

ОСОБЛИВОСТІ ОБЛІКУ СКРАПЛЕНОГО ВУГЛЕВОДНЕВОГО ГАЗУ ПІД ЧАС ЗБЕРІГАННЯ ТА ТРАНСПОРТУВАННЯ

LPG ACCOUNTING SPECIFICITY DURING ITS STORAGE AND TRANSPORTATION

Зівенко О. В., канд. техн. наук, доц.,

ТОВ "АМІКО Комплект", Україна; e-mail: a.zivenko@amico.ua

Oleksiy Zivenko, PhD, Ass.-Prof.,

"AMIKO Komplekt" Ltd, Ukraine; e-mail: a.zivenko@amico.ua

<https://doi.org/10.23939/istcm2019.03.021>

Анотація. Щоб запобігти ухилянню від сплати акцизного податку під час зберігання та транспортування скраплених вуглеводневих газів (СВГ), для суб'єктів господарювання передбачено обов'язкове щоденне звітування про наявні об'єми продукту в резервуарах зберігання та об'єми перевантаження. Уваги потребує саме контроль об'єму СВГ як складної двофазної суміші, що суттєво змінює параметри фаз під час зберігання та транспортування. Важливим вважають 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 у резервуарі, а саме: похибки градування резервуара, похибки визначення рівня рідкої фази в резервуарі, похибки, що виникають під час приведення об'єму до стандартних умов внаслідок розрахунку складу рідкої та парової фаз, похибки визначення температури СВГ.

Ключові слова: скраплений вуглеводневий газ, облік СВГ, об'єм СВГ, вимірювання рівня, рівнемір-лічильник.

Abstract. Criminal activities in a country's fuel sector adversely affect the country's sustainable development. To prevent excise tax evasion during petroleum product storage and transportation various methods are used. The most effective methodology is the control of all supply chain and automation of such control. LPG is quite specific product for storage and transportation due to its two-phase composition that continuously changes parameters during storage and transportation.

In the article, there are considered the problems of measuring LPG volume in a tank and estimation of the error's margins. Assessing the row of the errors that impact the volume calculation is described. They include the reservoir graduation error, the level measurement error, the temperature measuring error and have to be reduced to the standard conditions (temperature 15 °C) while computing the real quantity of LPG. Incorrect data about LPG liquid/vapor phase composition can occur if operator uses only passport data from the last consignment. Redistribution of the component composition occurs every time when the product's temperature/pressure/quantity in the tank changes. The example of the change of the LPG phasic composition during the process of filling the tank is also considered and the related calculation errors are defined. The density calculation error, 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 units should be held together regardless of the phase state and composition of the LPG.

Key words: Liquefied petroleum gas, LPG accounting, LPG volume, Level measurement, Level measuring sensor.

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. Продукт реалізується 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. Особливої уваги потребує виявлення джерел фальсифікацій за допомогою аналізу потоків обігу різних видів рідких палив та домішок, встановлення та контроль дисбалансу.

Український уряд, упроваджуючи низку постанов, планує запровадити жорсткий державний контроль за обігом палив. Зокрема, комплексний контроль за виробництвом та реалізацією палив для того, щоб забезпечити запобігання ухиленню від сплати акцизного податку, передбачає, зокрема, контроль об'ємів у резервуарах зберігання. У [3] наведено 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 для дизельних палив звітна інформація

(об'єм) у зазначеній постанові опрацьована доволі глибоко, то контроль кількості скрапленого вуглеводневого газу (СВГ) в одиницях об'єму може призводити до істотних похибок під час зведення балансів.

Недоліки

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

Мета роботи

Метою роботи є визначення теоретичних меж розбіжностей результатів вимірювання об'єму СВГ в ємкості непрямим методом статичних вимірювань та визначення додаткової похибки під час приведення до стандартної температури.

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

Сьогодні використовують непрямий метод визначення маси СВГ в ємкості [4], що ґрунтується на вимірюванні рівня рідкої фракції в резервуарі, використанні градуувальної таблиці резервуара для

визначення об'єму та вимірювання густини рідкої фракції СВГ із подальшим обчисленням маси СВГ. Окремо визначають масу парової фракції на підставі даних про склад СВГ, фактичні дані про температуру та тиск в резервуарі. Зауважимо, що СВГ як об'єкт контролю має низку властивостей, що істотно впливають на методику виконання вимірювання кількості продукту. Спрощено: СВГ у резервуарі є двофазною системою "рідина-пар". Зміна температури, тиску, складу або кількості СВГ у системі супроводжується перерозподілом СВГ між рідкою і паровою фазами (і навпаки). Вода розчиняється як у рідкій, так і в паровій фазі СВГ. Вода конденсується зі зниженням температури і накопичується на дні резервуара. Крім того, наявність води в СВГ може призвести до її замерзання і утворення кристалогідратів. Своєю чергою, це може порушувати працездатність датчиків (особливо тих, що містять рухомі пристрої), технологічного обладнання. За наявності води в СВГ (несприятлива ситуація) в резервуарі фактично містяться вже три шари продукту – парова фаза СВГ, рідка фаза СВГ і підтоварна вода. Отже, постійні фазові переходи рідкої та парової фаз зумовлюють 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).

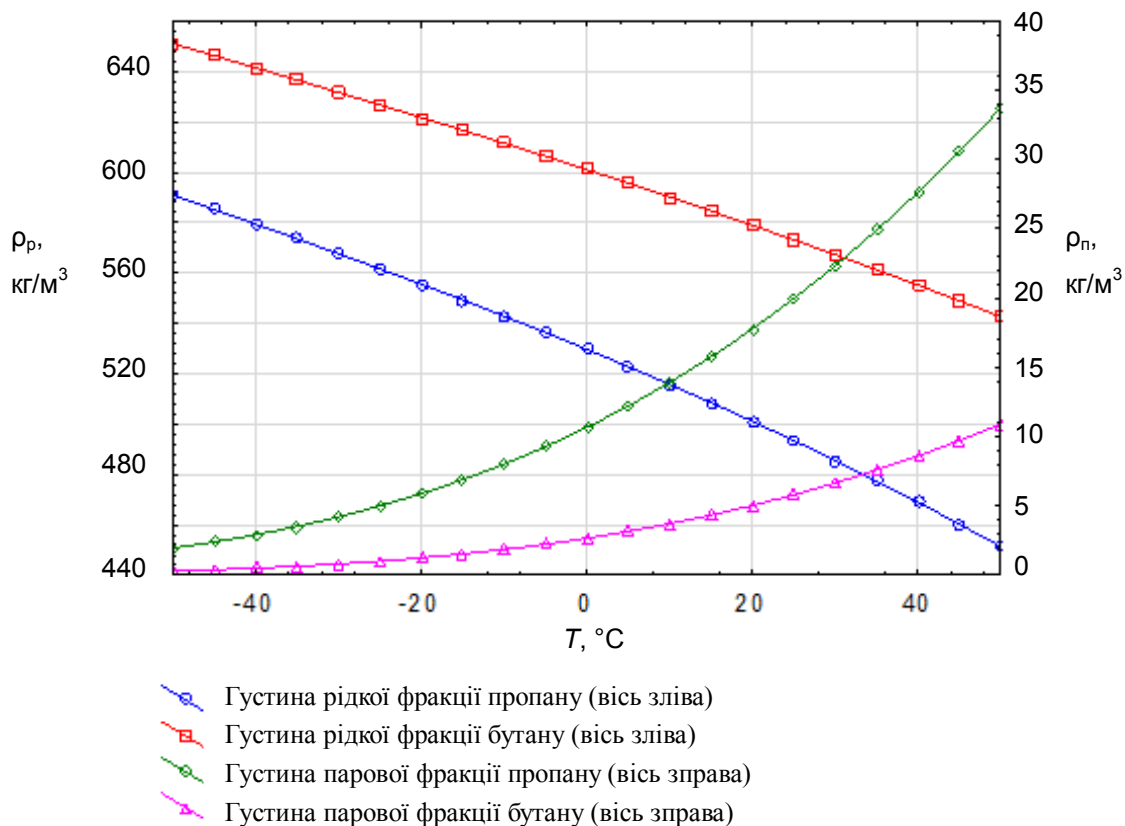


Рис. 1. Графіки залежності густини парової та рідкої фракції пропану та бутану від їх температури
 Fig. 1. Graphs of relationship between liquid and vapor propane and butane densities against their temperature

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

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, дів	60	60	245
Середня температура СВГ в резервуарі, °С	+25	-5	+5
Відхилення температури від стандартного значення, °С	+10	-20	-10
Густина СВГ, кг/м ³	533,3	571,4	559,3
Коефіцієнт корекції об'єму для приведення до 15 °С	1,025	0,957	0,977
Похибка видавання об'єму СВГ, спричинена 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	$\Delta V = 4500-3870-14087,5 = -13457,5$		

Для числової 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, який виникає під час обліку СВГ, що реалізується в різні періоди року без використання температурної корекції (за припущення, що рідка фаза СВГ має молярний склад 50 % пропану та 50 % бутану).

Можна припустити, що за рік на стандартній АГЗС, що не використовує автоматичної температурної корекції під час відпускання палива, утворюється недостача 7,36 т пропан-бутанової суміші. Тому приведення об'єму до прийнятого стандартного значення обґрунтовано необхідністю.

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

У [5] показано, як похибка вимірювання рівня впливає на похибку оцінки об'єму та маси (рис. 2): похибка визначення рівня рідини $\Delta h = \pm 4$ мм у резервуарі може призвести до максимальної похибки оцінки об'єму $\Delta V_h = 0,305$ м³ (для стандартного горизонтального циліндричного резервуара об'ємом 200 м³).

Похибка градування резервуара також впливає на визначення об'єму рідини в резервуарі. Зазвичай градувальні таблиці надають з визначеною похибкою не більше ніж $\delta_G = \pm 0.2$ %, тобто за максимального рівня заповнення резервуара 85 % за об'ємом додаткова похибка за рахунок похибки градування може досягати $\Delta_G = \pm 0,34$ м³.

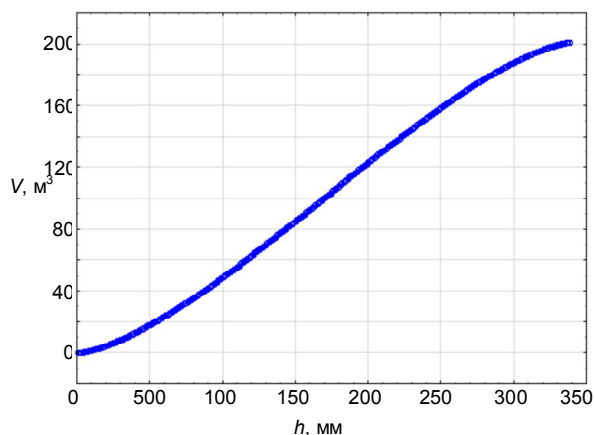


Рис. 2. Графік залежності об'єму рідини в резервуарі від рівня його заповнення

Fig. 2. Graphs of relationship between volume of liquid product in reservoir and it's level

Для обчислення об'єму рідкої фази СВГ, зведеного до температури 15 °С, оператору потрібна інформація про густина СВГ, температуру суміші, а також про склад рідкої фази СВГ. Густина рідкої фази СВГ можна встановити вимірюванням за допомогою термоденситометрів або обчислити на підставі паспортних даних про склад СВГ від постачальника. Компонентний склад СВГ визначають за документом про якість (паспортом) на СВГ постачальника або хроматографічним методом за ГОСТ 10679-76, за пробами, відібраними відповідно до вимог ДСТУ 4056-2001 [4]. Використання хроматографічного методу визначення складу СВГ не дуже поширене на базах зберігання, оскільки вартість обладнання висока, а визначення складу є доволі складним. Визначення густини за складом за паспортом, як зазначено в [4], істотно впливає на

результат обчислення об'єму за стандартних умов, оскільки після зливання рідини в резервуар відбувається: 1) перерозподіл компонентів між паровою та рідкою фазами; 2) змішування із компонентами СВГ, що були в ємкості до зливання. Для демонстрації впливу та оцінювання значення похибки перерахунку об'єму рідкої фракції СВГ до стандартних умов можна розглянути приклад зміни компонентного складу рідкої фази під час фазних переходів суміші та її окремих складових. Розв'яжемо стандартну задачу оцінки об'єму рідини в резервуарі, якщо відомо про рідину, яку 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 $x_b = 0,4$. У резервуарі суміш перетворилася на двофазну систему – рідина/пар, а після встановлення термодинамічної рівноваги температура та тиск суміші дорівнювали $T_c = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ та $P_c = 0,687 \text{ МПа}$ [7]. Необхідно визначити об'єм рідкої фази, що міститься в ємкості, та привести його до $15 \text{ }^\circ\text{C}$.

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

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

де $\rho_{рф}$ – значення густини рідкої суміші пропану та бутану за температури T_c ; x_{np} , x_b – значення молярних часток пропану та бутану в рідині відповідно; $\rho_{рnp}$, $\rho_{рб}$ – значення густини рідкого пропану та бутану за температури T_c відповідно.

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

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

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

Парціальний тиск кожного компонента суміші можна знайти за даними таблиць [6]. Окремо необхідно зазначити, що тиск суміші можна або виміряти, або розрахувати. Вираз (2) дає змогу визначити склад парової фази СВГ, отже, і густину парової фази за вказаних умов:

$$\rho_{пф}(T_c) = r_{np}\rho_{пnp}(T_c) + r_b\rho_{пб}(T_c), \quad (3)$$

де $\rho_{пф}$ – значення густини парової фази суміші пропану та бутану за температури T_c ; r_{np} , r_b – значення молярних часток пропану та бутану у паровій фазі відповідно; $\rho_{пnp}$, $\rho_{пб}$ – значення густини парів пропану та бутану за температури T_c відповідно. Визначити об'єм $V_{рф}$, який займає рідка фаза за температури T_c , можна спрощено так:

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

де M – маса СВГ, залита в резервуар об'ємом V_p ; $\rho_{рф}$ – значення густини рідкої фази суміші пропану та

бутану за температури T_c , $\rho_{пф}$ – значення густини парової фази суміші пропану та бутану за температури T_c .

Для приведення значення об'єму до температури $15 \text{ }^\circ\text{C}$ використовується такий 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 за температури $15 \text{ }^\circ\text{C}$, $V_{рф}^{T_c}$ – об'єм, що займає рідка фаза за температури T_c , $\rho_{рф}^{T_c}$ – густина рідкої фази за температури T_c , $\rho_{рф}^{15}$ – густина рідкої фази за температури $15 \text{ }^\circ\text{C}$. Обчислення за способом 1 та даними прикладу дають такі результати: $\rho_{рф} = 518,278 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{пф} = 22,291 \text{ кг/м}^3$, $V_{рф}^{30} = 91,38 \text{ м}^3$, $V_{рф}^{15} = 87,859 \text{ м}^3$.

Потрібно зауважити, що значення об'єму рідкої фази СВГ обчислено теоретично на основі відомої маси СВГ, що була залита в резервуар, тобто значення рівня рідини для розрахунку об'єму не використовували.

Такий спосіб розрахунку призводить до виникнення додаткової похибки за рахунок того, що після кожної операції зливання/наливання СВГ, зміни температури в резервуарі склад його фаз змінюється за рахунок перерозподілу компонентів між рідкою і паровою фазами. Зміну складу можна пояснити на прикладі цієї самої задачі, використовуючи рівняння матеріального балансу для i -го компонента суміші. Загальна кількість молів компонента A_i дорівнює 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 компонента в рідкій фазі; r_i – молярна частка i -го компонента в паровій фазі; L – частка молів, що залишається в рідкій фазі; V – частка молів, що містяться 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 компонента. Для суми всіх компонентів справедливо:

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

Розв'язуючи рівняння (7), знаходять значення L та визначають склад рідкої та парової фаз суміші.

Для наданих умов знаходимо за таблицями тиск насичених парів $P_1 = 1,085 \text{ МПа}$, $P_2 = 0,282 \text{ МПа}$. Методом наближень отримуємо $L = 0,67$. Тоді молярна частка пропану в рідкій фазі $x_{1р}$ та бутану $x_{2р}$:

$$x_{1p} = \frac{x_1}{\frac{P_1}{P_c} - \left(\frac{P_1}{P_c} - 1\right)L} = 0.504,$$

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

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 одержаних значень молярних часток та заданої температури результати розрахунків такі: $\rho_{pф} = 526,283 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{nф} = 19,17 \text{ кг/м}^3$, $V_{pф}^{30} = 91,037 \text{ м}^3$, $V_{pф}^{15} = 87,674 \text{ м}^3$.

Тобто різниця в результатах обчислення приведенного до температури 15 °С об'єму рідкої фази СВГ (обчисленого теоретично, на основі відомої маси СВГ, залитої у резервуар) становить 185 л, що для наведеного випадку становить близько 0,2 % від значення об'єму.

Окремо необхідно дослідити, в яких межах може міститись похибка, що виникає у разі приведення значення об'єму до температури 15 °С. Для цього проаналізовано вираз (5) з позиції визначення похибки непрямих вимірювань. Так, оскільки результат визначення приведенного об'єму залежить як від визначеного об'єму в ємкості, так і від визначених значень густини, похибку непрямих вимірювань об'єму можна обчислити так:

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

де $\Delta V_{pф}^{T_c}$ – похибка визначення об'єму за температури T_c , $\Delta \rho_{pф}^{T_c}$ – похибка визначення густини рідкої фази СВГ за температури T_c , $\Delta \rho_{pф}^{15}$ – похибка визначення густини рідкої фази СВГ за температури 15 °С.

Визначимо максимальну похибку обчислення об'єму рідкої фази СВГ за температури T_c для наведеного випадку. Вона залежить тільки від похибки градування резервуара 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 скористаємося 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 ($x_{с} = 1 - x_{np}$), ΔT_c похибка визначення температури суміші.

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

Тож масо похибку визначення густини рідкої фази $\Delta \rho_{pф}(T_c = 30,0 \pm 0,5 \text{ °С}, x_{np} = 0,6 \pm 0,01) = \pm 1,089 \text{ кг/м}^3$, $\Delta \rho_{pф}(T_c = 30,0 \pm 0,5 \text{ °С}, x_{np} = 0,6 \pm 0,096) = \pm 7,883 \text{ кг/м}^3$, $\Delta \rho_{pф}(T_c = 15 \text{ °С}, x_{np} = 0,6 \pm 0,096) = \pm 7,304 \text{ кг/м}^3$.

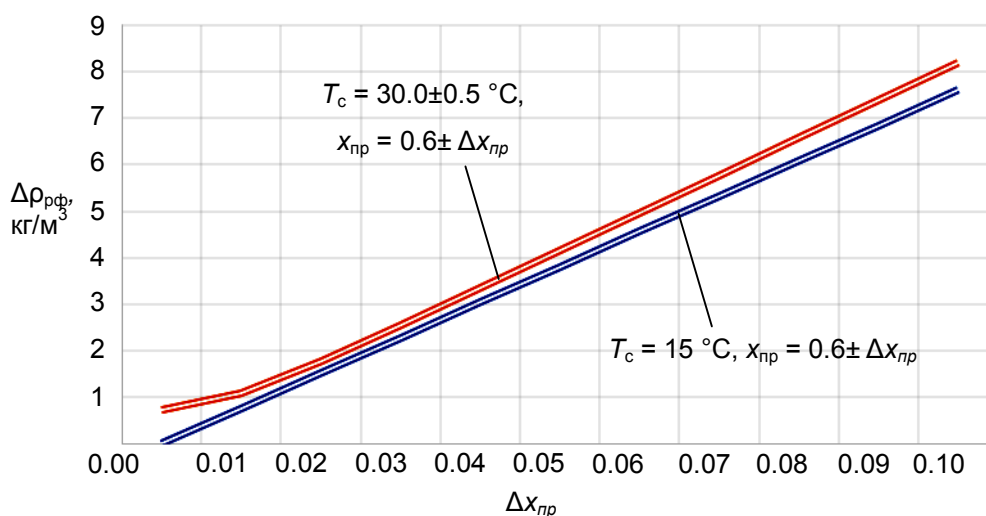


Рис. 3. Графік залежності похибки розрахунку густини рідкої фази пропан-бутанової суміші залежно від похибки визначення складу СВГ

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

Підставивши одержані результати у (8) та виконавши обчислення, отримуємо:

$$V_{\text{рф}}^{15} = 87,674 \pm 1,837 \text{ м}^3. \text{ Тобто відносна похибка}$$

визначення об'єму може сягати $\delta V_{\text{рф}}^{15} \approx \pm 2,1 \%$.

Якщо проаналізувати складові цієї похибки, то найбільше у наведених умовах впливає похибка визначення складу рідкої пропан-бутанової суміші. Якщо похибка визначення складу становить $\Delta x_{\text{пр}} = \pm 0,01$, то максимальна похибка розрахунку об'єму в наведених умовах – $\delta V_{\text{рф}}^{15} \approx \pm 0,58 \%$.

2. Результати і обговорення

Подані вище числові значення похибок (відхилень), отримані в результаті дослідження, свідчать про істотну залежність їх граничних значень від похибки визначення компонентного складу СВГ. За незначних похибок оцінки компонентного складу пропан-бутанової суміші ($\pm 1 \%$) гранична похибка приведених значень об'єму може досягати $\pm 0,58 \%$.

Для обліку непрямим статичним методом потрібно мати точні дані про поточний компонентний склад та температуру СВГ і враховувати їх під час кожної операції зміни кількості СВГ. Неправильні дані про компонентний склад рідкої фази можуть призвести до виникнення додаткової похибки під час приведення значення вимірюваного об'єму до стандартної температури. Ця похибка може стати причиною значного дисбалансу між кількістю прийнятого та відвантаженого СВГ, що систематично підтверджується практикою.

Тому бажанішим способом ведення обліку СВГ є облік у одиницях маси, проте дані про його якість необхідно враховувати під час кожної операції перевантаження.

Також треба використовувати витратоміри-лічильники з 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 зменшення можливого дисбалансу потрібно використовувати високоточні сенсори та алгоритми розрахунку кількості продукту.

Висновки

1. Облік СВГ в одиницях об'єму не забезпечує повного контролю залишків на пунктах зберігання/транспортування, оскільки, крім зміни температури СВГ, змінюється склад рідкої та парової фракцій, що надалі призводить до некоректного приведення об'єму до стандартної температури. Показано, що похибка визначення об'єму рідкої фази в резервуарі

може сягати 2,1 %. Перспективним для опрацювання є визначення меж похибки для більшості можливих ситуацій, тобто для різних концентрацій суміші та температур, різних рівнів наповнення резервуара.

2. Перспективним напрямом досліджень є розроблення алгоритмів розрахунку стану пропан-бутанової суміші із використанням інформації про фазові переходи, а також урахуванням інформації про історію операцій із вмістом резервуара для визначення поточного стану продукту в резервуарі, інформації про кількісні та якісні показники СВГ (паспортні дані СВГ, дані від витратомірів про густину, загальну кількість СВГ, завантаженої в резервуар та зливої з нього).

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 всебічне сприяння у підготовці статті.

Конфлікт інтересів

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

Список літератури

- [1] K. Rozhnov, M. Strzelecki, *Fuel Fraud Costing Europe More Than \$4 Billion in Lost Taxes*. Bloomberg, Aug. 27, 2013.
- [2] M. Kojima, R. Bacon, *Abuses in Fuel Markets – Public Policy for the Private Sector*: The World Bank, Sept. 2001.
- [3] Постанова КМУ № 891. (22 листопада 2017 р.). *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*. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/891-2017>.
- [4] Наказ Міністерства палива та енергетики України (03.06.2002, № 332). *Інструкція про порядок приймання, зберігання, відпуску та обліку газів вуглеводневих скраплених для комунально-побутового споживання та автомобільного транспорту*. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0331-03>
- [5] O. Zivenko, I. Gudyma, “Accuracy Improvement of an LPG Inventory System”, in *Proc. XXIII Научно-технічна конференція ЕКО Варна Сборник доклади “Транспорт, екологія – устойчиво развитие”*, 15–17 юніа, Варна, 2017, с. 52–56.
- [6] ГОСТ 28656-90. *Гази вуглеводневі зріджені. Розрахунковий метод визначення щільності і тиску насичених парів. Зі зміною № 1, 1990*. [Електронний ресурс].

Режим доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=60688

[7] В. В. Артихович, М. Г. Пшоник, *Сжиженные углеводородные газы*. Минск, Беларусь: БНТУ, 2010.

References

[1] K. Rozhnov, M. Strzelecki, *Fuel Fraud Costing Europe More Than \$4 Billion in Lost Taxes*: Bloomberg, Aug. 27, 2013.

[2] M. Kojima, R. Bacon, *Abuses in Fuel Markets – Public Policy for the Private Sector*. The World Bank, Sept. 2001.

[3] CMU Resolution No. 891. (November 22, 2017). *The proposed order of stay of the Unified by the register of flowmeters-meters and meters - meters, which are paired in the reservation, transmit information about them with electronic electronic means*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/891-2017>.

[4] Order of the Ministry of Fuel and Energy of Ukraine (03.06.2002, No 332). *Instruction on the procedure for receiving, storing, releasing and accounting for hydrocarbon gas liquefied for municipal consumption and road transport*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0331-03>.

[5] O. Zivenko, I. Gudyma, “Accuracy Improvement of an LPG Inventory System”, in *Proc. XXIII Technical Scientific Conference EKO Varna Proceedings “Transport, ecology – sustainable development”*, 15–17 June, Varna, 2017, pp. 52–56.

[6] GOST 28656-90 *Hydrocarbon liquefied gases. Calculated method for determining the density and pressure of saturated vapors. With change # 1, 1990*. [Online]. Available: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=60688

[7] V. Artykhovych, M. Pshonyk, *Liquefied Petroleum Gases*, Minsk, Belarus: BNTU, 2010.