

Сравнительный анализ существующих методов измерений массы светлых нефтепродуктов в резервуарах

к.т.н. Терешин Виктор Ильич

ООО «Техносенсор», г. Санкт-Петербург

д.т.н., проф. Совлуков Александр Сергеевич

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

Проведен сравнительный анализ существующих методов измерений массы светлых нефтепродуктов в резервуарах с точки зрения обеспечения необходимой точности измерений. Методы измерения, обеспечивающие точный и достоверный учет бензина и дизельного топлива, не всегда корректно работают на других нефтепродуктах. Рассмотрены особенности применения различных средств измерения для различных нефтепродуктов. Отдельно рассматриваются особенности применения прямого метода статических измерений массы нефтепродуктов и СУГ с применением радиочастотных датчиков. Новый метод измерения во многих случаях позволяет обеспечить более точное измерение массы жидкой и газообразной фаз продукта, чем обеспечивается при традиционных подходах.

Введение

Будем рассматривать использование только сертифицированных средств измерения и утвержденных методик измерения.

Методы измерений массы светлых нефтепродуктов в резервуарах можно разделить на следующие группы (табл. 1):

Таблица 1.

№ п/п	Методы измерений массы светлых нефтепродуктов	Примечание
1	Прямой метод статических измерений - весы.	Для транспортируемых емкостей. Измеряется общая масса.
2	Косвенный метод статических измерений, основанный на измерениях плотности и объема продукта в мерах вместимости.	Для любых емкостей. Требуется высокая точность измерения плотности. Измеряется масса жидкости.
3	Метод измерений с применением гидростатического принципа (гидростатические и буйковые уровнемеры).	Требования к точности измерения плотности в 6 раз ниже, чем при вычислении массы через объем. Измеряется масса жидкости.
4	Метод измерений с применением радиочастотных датчиков (система измерительная СУ-5Д).	Измеряется общая масса (масса жидкости и газа). Требования к точности измерения плотности в 6 раз ниже, чем при вычислении массы через объем.

1. Метод измерений массы продукта с помощью весов

Точное и универсальное решение для измерения массы продукта в транспортных емкостях (железнодорожные цистерны, автоцистерны). Позволяет измерять массу не только жидкой, но и газообразной фазы продукта.

2. Косвенный метод статических измерений, основанный на измерениях плотности и объема продукта в мерах вместимости

Это наиболее распространенный метод измерения массы нефтепродуктов в резервуарах. Измеряется уровень, вычисляется объем, масса продукта вычисляется как произведение объема на плотность.

Мера вместимости – это резервуар, имеющий свидетельство о поверке и утвержденную градуировочную таблицу. По градуировочной таблице резервуара (зависимость объема нефтепродукта от уровня заполнения) по измеренному значению уровня определяется объем. При вычислении объема учитываются дополнительные погрешности, которые возникают от температурного расширения резервуара и от деформации стенок и днища от давления на них столба жидкости.

Точность измерения массы нефтепродукта при применении этого метода напрямую зависит от точности измерения уровня, точности градуировочной таблицы и точности измерения плотности.

Для автоматизированного измерения уровня используются датчики уровня:

- С поплавком
- Микроволновые
- Радиочастотные
- Электроемкостные
- Ультразвуковые
- С сервоприводом
- Буйковые
- Гидростатические
- Лазерные

Измерение уровня в большинстве случаев может быть выполнено достаточно точно, при правильном выборе датчиков их вклад в погрешность измерения массы не превышает 0,1 – 0,25 %.

Погрешность определения вместимости резервуара (погрешность градуировочной таблицы) по требованиям ГОСТ 8.346-2000 не должна превышать $\pm 0,2$ % или $\pm 0,25$ %.

Для точного определения массы нефтепродукта в резервуаре необходимо определить значение средней плотности нефтепродукта в резервуаре с погрешностью не более $\pm 0,25$ %... $\pm 0,35$ %.

Для определения плотности используются следующие методы:

Пикнометрический метод. Основан на взвешивании исследуемого вещества, занимающего в пикнометре определенный объем [1,2].

К достоинствам пикнометрического метода следует отнести его достаточно высокую точность при относительной простоте. Это объясняется возможностью применения высокоточных лабораторных весов, не требующих каких-либо дополнительных

приспособлений. Пикнометрическая установка (рис. 1) компании H&D Fitzgerald, Великобритания [3] позволяет измерять плотность с абсолютной погрешностью измерений $\pm 0,1 \text{ кг/м}^3$, рассчитана на измерение плотности нефти в диапазоне от 700 кг/м^3 до 1600 кг/м^3 , и давлении до 6.5 МПа .

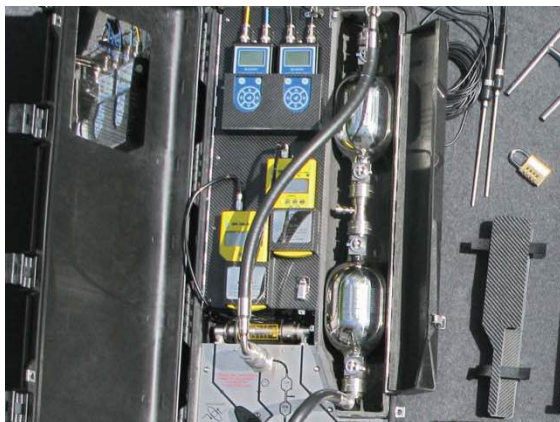


Рис. 1. Пикнометрическая установка компании H&D Fitzgerald.



Рис. 2. Ареометры.

С помощью ареометра (рис. 2) [4]. Принцип действия ареометра основан на законе Архимеда. Глубина погружения ареометра зависит от плотности жидкости [1,2,4].

Вибрационный метод измерений плотности жидкостей и газов. Основан на использовании зависимости частоты колебаний погруженного в жидкость или газ резонатора от присоединенной массы контролируемой среды [1,2]. Наилучшая точность измерений плотности вибрационным методом получается в случае применения в качестве вибратора трубки, заполненной исследуемой жидкостью или газом.

Канал измерения плотности с использованием вибрационного метода имеют кориолисовые массомеры.

Гидростатический метод измерений плотности жидкости. Метод основан на зависимости давления жидкости на определенной глубине от плотности жидкости [1,2]. Уравнение измерений имеет вид:

$$\rho = \frac{P}{gH}, \quad (1)$$

где P – давление столба жидкости, высотой H ; g – ускорение свободного падения в месте измерений. Гидростатические плотномеры обладают сравнительно низкой точностью, относительная погрешность отнесенная к диапазону измерений (0,5...4,0) %.

Радиочастотный метод измерений плотности. Метод основан на известном соотношении Клаузиуса-Мосотти между плотностью и диэлектрической проницаемостью, справедливом для неполярных диэлектрических веществ, таких как сжиженные углеводородные газы [5,6,7]:

$$\frac{\varepsilon - \mu}{\varepsilon + 2\rho} = \frac{4\pi a N_a}{3}, \quad (2)$$

где ε – диэлектрическая проницаемость вещества; μ – молекулярная масса вещества, ρ – плотность вещества, α – молекулярная поляризуемость вещества; N_a – число Авогадро.

Принимая во внимание, что $\frac{4\pi a N_a}{3\mu} = A$ – постоянная для каждого вещества величина,

уравнение измерений плотности принимает вид:

$$\rho = \frac{\varepsilon - 1}{A\varepsilon + 2}, \quad (3)$$

Радиочастотный плотномер содержит коаксиальный резонатор, погруженный в исследуемое вещество. Резонансные частоты датчика находятся в диапазоне 3...5 МГц. Приращение эквивалентной емкости коаксиального резонатора связано с диэлектрической проницаемостью исследуемого вещества соотношением:

$$C = C_l(\varepsilon - 1)l, \quad (4)$$

где C_l – погонная емкость резонатора в вакууме; l – длина резонатора.

При измерении плотности сжиженных углеводородных газов радиочастотный плотномер обеспечивает погрешность измерений не более $\pm 1 \text{ кг/м}^3$ без калибровки под состав газа.

При измерении плотности бензина, авиационного керосина, дизельного топлива для точной работы плотномера требуется калибровка (ввод данных полученных при измерении плотности пробы ареометром).

Радиочастотный датчик плотности ДЖС-7П компании «Техносенсор», г. Санкт-Петербург, и схема его монтажа на трубопроводе изображены на рис 3.

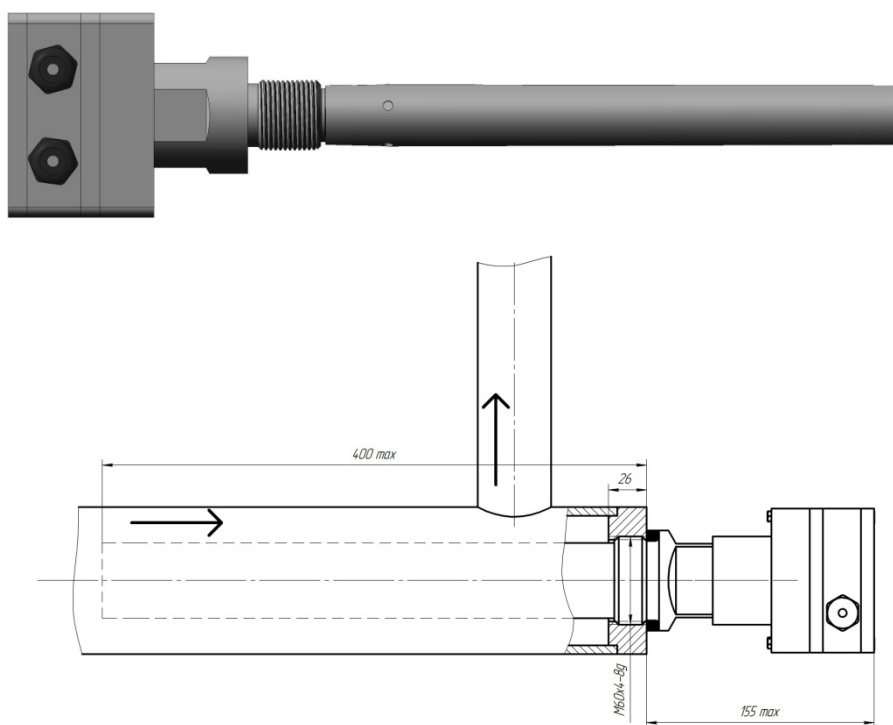


Рис. 3. Радиочастотный датчик плотности.

Хроматографический метод измерения плотности. Хроматограф позволяет определить состав пробы, процентное содержание каждого компонента [8]. Плотность рассчитывается для нормальных условий и корректируется по фактической температуре (температура измеряется).

Допустимые погрешности при определении средней плотности нефтепродукта в резервуаре для различных нефтепродуктов.

Для точного определения плотности недостаточно измерить ее в одной точке. Температура продукта может отличаться на несколько градусов в разных зонах резервуара, поэтому плотность продукта в различных частях резервуара может существенно различаться.

Как правило, плотность веществ уменьшается с возрастанием температуры и увеличивается с повышением давления. Зависимость плотности вещества от его

температуры выражается уравнением:

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{1 + \beta \cdot (t_2 - t_1)}, \quad (5)$$

где ρ_1 – плотность вещества при температуре t_2 ; β – коэффициент объемного теплового расширения вещества.

У многих жидкостей, например у некоторых нефтепродуктов (бензины) наблюдается линейная зависимость от температуры:

$$\rho_2 = \rho_1 - \alpha(t_2 - t_1), \quad (6)$$

где α – постоянная для данной жидкости величина.

Величина α представляет собой среднюю температурную поправку, показывающую на сколько изменяется плотность данной жидкости при изменении температуры на 1 °С.

При изменении температуры окружающей среды (день-ночь) температуры в верхней и нижней частях резервуара могут отличаться на 3 – 8 градусов Цельсия, при сливе в резервуар железнодорожных цистерн – на 10 – 15 градусов.

Если температура в верхней части резервуара больше, чем в нижней, то уравнивание температур происходит очень медленно, потому что перемешивание продукта не происходит, верхние слои (теплые и более легкие) остаются наверху, а нижние слои (холодные и более тяжелые) остаются внизу.

Поскольку разные слои жидкости в резервуаре имеют различные температуры и плотности, а также различные площади сечения, для точного измерения массы необходимо определить плотность и объем каждого слоя (например, для каждого погонного метра по высоте резервуара) и вычислить массу нефтепродукта как сумму масс всех слоев.

В противном случае, мы должны говорить о том, что имеем погрешность измерения средней температуры и средней плотности продукта в резервуаре.

Рассмотрим, какая допустима погрешность измерения температуры для различных нефтепродуктов, чтобы дополнительная погрешность измерения плотности и массы не превышала $\pm 0,25$ % и $\pm 1,5$ %.

Таблица 2.

Вид нефтепродукта	Плотность при 20 °С, кг/м³	Изменение плотности на 1°С, кг/м³	Изменение плотности на 1°С, %	Изменение плотности на 0,25 % абсол., кг/м³	Изменение темп., °С, при котором плотность изменяется на 0,25 %	Изменение темп., °С, при котором плотность изменяется на 1,5 %
Бензин	710 – 760	0,9	0,117	1,8	2,1°С	12°С
Авиационный керосин	760 - 840	0,8	0,097	2	2,6°С	15°С
Дизельное топливо	800 - 850	0,7	0,089	2.1	2,8°С	17°С
Этан	345	1,9	0,55	0,9	0,5°С	3°С
Пропан	501	1,5	0,3	1,2	0,8°С	5°С
Бутан	571	1,2	0,21	1,4	1,2°С	7°С
Изобутан	557	1,1	0,2	1,4	1,2°С	7°С

Для цилиндрического вертикального резервуара масса M жидкости в резервуаре есть

$$M = P_{st} \times S_{sr}, \quad (7)$$

где P_{st} – вес столба жидкости единичной площади, измеренная с применением гидростатического или буйкового прибора, кг/м^2 ; S_{sr} – средняя площадь сечения заполненной жидкостью части резервуара, м^2 .

Для вертикального цилиндрического резервуара средняя площадь сечения – величина постоянная, константа. Изменение плотности нефтепродукта не вносит дополнительные погрешности в измерение массы.

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

На рис. 5 изображена градуировочная характеристика для резервуара диаметром 3000 мм и объемом 100 м^3 , а на рис. 6 – средняя площадь сечения этого резервуара в зависимости от заполнения.

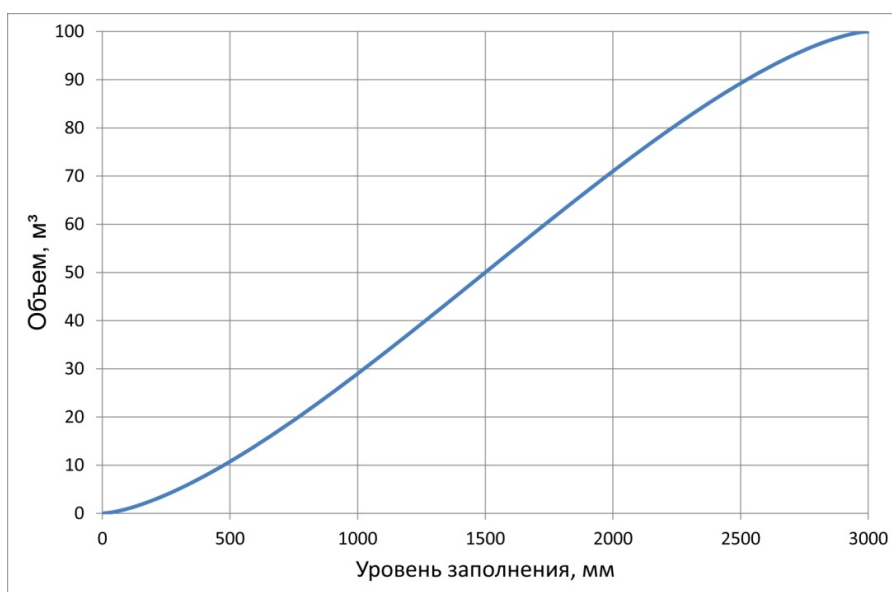


Рис. 5. Градуировочная характеристика для резервуара диаметром 3000 мм и объемом 100 м^3 .

Из градуировочной зависимости $V(h)$ объема от уровня вычисляется зависимость средней площади сечения от уровня $S_{sr}(h)$.

Для оценки погрешностей удобнее использовать зависимость средней площади сечения от объема $S_{sr}(V)$.

Уровень h можно определить по формуле:

$$h = P_{st}/\rho \quad (8)$$

где P_{st} – масса столба жидкости единичной площади; ρ – плотность жидкости.

Таким образом, при использовании гидростатического принципа измерений плотность присутствует при вычислении средней площади сечения заполненной части резервуара. При неточном задании плотности возникает погрешность вычисления средней площади сечения за счет искажения градуировочной характеристики.

На рис. 7 приведены зависимости дополнительной погрешности измерения массы нефтепродукта от заполнения резервуара при уменьшенной на 1,5 % плотности и при увеличенной на 1,5 % плотности.

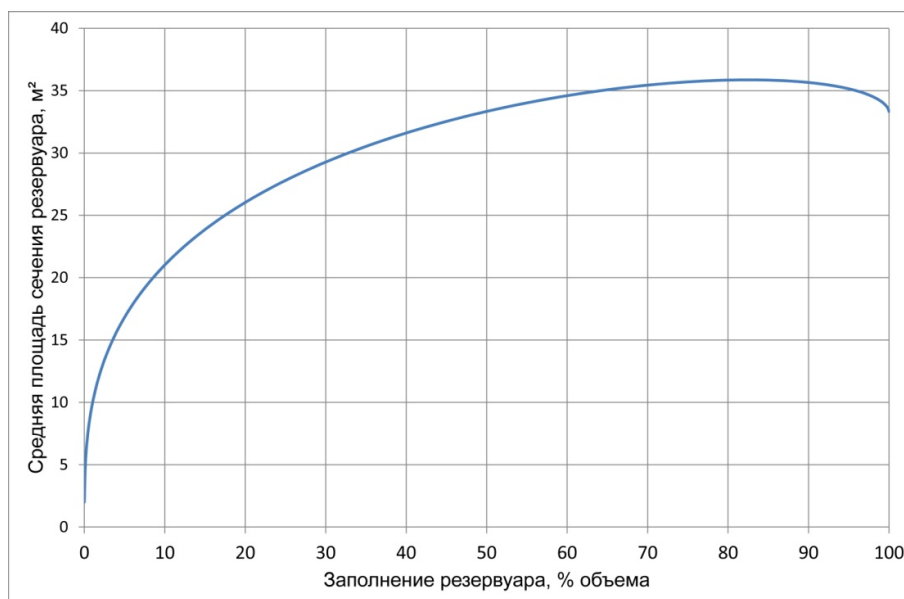


Рис. 6. Средняя площадь сечения резервуара диаметром 3000 мм и объемом 100 м^3 в зависимости от заполнения.

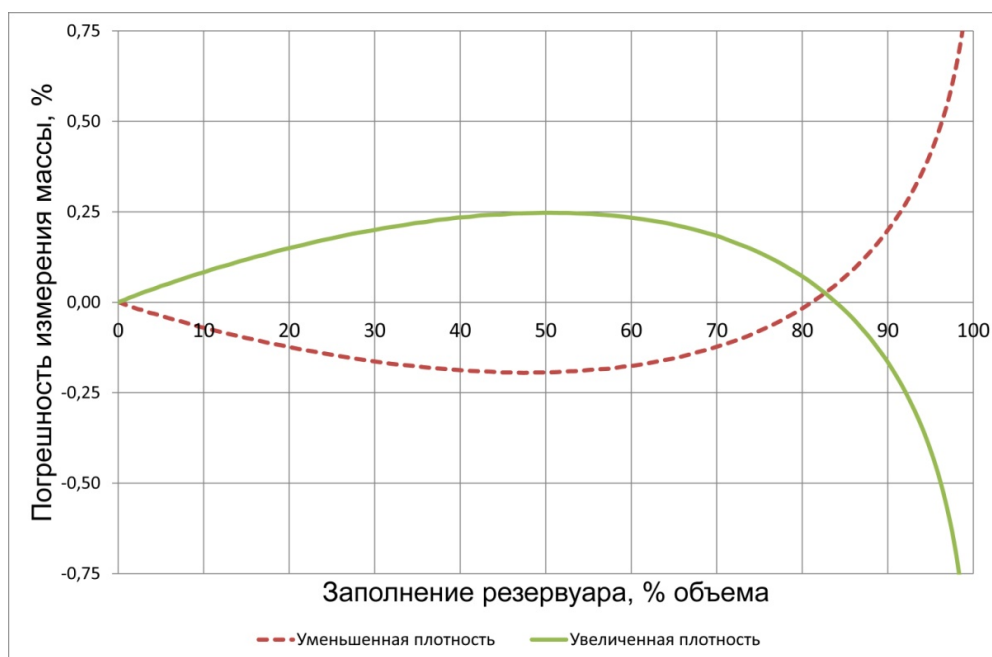


Рис. 7. Зависимости дополнительной погрешности измерения массы нефтепродукта от заполнения резервуара при изменении плотности на $1,5\%$.

Как видно из графиков, при изменении плотности на $\pm 1,5\%$ в диапазоне заполнения резервуара от 0% до 90% (рабочий диапазон) дополнительная погрешность измерения массы нефтепродукта не превышает $\pm 0,25\%$.

Отметим, что при применении гидростатического принципа требования к точности измерения плотности в 6 раз ниже, чем при применении косвенного метода статических измерений.

4. Прямой метод измерения массы нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов с применением радиочастотных датчиков

Для измерения массы сжиженных углеводородных газов нами был разработан прямой метод измерений с применением радиочастотных датчиков (система измерительная СУ-5Д) [11]. Метод также может использоваться для измерения массы авиационного керосина, бензина, дизельного топлива и жидкого хлора.

Коммерческий учет запасов СУГ в резервуарах – сложная метрологическая задача. Плотность жидкости зависит не только от температуры, но и от компонентного состава газа. Компонентный состав пара отличается от состава жидкости и изменяет свой состав и плотность при изменении температуры и при приеме или отпуске продукта [12,13].

При применении косвенного метода статических измерений массы продукта возникают значительные методические погрешности из-за непостоянства контролируемых параметров. В аттестованных МВИ общей массы СУГ косвенными методами статических измерений предел допускаемой погрешности достигает $\pm 2\%$.

Система измерительная СУ-5Д с датчиками ДЖС-7М, гос. реестр № 52215, обеспечивает предел допускаемой погрешности измерения общей массы СУГ $\pm 0,7\%$. Используется прямой метод статических измерений массы в резервуарных парках.

Прямой метод измерения массы СУГ и нефтепродуктов в резервуарах основан на инновационном техническом решении, защищенном патентом РФ на изобретение [14].

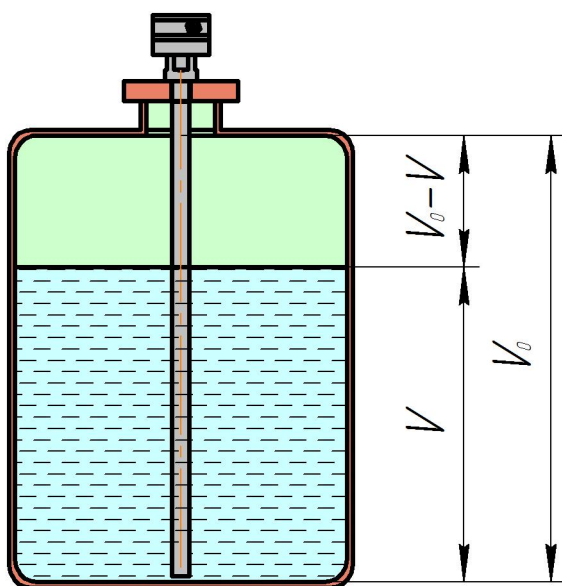


Рис. 8. Установка датчика на вертикальный цилиндрический резервуар.

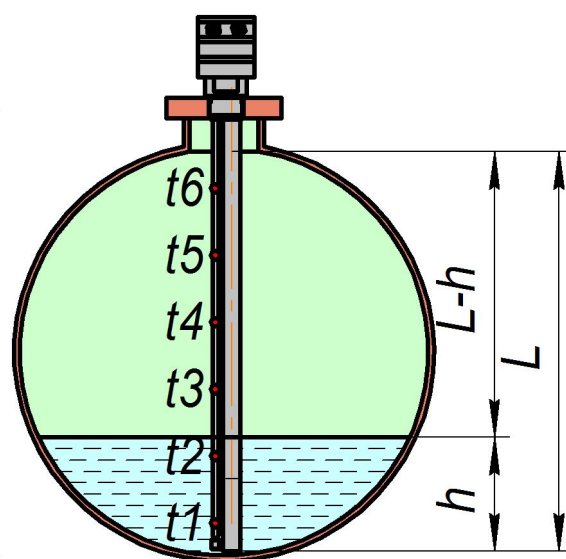


Рис. 9. Установка датчика на горизонтальный цилиндрический резервуар.

На рис. 6 и рис. 7 изображены варианты установки датчика на вертикальный и горизонтальный цилиндрические резервуары.

Масса СУГ в резервуаре:

$$M = V \times \rho_{\text{ж}} + (V_0 - V) \times \rho_{\text{г}} \quad (8)$$

где V_0 – полный объем резервуара; V – объем жидкости в резервуаре; $\rho_{\text{ж}}$, $\rho_{\text{г}}$ – плотности жидкости и газа.

Масса СУГ в вертикальном цилиндрическом резервуаре:

$$M = S \times [h \times \rho_{\text{ж}} + (L - h) \times \rho_{\text{г}}] \quad (9)$$

где S – площадь сечения резервуара; L – высота резервуара; h – уровень жидкости.

При заполнении чувствительного элемента радиочастотного датчика контролируемой средой происходит увеличение (приращение) емкости относительно электрической емкости датчика в пустом резервуаре:

$$C_s = C_L \times [h \times \delta\epsilon_{\text{ж}} + (L - h) \times \delta\epsilon_{\text{г}}] \quad (10)$$

где C_L – погонная (т.е. на единицу длины) электрическая емкость датчика (здесь электрическая емкость 1 м реального датчика в вакууме $C_L = 47$ пФ); $\delta\epsilon_{\text{ж}} = \epsilon_{\text{ж}} - 1$ – приращение диэлектрической проницаемости в жидкой фазе СУГ, $\delta\epsilon_{\text{г}} = \epsilon_{\text{г}} - 1$ – приращение диэлектрической проницаемости в газовой фазе СУГ.

Формулы (9) и (10) математически идентичны, только используются разные переменные (в формуле 9 плотности жидкости и газа, в формуле 10 – приращения диэлектрических проницаемостей в жидкости и газе). Плотности $\rho_{\text{ж}}$, $\rho_{\text{г}}$ жидкости и газа пропорциональны приращениям их диэлектрических проницаемостей $\delta\epsilon_{\text{ж}}$, $\delta\epsilon_{\text{г}}$, соответственно (см. рис. 10, рис. 11, рис. 12, рис. 13); соответственно, приращение емкости датчика пропорционально общей массе контролируемой среды.

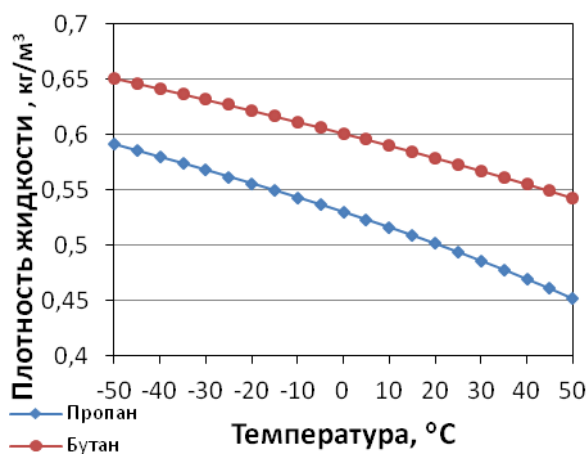


Рис. 10. Зависимость $\rho_{\text{ж}}$ от температуры.

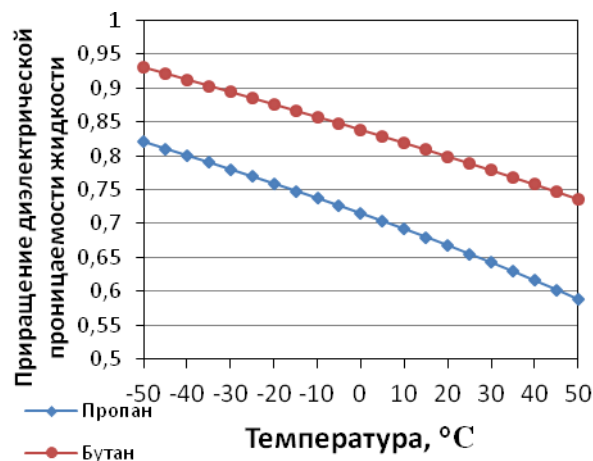


Рис. 11. Зависимость $\delta\epsilon_{\text{ж}}$ от температуры.

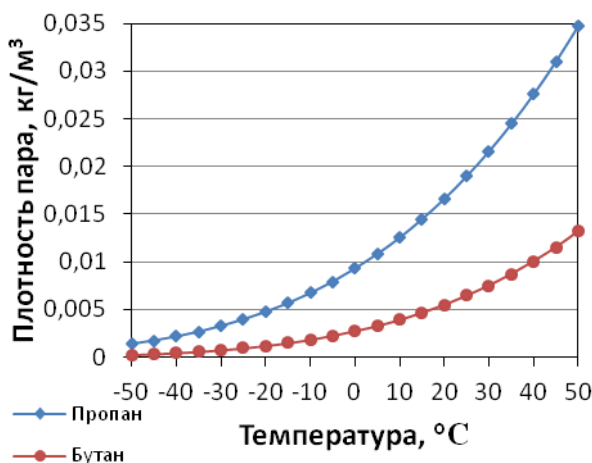


Рис. 12. Зависимость $\rho_{\text{г}}$ от температуры.

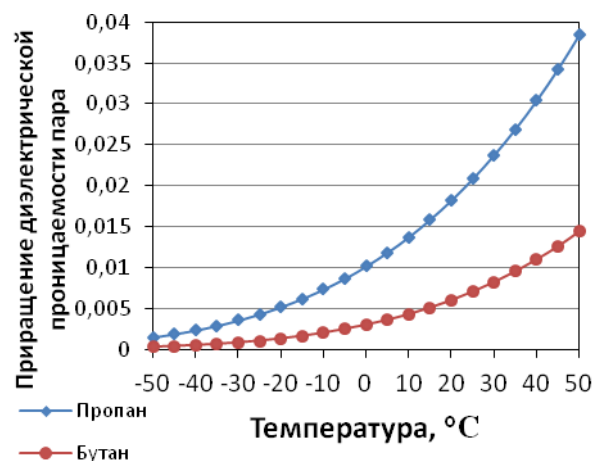


Рис. 13. Зависимость $\delta\epsilon_{\text{г}}$ от температуры.

Если бы приращения диэлектрических проницаемостей жидкости и газа были строго пропорционально их плотностям, то приращение емкости датчика было бы

пропорционально общей массе продукта в резервуаре при неизвестных значениях уровня, плотности жидкости и плотности пара.

Практически физические принципы работы средств измерения и фактические характеристики не всегда точно совпадают. Для получения высокой точности измерения необходимо компенсировать влияние различных факторов на точность измерений.

В рассматриваемом прямом методе статических измерений массы СУГ в резервуарах необходимо учитывать дополнительные погрешности от изменения температуры и состава контролируемой среды, а также вносить дополнительные коррекции при расчете плотности пара.

Коррекция погрешности от изменения температуры контролируемой среды.

Зависимость плотности ρ от диэлектрической проницаемости ε описывается уравнением Клаузиуса-Моссоти:

$$\rho = [3 \times \delta\varepsilon / (\delta\varepsilon + 3)] \times [M / (4 \times \pi \times N_A \times \alpha)] \quad (11)$$

где $\delta\varepsilon = \varepsilon - 1$ – приращение диэлектрической проницаемости; M – молекулярная масса; N_A – число Авогадро; α – поляризуемость вещества.

Зависимость плотности от приращения диэлектрической проницаемости нелинейная вследствие наличия в знаменателе выражения $(\delta\varepsilon + 3)$.

Для компенсации погрешности от этой нелинейности вводится температурная коррекция при вычислении плотности.

Масса M СУГ в резервуаре рассчитывается по формуле:

$$M = [S_{sr} \times C_s \times \rho_{ж0} / (\varepsilon_{ж0} - 1)] \times (1 + T_s \times t_{ж}) / C_L \quad (12)$$

где S_{sr} – средняя площадь сечения резервуара; C_s – приращение емкости датчика; $\rho_{ж0}$, $\varepsilon_{ж0}$ – плотность и диэлектрическая проницаемость СУГ при температуре 0 °C; $t_{ж}$ – температура СУГ; $T_s = 0,0006$ – коэффициент температурной коррекции; C_L – погонная емкость датчика.

Отметим, что для резервуаров произвольной формы для расчета средней площади сечения резервуара S_{sr} используется градуировочная характеристика.

Влияние изменения состава контролируемой среды.

В формуле (12) от состава среды зависит коэффициент $\rho_{ж0} / (\varepsilon_{ж0} - 1)$. Обозначим $K = \rho_{ж0} / (\varepsilon_{ж0} - 1)$.

Плотность и диэлектрическая проницаемость пропана и бутана при температуре 0 °C: $\rho_{пр0} = 0,530$ г/см³, $\rho_{бут0} = 0,601$, $\varepsilon_{пр0} = 1,715$, $\varepsilon_{бут0} = 1,810$

Константа K для пропана и бутана:

$$K_{пр} = \rho_{пр0} / (\varepsilon_{пр0} - 1) = 0,530 / (1,715 - 1) = 0,7412;$$

$$K_{бут} = \rho_{бут0} / (\varepsilon_{бут0} - 1) = 0,601 / (1,810 - 1) = 0,7420$$

Дополнительная погрешность измерения массы СУГ при изменении состава СУГ от чистого пропана до чистого бутана не превышает $\pm 0,1$ %.

Коррекции при расчете плотности пара СУГ.

При расчете плотности пара используются табличные значения плотности в зависимости от состава газа (жидкой фазы) и от температуры.

На практике давление пара бывает на 1-2 атм. выше, чем расчетное равновесное давление. Это связано и с работой технологического оборудования на объекте и с наличием легких компонентов (метан, этан).

На точность измерения общей массы сжиженного газа это не оказывает значительного влияния, потому что при повышении давления увеличивается плотность и диэлектрическая проницаемость пара. Приращение емкости датчика в паре компенсирует уменьшение емкости от изменения уровня жидкости при испарении сжиженного газа.

Система измерительная СУ-5Д с датчиками ДЖС-7М

Система измерительная СУ-5Д обеспечивает коммерческий учет запасов сжиженного газа в резервуарном парке, а именно измерение следующих параметров:

- 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 сжиженного газа 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. 12, рис. 13), блок искрозащиты ИЗК-3 и индикаторы ОВЕН СМИ1 и дополнительные элементы для обеспечения сигнализации и блокировки (рис. 14).

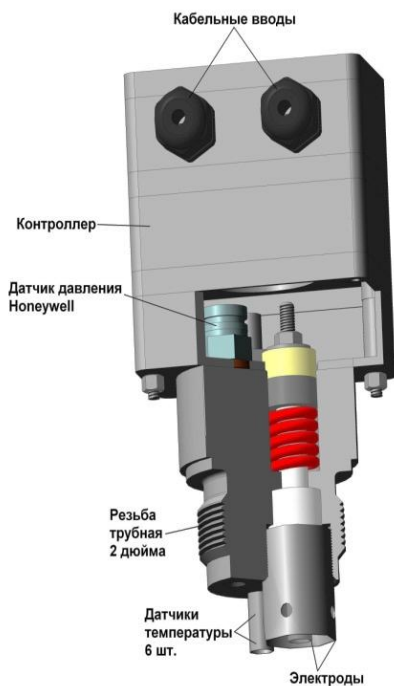


Рис. 12. Радиочастотный датчик ДЖС-7М.



Рис. 13. Монтаж датчика.



Рис. 14. Вторичные блоки системы СУ-5Д.

Новый метод измерения массы сжиженных углеводородных газов позволяет обеспечить достоверный автоматизированный учет СУГ по массе. Требуется установка только одного конструктивно небольшого датчика, это дает возможность оснастить большую часть объектов без доработок резервуаров.

Применение системы измерительной СУ-5Д с датчиками ДЖС-7М для измерения массы ШФЛУ, авиационного керосина, бензина, дизельного топлива, толуола, жидкого хлора и других сред.

Система измерительная СУ-5Д может использоваться для измерения массы различных нефтепродуктов, обладающих диэлектрическими свойствами.

При смене сорта нефтепродукта могут возникать существенные погрешности. При приеме новой партии нефтепродукта необходимо проверить корректность показаний плотности и уровня и при необходимости произвести калибровку.

Сравнение косвенного метода статических измерений и метода измерений с применением радиочастотных датчиков при измерении массы СУГ

В таблице 3 приведены результаты сравнения методов по различным сравниваемым параметрам.

Таблица 3.

Сравниваемые параметры	Косвенный метод статических измерений	Метод измерений с применением радиочастотных датчиков
Масса пара	Не измеряется	Измеряется
Инвариантность к составу газа	Отсутствует	Обеспечивается
Допускаемая погрешность измерения средней температуры СУГ, °С	0,7...1,2	3...5
Допускаемая погрешность задания состава СУГ (содержание пропана и бутана), %	2	12

Допускаемая погрешность измерения средней температуры СУГ взята из таблицы 2, она там была рассчитана для этана, пропана, бутана и изобутана исходя из условия изменения плотности на $\pm 0,25$ % (чтобы дополнительная погрешность измерения массы не превышала $\pm 0,25$ %).

В радиочастотных датчиках массы неточность определения средней температуры влияет на температурную коррекцию при вычислении массы (0,06 % на 1 °С, в 4 раза меньше, чем влияние на плотность) и на точность определения средней площади сечения резервуара S_{sr} (влияние в 6 раз меньше, чем на плотность).

Допускаемая погрешность задания состава СУГ вследствие инвариантности метода к составу влияет только на точность определения средней площади сечения резервуара S_{sr} .

Плотность пропана и бутана отличается на 13 %.

Если рассматривать двухкомпонентную смесь (пропан и бутан), состав которой изменяется на 100 % от чистого пропана до чистого бутана, то при изменении состава на 1 % плотность изменится на 0,13 %.

Соответственно, если задать допустимое изменение плотности 0,25 %, то состав газа надо определять с погрешностью не более 2 % для косвенного метода статических измерений и не более 12 % для прямого метода измерений с применением радиочастотных датчиков.

Заключение

При использовании прямого метода измерений с применением радиочастотных датчиков (система измерительная СУ-5Д с датчиками ДЖС-7М) можно обеспечить измерение общей массы сжиженного газа в резервуаре с погрешностью не более $\pm 0,5 \%$ в условиях большого градиента температур в резервуаре, интенсивном кипении и конденсации СУГ (допускается неточность определения средней температуры до $3 \dots 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$). Состав газа можно брать из поставочных документов, рассчитывать с учетом оставшегося газа в резервуаре и задавать дискретно через 10% .

При использовании косвенного метода статических измерений требуется определять среднюю температуру с погрешностью не более $1 \text{ }^{\circ}\text{C}$, а состав газа с погрешностью не более 2% . Это технически невозможно, потому что температура в различных точках резервуара может отличаться на $5 \dots 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$, а состав газа может измениться на несколько процентов при кипении и конденсации паров.

Литература

1. Кивилис С.С. Плотномеры. М.: Энергия. 1980. 280 с.
2. Гаузнер С. И., Кивилис С. С., Осокина А. П., Павловский А. Н. Измерение массы, объема и плотности. М.: изд-во стандартов. 1982. 528 с.
3. <http://density.co.uk/ru/>
4. <http://hemsintez24.ru/areometr>
5. Ахадов Я. Ю. Диэлектрические параметры чистых жидкостей. М.: Изд-во МАИ, 1999. 856 с.
6. Викторов В.А., Лункин Б.В., Совлуков А.С. Высокочастотный метод измерения неэлектрических величин. М. Наука, 1978. 280 с.
7. Luo C.C., Miller R.C. Densities and dielectric constants for some LPG components and mixtures at cryogenic and standard temperatures. Cryogenics.1981. Vol. 21. Feb., P. 85-93.
8. Рудаков О.Б. Востров И.А. Спутник хроматографиста. Воронеж: Водолей, 2004. 528 с.
9. Кабачный К.А. Гидростатический метод измерения массы нефти и нефтепродуктов// Территория нефтегаз. 2008. № 2. С. 16.
10. <http://www.pea.ru/docs/fileadmin/files/emerson/HTG.pdf>
11. Совлуков А.С., Терешин В.И. Радиочастотный метод измерений количественных параметров сжиженных углеводородных газов в резервуарах. Измерительная техника. 2005. № 10. С. 68-71.
12. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы. М.: Нефть и газ. 2009. 640 с.
13. 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.
14. Совлуков А.С., Терешин В.И. Способ определения массы сжиженного углеводородного газа//Патент РФ на изобретение № 2506545. Бюлл. изобрет. 2014. № 4. Текст патента выложен также на сайте Европейского патентного ведомства <http://ru.espacenet.com>.