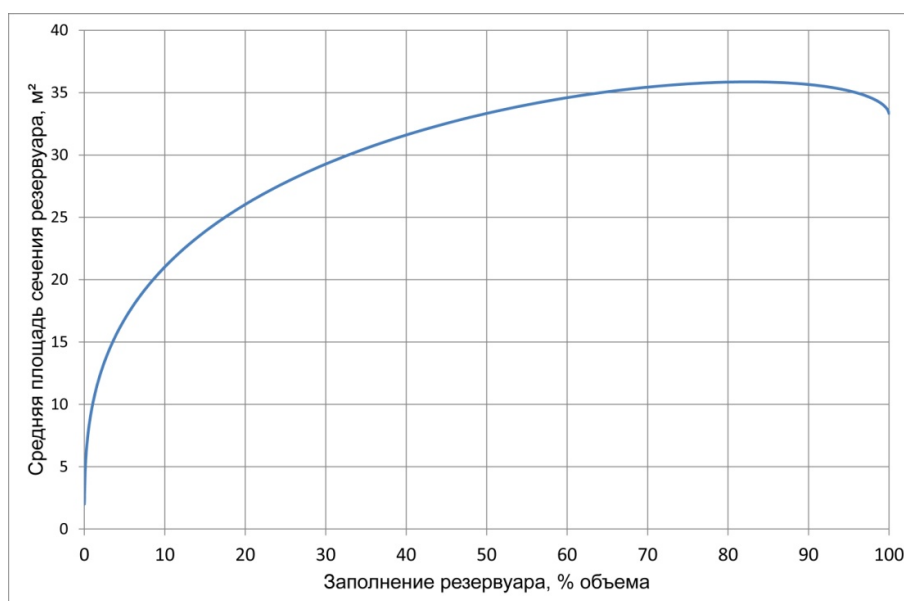


Рис. 10. Средняя площадь сечения резервуара диаметром 3000 мм и объемом 100 м³ в зависимости от заполнения.

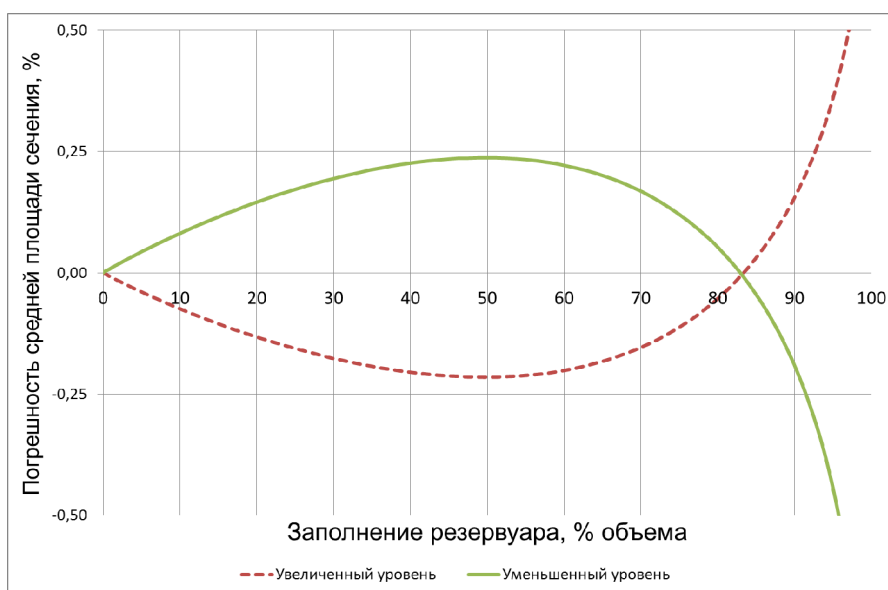


Рис. 11. Зависимости погрешности вычисления средней площади сечения резервуара от заполнения резервуара при погрешности определения уровня +1,5 % и -1,5 %.

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 °С до $+50$ °С 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 ± 1 %.

В таблице (1) приведены расчетные данные для различных нефтепродуктов – допустимое изменение температуры, °С, при котором плотность изменяется на 1 %. При расчетах используются справочные данные – плотность при 20 °С, величина изменения плотности на 1 °С и на 1 % в кг/м³.

Таблица 1.

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

Из полученных данных видно, что при вычислении массы по приведенному к стандартным условиям уровню погрешность определения средней температуры допускается для бензина, керосина, дизельного топлива ± 8 °С, для более легких нефтепродуктов (этан, пропан, бутан, изобутан) $\pm 3... \pm 5$ °С. 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.

Литература

1. Гаузнер 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 .