

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/336888484>

LPG ACCOUNTING SPECIFICITY DURING ITS STORAGE AND TRANSPORTATION

Article · January 2019

DOI: 10.23939/istcmtm2019.03.021

CITATIONS

4

READS

69

1 author:



[Oleksii Zivenko](#)

Admiral Makarov National University of Shipbuilding

47 PUBLICATIONS 39 CITATIONS

SEE PROFILE

ОСОБЛИВОСТІ ОБЛІКУ СКРАПЛЕНОГО ВУГЛЕВОДНЕВОГО ГАЗУ ПІД ЧАС ЗБЕРІГАННЯ ТА ТРАНСПОРТУВАННЯ

LPG ACCOUNTING SPECIFICITY DURING ITS STORAGE AND TRANSPORTATION

Зівенко О.В., к.т.н. доцент, ТОВ «АМІКО Комплект», Україна; e-mail: a.zivenko@amico.ua
Zivenko O., «AMIKO Komplekt» LLC, Ukraine; e-mail: a.zivenko@amico.ua

Анотація

Для запобігання ухилянню від сплати акцизного податку під час зберігання та транспортування скраплених вуглеводневих газів (СВГ) передбачається обов'язкове щоденне звітування суб'єктами господарювання про наявні об'єми продукту в резервуарах зберігання та об'єми перевантаження. Увага приділяється саме контролю об'єму СВГ як складної двофазної суміші, що суттєво змінює параметри фаз у процесі зберігання та транспортування. Важливим, при цьому, вважається питання контролю складу рідкої суміші, оскільки для приведення об'єму до стандартної температури повинні використовуватися дані про склад рідини. Наведено оцінки похибок, що можуть впливати на визначення об'єму СВГ в резервуарі, а саме: похибки градування резервуару, похибки визначення рівня рідкої фази в резервуарі, похибки, що виникають при приведенні об'єму до стандартних умов внаслідок розрахунку складу рідкої та парової фаз, похибки визначення температури СВГ.

Annotation

Criminal activities in a country's fuel sector have extensive negative impacts on country's sustainable development. About 30% of liquefied petroleum gas (LPG) market in Ukraine is illegal or semi-legal. To prevent excise tax evasion during petroleum products storage and transportation various methods are used. But the most effective methodology is the control of all supply chain, and automation of such control. In connection with that Ukrainian government introduced new regulations for excise warehouse operators. These regulations require warehouse operators to provide daily reports, containing information about product residues and daily transshipment volumes. Remarkable, that the new regulation states that accounting must be done in volume units (liters) reduced to standard temperature. But it's known that LPG is very special product for storage and transportation because it is a complex two-phase mixture, which essentially changes parameters of the phases during storage and transportation.

This article is devoted to the control of the LPG volume in a tank and estimation of the error boundaries in compliance with all valid Ukrainian rules and regulations. It's shown that LPG components such as propane and butane have highly temperature dependent densities (for liquid and vapor phases). These temperature dependencies are very different for different LPG components. In addition, it's very complex to take into account all phase transitions of an LPG components, which adds an additional error during calculations caused by several redistributions of the component composition in vapor and liquid phases.

Estimates of the errors, which influence on the overall volume calculation are described: reservoir graduation error, level measurement error, temperature measurement error. During the calculation of the LPG volume reduced to the standard conditions (temperature 15 °C) incorrect data about liquid/vapor phase composition can affect on the overall error more than previously mentioned error components. Incorrect data about LPG liquid/vapor phase composition can occur if operator uses only passport data from the last consignment (quality passport on the product, etc.).

Redistribution of the component composition occurs every time the product temperature/pressure/quantity in the tank changes. The example of the change of the LPG phases component composition during the process of filling the tank is shown and related calculation errors are presented. The difference between two presented calculation approaches is shown on the basis of propane-butane mixture. The density calculation error, which is connected with volume calculation, is presented as a function of molar fraction of propane, mixture temperature and errors in composition and temperature. It's concluded that the use of accounting in mass units and volume should be held together regardless the phase state and composition of the LPG. A promising area of research is the development of new sensors & algorithms which will use the data about LPG state and the history of state changes.

Ключові слова

Скраплений вуглеводневий газ, облік СВГ, об'єм СВГ, вимірювання рівня, рівнемір-лічильник

Key words

Liquefied Petroleum Gas, LPG accounting, LPG volume, level measurement, level measurement sensor

1. Вступ

Об'єктивний контроль ринку рідких палив є важливою функцією Держави. Окрім контролю операцій обігу різних видів палив, необхідно контролювати дисбаланс між імпортом/виробництвом та реалізацією окремих їх видів. Наприклад, відомі випадки змішування близьких за хімічним складом, але різних за якістю палив з

метою підвищення прибутку за рахунок різниці в акцизах. При цьому, реалізується продукт за ринковими цінами як такий, що має найвищу акцизну складову в ціні [1,2]. Крім того, комплексний контроль кількості різних видів палив повинен відображати баланс обігу як для загальнодержавного планування та аналізу, так і для галузевих/регіональних рівнів. Особлива увага повинна приділятися питанням виявлення джерел фальсифікацій за допомогою аналізу потоків обігу різних видів рідких палив та домішок, виявлення та контролю дисбалансу.

Український уряд шляхом впровадження ряду постанов планує запровадити жорсткий державний контроль обігу палив. Зокрема, комплексний контроль за виробництвом та реалізацією палив для забезпечення запобігання ухилення від сплати акцизного податку передбачає, у тому числі, контроль об'ємів в резервуарах зберігання. Так у [3] зазначені вимоги про необхідність подання звітів - електронних документів, що містять «зведені за добу підсумкові облікові дані щодо добового обсягу обігу та залишку пального ... отримані за допомогою витратомірів і рівнемірів».

Автоматизація формування щоденних звітів є одним із заходів отримання об'єктивної (без впливу підзвітного оператора) інформації про наявність та обіг окремих видів палив. Окремо зазначено, що «облік обсягу обігу та залишку пального ведеться в літрах, приведених до температури 15 °C». Якщо для бензинів та дизельних палив звітна інформація (об'єм) в зазначеній постанові відпрацьовані досить глибоко, то контроль кількості скрапленого вуглеводневого газу (СВГ) в одиницях об'єму може призводити до суттєвих похибок при зведенні балансів.

2. Недоліки

Облік СВГ в одиницях об'єму не дає можливості повного контролю залишків на пунктах зберігання/транспортування, оскільки крім зміни температури СВГ змінюється також склад рідкої та парової фракцій (густина), що в свою чергу призводить до некоректності контролю в одиницях об'єму.

3. Мета роботи

Метою роботи є визначення теоретичних меж розбіжностей результатів вимірювання об'єму СВГ в ємності непрямым методом статичних вимірювань та визначення додаткової похибки при приведенні до стандартної температури.

4. Алгоритм визначення об'єму/маси рідкої фракції СВГ

На сьогодні використовується непрямий метод визначення маси СВГ в ємності [4], що базується на вимірюванні рівня рідкої фракції в резервуарі, використанні градувальної таблиці резервуару для визначення об'єму та вимірюванні густини рідкої фракції СВГ із подальшим обчисленням маси СВГ. При цьому окремо визначається маса парової фракції виходячи з даних про склад СВГ, фактичні дані про температуру та тиск в резервуарі. Слід відзначити, що СВГ як об'єкт контролю має низку властивостей, що істотно впливають на методику виконання вимірювання кількості продукту. Спрощено, СВГ в резервуарі є двофазною системою «рідина-пар». Зміна температури, тиску, складу або кількості СВГ в системі супроводжується перерозподілом СВГ між рідкою і паровою фазами (і навпаки). Вода розчиняється як у рідкій, так і в паровій фазі СВГ. При цьому вода конденсується при зниженні температури і накопичується на дні резервуара. Крім того, наявність води в СВГ може привести до її замерзання і утворення кристалогідратів. У свою чергу, це може порушувати працездатність датчиків (особливо тих, що містять рухомі пристрої), технологічного обладнання. При наявності води в СВГ (несприятлива ситуація) в резервуарі фактично знаходиться вже 3 шари продукту - парова фаза СВГ, рідка фаза СВГ і підтоварна вода. Таким чином, постійні фазові переходи рідкої і парової фаз обумовлюють значні зміни рівня в резервуарах і необхідність безперервного контролю рівня, температури і тиску. Густина СВГ значно і нелінійно залежить від температури і складу - рис. 1.

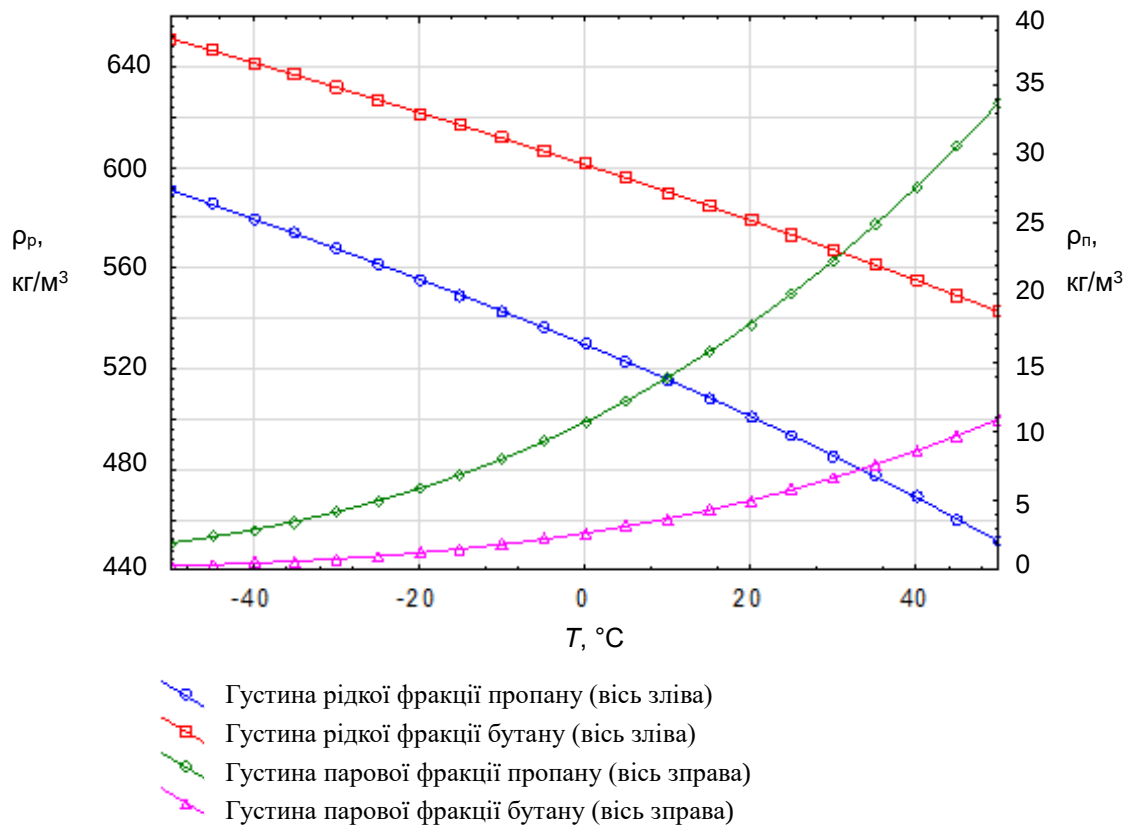


Рис.1. Графіки залежності густини парової та рідкої фракцій пропану та бутану від їх температури
 Fig. 1. Graphs of relationship between liquid and vapor propane and butane densities against their temperature

Для чисельної оцінки залежності об'єму рідкої фази СВГ від температури наведемо приклад відпуску СВГ за АГЗС без використання температурної компенсації об'єму. У табл. 1 наведено результати розрахунку дисбалансу, що виникає при обліку СВГ, що реалізується в різні періоди року без використання температурної корекції (припущено, що рідка фаза СВГ має молярний склад 50% пропану та 50% бутану).

Таблиця 1. Результати розрахунку дисбалансу кількості СВГ, що реалізується на АГЗС без використання температурної компенсації

Table 1. The results of the calculation of the imbalance of the quantity of realized LPG on the gas station without temperature compensation

Період року	літо	зима	осінь-весна
Тривалість періоду, діб	60	60	245
Середня температура СВГ в резервуарі, °C	+25	-5	+5
Відхилення температури від стандартного значення, °C	+10	-20	-10
Густина СВГ, кг/м³	533.3	571.4	559.3
Коефіцієнт корекції об'єму для приведення до 15 °C	1.025	0.957	0.977
Похибка видачі об'єму СВГ, що обумовлена відхиленням температури від стандартного значення, %	2.5	-4.3	-2.3
Середній об'єм реалізації СВГ за добу, л	3 000	1 500	2500
Об'єм реалізації продуктів за період, л	180 000	90 000	612500
Різниця СВГ за період, л	4500	-3870	-14087.5
Об'єм реалізації за рік, л	V = 180000+90000+612500 = 882 500		
Різниця СВГ за рік, л	ΔV = 4500-3870-14087.5 = -13457.5		

Можна оцінити, що за рік на стандартній АГЗС, що не використовує автоматичну температурну корекцію при відпуску палива, утворюється недостача 7.36 т пропан-бутанової суміші. Тому, приведення об'єму до прийнятого стандартного значення є суттєвою необхідністю.

На спрощеному прикладі суміші пропану та бутану оцінимо межі похибки визначення об'єму в резервуарі при існуючих нормах похибок вимірювання інших величин, що можуть впливати на процес вимірювання/обчислення.

У [5] показано, як похибка вимірювання рівня впливає на похибку оцінки об'єму та маси. Так, похибка визначення рівня рідини $\Delta h = \pm 4$ мм в резервуарі може призвести до максимальної похибки оцінки об'єму $\Delta V_h = 0.305 \text{ м}^3$ (для стандартного горизонтального циліндричного резервуару об'ємом 200 м^3) – див. рис. 2.

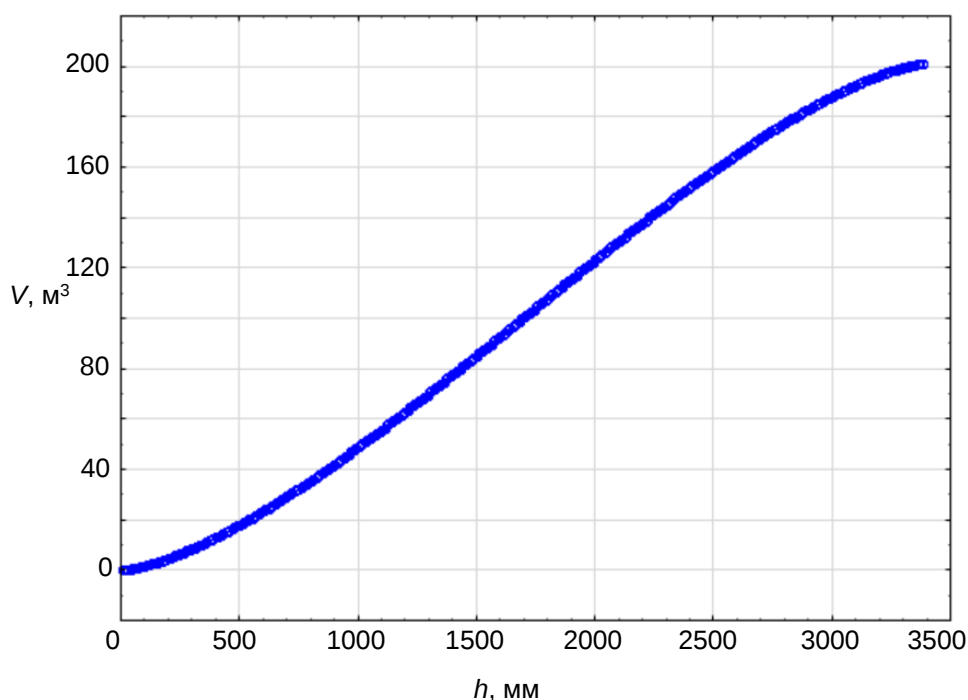


Рис.2. Графік залежності об'єму рідини в резервуарі від рівня його заповнення
Fig. 2. Graphs of relationship between volume of liquid product in reservoir and it's level

Похибка градування резервуару також впливає на визначення об'єму рідини в резервуарі. Зазвичай градувальні таблиці надаються з визначеною похибкою не більше $\delta_G = \pm 0.2\%$. Тобто при максимальному рівні заповнення резервуару в 85% за об'ємом, додаткова похибка за рахунок похибки градування може досягати $\Delta_G = \pm 0.34 \text{ м}^3$.

Для обчислення об'єму рідкої фази СВГ, зведеного до температури 15°C оператору потрібна інформація про густину СВГ при температуру суміші, а також про склад рідкої фази СВГ. Густина рідкої фази СВГ може бути отримана шляхом вимірювання за допомогою термоденсиметрів, або обчислена виходячи з паспортних даних про склад СВГ від постачальника. Компонентний склад СВГ визначається за документом про якість (паспортом) на СВГ постачальника або хроматографічним методом за ГОСТ 10679-76, за пробамі, що відібрані відповідно до вимог ДСТУ 4056-2001 [4]. Використання хроматографічного методу визначення складу СВГ не дуже розповсюджене на базах зберігання, оскільки обладнання має високу вартість та процес визначення складу є доволі складним. Визначення густини за складом по паспорту, як це зазначено в [4] значно впливає на результат обчислення об'єму за стандартних умов, оскільки після зливу рідини в резервуар відбувається: 1) перерозподіл компонентів між паровою та рідкою фазами; 2) змішування з компонентами СВГ, що були в ємності до зливання. Для демонстрації впливу та оцінки величини похибки перерахунку об'єму рідкої фракції СВГ до стандартних умов можна розглянути приклад зміни компонентного складу рідкої фази при фазних переходах суміші та її окремих складових. Так, вирішимо стандартну задачу оцінки об'єму рідини в резервуарі, якщо відомо про рідину, що в нього заливають. Умови задачі: у резервуар $V_p = 200 \text{ м}^3$, заливається 50 т рідкої суміші із молярною часткою пропану $x_{np} = 0.6$ та бутану $x_b = 0.4$. В резервуарі суміш перетворилася на двофазну систему – рідина/пар та після встановлення термодинамічної рівноваги температура та тиск суміші стали $T_c = 30^\circ\text{C}$ та $P_c = 0.687 \text{ МПа}$ [7]. Необхідно визначити об'єм рідкої фази, що знаходиться в ємності та привести його до 15°C .

Перший спосіб розрахунку – використання даних паспорту про склад останньої партії прийнятого СВГ. Густина рідкої фази суміші $\rho_{рф}$ визначають за формулою:

$$\rho_{рф}(T_c) = x_{np}\rho_{np}(T_c) + x_b\rho_{pb}(T_c), \quad (1)$$

де $\rho_{рф}$ – значення густини рідкої суміші пропану та бутану при температурі T_c ; $x_{пр}$, $x_б$ – значення молярних часток пропану та бутану у рідині відповідно; $\rho_{рпр}$, $\rho_{рб}$ – значення густини рідкого пропану та бутану при температурі T_c відповідно.

Для розрахунку складу парової фази можна використати закони Дальтона та Рауля. Для кожного компоненту i в суміші справедлива рівність:

$$r_i P_c = x_i P_i, \quad (2)$$

де r_i – молярна частка i -го компоненту в паровій фазі суміші, x_i – молярна частка i -го компоненту в рідкій фазі суміші, P_c – пружність парів рідкої суміші (її тиск), P_i – пружність парів i -го компоненту.

Парціальний тиск кожного компоненту суміші може бути знайдено за даними таблиць [6]. Окремо необхідно відзначити, що тиск суміші може бути виміряно, а може бути розраховано

Вираз (2) дозволяє визначити склад парової фази СВГ, отже є можливість визначити густину парової фази за вказаних умов:

$$\rho_{пф}(T_c) = r_{пр} \rho_{нпр}(T_c) + r_б \rho_{пб}(T_c), \quad (3)$$

де $\rho_{пф}$ – значення густини парової фази суміші пропану та бутану при температурі T_c ; $r_{пр}$, $r_{пб}$ – значення молярних часток пропану та бутану у паровій фазі відповідно; $\rho_{нпр}$, $\rho_{пб}$ – значення густини парів пропану та бутану при температурі T_c відповідно.

Визначення об'єму $V_{рф}$, що займає рідка фаза при температурі T_c , можна спрощено провести наступним чином:

$$V_{рф} = \frac{M - \rho_{пф} V_p}{\rho_{рф} - \rho_{пф}}, \quad (4)$$

де M – маса СВГ, що була залита в резервуар об'ємом V_p ; $\rho_{рф}$ – значення густини рідкої фази суміші пропану та бутану при температурі T_c , $\rho_{пф}$ – значення густини парової фази суміші пропану та бутану при температурі T_c .

Для приведення значення об'єму до температури 15 °C використовується наступний вираз:

$$V_{рф}^{15} = V_{рф}^{T_c} \frac{\rho_{рф}^{T_c}}{\rho_{рф}^{15}}, \quad (5)$$

де $V_{рф}^{15}$ – об'єм, що займає рідка фаза при температурі 15 °C, $V_{рф}^{T_c}$ – об'єм, що займає рідка фаза при температурі T_c , $\rho_{рф}^{T_c}$ – густина рідкої фази при температурі T_c , $\rho_{рф}^{15}$ – густина рідкої фази при температурі 15 °C.

Обчислення за способом 1 та даними прикладу дають наступні результати: $\rho_{рф} = 518.278$ кг/м³, $\rho_{пф} = 22.291$ кг/м³, $V_{рф}^{30} = 91.38$ м³, $V_{рф}^{15} = 87.859$ м³.

Потрібно відзначити, що значення об'єму рідкої фази СВГ було обчислено теоретично, виходячи із відомої маси СВГ, що була залита в резервуар. Тобто значення рівня рідини для розрахунку об'єму не використовувалося.

Такий шлях розрахунку призводить до виникнення додаткової похибки за рахунок того, що після кожної операції зливу/наливу СВГ, зміні температури в резервуарі склад його фаз змінюється за рахунок перерозподілу компонентів між рідкою і паровою фазами. Зміну складу можна пояснити на прикладі цієї ж задачі. Використовуючи рівняння матеріального балансу для i -го компоненту суміші. Загальна кількість молів компоненту A_i рівняється кількості молів у рідкій та паровій фазах, тобто:

$$A_i = x_i L + r_i V, \quad (6)$$

де x_i – молярна частка i -го компоненту в рідкій фазі, r_i – молярна частка i -го компоненту в паровій фазі, L – доля молей, що залишається в рідкій фазі, V – доля молей, що знаходяться в паровій фазі, $V = 1 - L$.

Використовуючи (2) та (6) можна отримати:

$$A_i = x_i L + x_i \frac{P_i}{P_c} (1 - L),$$

де P_c – пружність парів рідкої суміші, P_i – пружність парів i -го компоненту.

Для суми всіх компонентів справедливо:

$$\sum x_i = \sum \frac{A_i}{\frac{P_i}{P_c} - \left(\frac{P_i}{P_c} - 1\right)L} = 1, \quad (7)$$

Вирішуючи рівняння (7) знаходять значення L та визначають склад рідкої та парової фаз суміші.

Для наданих умов знаходимо за таблицями тиск насичених парів $P_1 = 1.085$ МПа, $P_2 = 0.282$ МПа. Методом наближень отримуємо $L = 0.67$.

Тоді молярна частка пропану в рідкій фазі x_{1p} та бутану x_{2p} :

$$x_{1p} = \frac{x_1}{\frac{P_1}{P_c} - \left(\frac{P_1}{P_c} - 1\right)L} = 0.504, \quad x_{2p} = \frac{x_2}{\frac{P_2}{P_c} - \left(\frac{P_2}{P_c} - 1\right)L} = 0.496.$$

Тобто різниця в концентрації пропану порівняно з умовами на початку задачі становить: $\Delta x_{1p} = 0.096$.

Для парової фази отримаємо значення молярних часток пропану $r_{1n} = 0.795$ та бутану $r_{2n} = 0.205$.

Для отриманих значень молярних часток та заданої температури маємо наступні результати розрахунків:

$$\rho_{pф} = 526.283 \text{ кг/м}^3, \rho_{nф} = 19.17 \text{ кг/м}^3, V_{pф}^{30} = 91.037 \text{ м}^3, V_{pф}^{15} = 87.674 \text{ м}^3.$$

Тобто різниця в результатах обчислення приведенного до температури 15 °С об'єму рідкої фази СВГ (обчисленого теоретично, виходячи із відомої маси СВГ, що була залита в резервуар) становить 185 л, що для приведенного випадку становить близько 0.2% від значення об'єму.

Окремо необхідно дослідити, в яких межах може бути похибка, що виникає при приведенні значення об'єму до температури 15 °С. Для цього проведено аналіз виразу (5) з позиції визначення похибки непрямих вимірювань. Так, оскільки результат визначення приведенного об'єму залежить як від визначеного об'єму в ємності так і від визначених значень густини, то похибку непрямих вимірювань об'єму можна обчислити наступним чином:

$$\Delta V_{pф}^{15} = \sqrt{\left(\frac{\partial V_{pф}^{15}}{\partial V_{pф}^{T_c}}\right)^2 (\Delta V_{pф}^{T_c})^2 + \left(\frac{\partial V_{pф}^{15}}{\partial \rho_{pф}^{T_c}}\right)^2 (\Delta \rho_{pф}^{T_c})^2 + \left(\frac{\partial V_{pф}^{15}}{\partial \rho_{pф}^{15}}\right)^2 (\Delta \rho_{pф}^{15})^2}, \quad (8)$$

де $\Delta V_{pф}^{T_c}$ - похибка визначення об'єму при температурі T_c , $\Delta \rho_{pф}^{T_c}$ - похибка визначення густини рідкої фази

СВГ при температурі T_c , $\Delta \rho_{pф}^{15}$ - похибка визначення густини рідкої фази СВГ при температурі 15 °С.

Визначимо максимально похибку обчислення об'єму рідкої фази СВГ при температурі T_c для наведеного випадку. Вона залежить тільки від похибки градування резервуару та похибки визначення поточного значення рівня в резервуарі:

$$\Delta V_{pф}^{T_c} = \sqrt{(\Delta V_h)^2 + (\Delta G)^2}.$$

Для наведених вище умов похибка може становити $\Delta V_{pф}^{T_c} = 0.457 \text{ м}^3$.

Для визначення похибок обчислення густини скористуємося виразом (1). Так, за аналогією із (8) похибка визначення густини рідкої фази СВГ у випадку двокомпонентної суміші:

$$\Delta \rho_{pф} = \sqrt{\left(\frac{\partial \rho_{pф}}{\partial x_{np}}\right)^2 (\Delta x_{np})^2 + \left(\frac{\partial \rho_{pф}}{\partial T_c}\right)^2 (\Delta T_c)^2}, \quad (9)$$

де Δx_{np} – похибка визначення концентрації пропану в суміші ($x_6 = 1 - x_{np}$), ΔT_c похибка визначення температури суміші.

На рис. 3 показана залежність похибки визначення густини від похибки вимірювання вмісту пропану в суміші для умов $T_c = 30$ °С, $T_c = 15$ °С, $\Delta T_c = \pm 0.5$ °С, $x_{np} = 0.6 \pm \Delta x_{np}$.

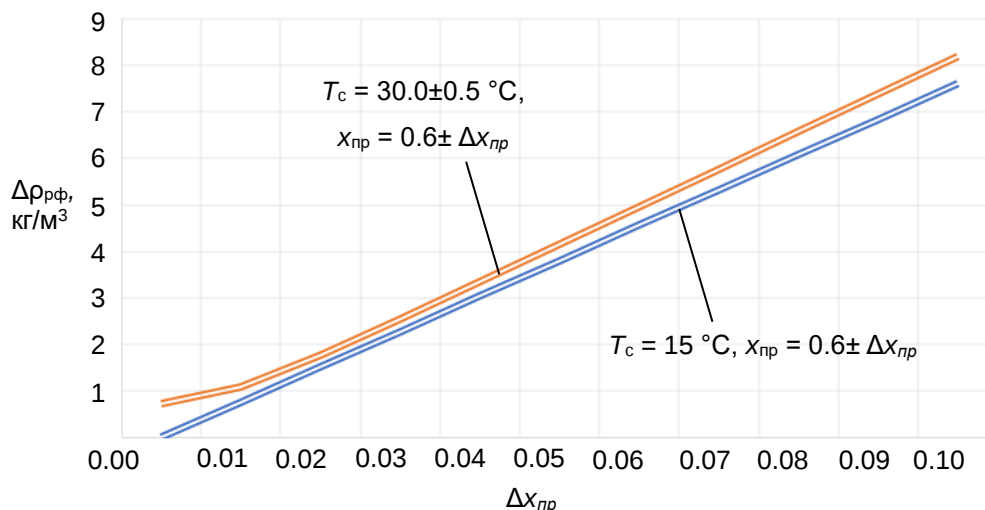


Рис.3. Графік залежності похибки розрахунку густини рідкої фази пропан-бутанової суміші в залежності від похибки визначення складу СВГ для наведених умов

Fig. 3. Graphs of relationship between estimation error of propane/butane mixture density against error in propane/butane mixtures proportion for the given conditions

Тож маємо похибку визначення густини рідкої фази $\Delta\rho_{\text{рф}}(T_c = 30.0 \pm 0.5 \text{ }^\circ\text{C}, x_{\text{пр}} = 0.6 \pm 0.01) = \pm 1.089 \text{ кг/м}^3$, $\Delta\rho_{\text{рф}}(T_c = 30.0 \pm 0.5 \text{ }^\circ\text{C}, x_{\text{пр}} = 0.6 \pm 0.096) = \pm 7.883 \text{ кг/м}^3$, $\Delta\rho_{\text{рф}}(T_c = 15 \text{ }^\circ\text{C}, x_{\text{пр}} = 0.6 \pm 0.096) = \pm 7.304 \text{ кг/м}^3$.

Після виконання підстановок отриманих результатів у (8) та виконання обчислень отримуємо:

$$V_{\text{рф}}^{15} = 87.674 \pm 1.837 \text{ м}^3. \text{ Тобто відносна похибка визначення об'єму може сягати } \delta V_{\text{рф}}^{15} \approx \pm 2.1 \text{ \%}.$$

Якщо проаналізувати складові цієї похибки, то можна сказати, що найбільший вплив в наведених умовах має похибка визначення складу рідкої пропан-бутанової суміші. Якщо похибка визначення складу буде складати

$$\Delta x_{\text{пр}} = \pm 0.01, \text{ то максимальна похибка розрахунку об'єму в наведених умовах складе } \delta V_{\text{рф}}^{15} \approx \pm 0.58 \text{ \%}.$$

5. Результати і обговорення

Числові значення похибок (відхилень), отримані в результаті дослідження, надані в попередньому розділі та свідчать про суттєву залежність граничних значень похибок від похибки визначення компонентного складу СВГ. При незначних похибках оцінки компонентного складу пропан-бутанової суміші (<1%) гранична похибка приведених значень об'єму може досягати $\pm 0.58 \text{ \%}$. Для обліку непрямым статичним методом потрібно мати точні дані про поточний компонентний склад та температуру СВГ і враховувати їх при кожній операції зміни кількості СВГ. Невірні дані про компонентний склад рідкої фази можуть привести до виникнення додаткової похибки при приведенні значення вимірюваного об'єму до стандартної температури. Ця похибка може стати причиною значного дисбалансу між кількістю прийнятого та відвантаженого СВГ, що систематично підтверджується практикою. Вважаємо, що більш бажаним способом ведення обліку СВГ є облік у одиницях маси, проте дані про його якість повинні бути враховані при кожній операції перевантаження.

Також вважаємо необхідним використання витратомірів-лічильників із можливістю вимірювання густини та маси в реальному режимі часу, оскільки такі прилади безпосередньо вимірюють масу та температуру продукту, що проходить через нього, а результат вимірювання практично не залежить від фазового стану СВГ.

Для уникнення (зменшення) можливого дисбалансу потрібно використовувати більш точні сенсори та алгоритми розрахунку кількості продукту.

6. Висновки

Облік СВГ в одиницях об'єму не дає можливості повного контролю залишків на пунктах зберігання/транспортування, оскільки крім зміни температури СВГ змінюється також склад рідкої та парової фракцій, що в подальшому призводить до некоректності приведення об'єму до стандартної температури. На прикладі показано, що похибка визначення об'єму рідкої фази в резервуарі може сягати 2.1%. Одним із перспективних питань для опрацювання є визначення меж похибки для більшості можливих ситуацій – тобто для різних концентрацій суміші та температур, рівнів наповнення резервуару. Окрім того, перспективним напрямом досліджень є розробка алгоритмів розрахунку стану пропан-бутанової суміші та використання інформації про фазові переходи. Перспективною ідеєю для опрацювання є дослідження можливості використання інформації про історію операцій із вмістом резервуару та її врахування для визначення поточного

стану продукту в резервуарі, кількісних та якісних показників СВГ, врахування як паспортних даних СВГ, так і інтегрування даних від витратомірів про густину, загальну кількість СВГ, що була завантажена в резервуар або злита з резервуару.

7. Подяка

Автор висловлює вдячність колективу ТОВ «АМІКО Комплект», колективу кафедри морського приладобудування Національного Університету Кораблебудування ім. адмірала Макарова, м. Миколаїв, Україна, за надану допомогу та всемірне сприяння у підготовці даної статті.

8. Конфлікт інтересів

Декларується, що немає фінансового або іншого можливого конфлікту, що стосується цієї роботи.

Список літератури

- [1] С. Куюн, Є. Мочалов “Гас подвійного призначення” – газета «Дзеркало тижня», випуск №20, 27 травня-2 червня.
- [2] «В порту Николаева в 2017 г. «потерялось» 85 тыс. т керосина, – эксперт» http://enkor.com.ua/a/news/V_portu_Nikolaeva_v_2017_g_poteryalos_85_tis_t_kerosina_-_ekspert/231581
- [3] Про затвердження Порядку ведення Єдиного державного реєстру витратомірів-лічильників і рівнемірів — лічильників рівня пального у резервуарі, передачі облікових даних з них електронними засобами зв'язку. Постанова КМУ від 22 листопада 2017 р. № 891.
- [4] Інструкція про порядок приймання, зберігання, відпуску та обліку газів вуглеводневих скраплених для комунально-побутового споживання та автомобільного транспорту. Затверджена наказом міністерства палива та енергетики України від 03.06.2002, N 332.
- [5] O. Zivenko, I. Gudyma “Accuracy Improvement of an LPG Inventory System”, XXIII Научно-техническая конференция ЕКО Варна Сборник доклады “ТРАНСПОРТ, ЭКОЛОГИЯ - УСТОЙЧИВО РАЗВИТИЕ”, 15-17 июня, Варна, 2017 – с. 52-56.
- [6] ГОСТ 28656-90 Газы углеводные сжиженные. Розрахунковий метод визначення щільності і тиску насичених парів. Зі зміною № 1.
- [7] В.В. Артихович, М.Г. Пшоник Сжиженные углеводородные газы. Учебно-методическое пособие по дисциплине «Газоснабжение». – Минск, БНТУ, 2010 – 220 с.

References

- [1] S. Kuiun, Ye. Mochalov “Gas podviinoho pryznachennia” – hazeta «Dzerkalo tyzhnia», vypusk #20, 27 travnia-2 chervnia.
- [2] «V portu Nykolaeva v 2017 h. «poterialos» 85 tis. t kerosyna, – ekspert» http://enkor.com.ua/a/news/V_portu_Nikolaeva_v_2017_g_poteryalos_85_tis_t_kerosina_-_ekspert/231581
- [3] Pro zatverdzhennia Poriadku vedennia Yedynoho derzhavnoho reiestru vytratimiriv-lichylnykyv i rivnemiriv — lichylnykyv rivnia palnoho u rezervuari, peredachi oblikovykh danykh z nykh elektronnyy zasobamy zviazku. Postanova KМУ vid 22 lystopada 2017 r. # 891.
- [4] Instrukcia pro poriadok prymannia, zberihannia, vidpusku ta obliku haziv vuhlevodnyykh skraplenykh dlia komunalno-pobutovoho spozhyvannia ta avtomobilnoho transportu. Zatverdzhena nakazom ministerstva palyva ta enerhetyky Ukrainy vid 03.06.2002, N 332.
- [5] O. Zivenko, I. Gudyma “Accuracy Improvement of an LPG Inventory System”, XXIII Technical Scientific Conference EKO Varna Proceedings “TRANSPORT, ECOLOGY – SUSTAINABLE DEVELOPMENT”, 15-17 june, Varna, 2017 – p. 52-56.
- [6] GOST 28656-90 Gazy vuglevodnevi zridzheni. Rozrakhunkovy metod vyznachennia shchilnosti i tysku nasychenykh pariv. Zi zminoiu # 1.
- [7] V.V. Artykhovych, M.H. Pshonyk Liquefied Petroleum Gases. A Teaching Guide on «Gas Supply». – Minsk, BNTU, 2010 – 220 p.

Дані про авторів

Зівенко Олексій Васильович

Кандидат технічних наук, доцент

ТОВ «АМІКО Комплект»

вул. Спаська, 1, м. Миколаїв, Україна, 54030

E-mail: a.zivenko@amico.ua

Контактний тел.: +380 63 303 85 20

Кількість статей у загальнодержавних базах даних – 12

Кількість статей у міжнародних базах даних – 2

Номер ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-1539-8360>