



УКРАЇНА

(19) UA

(11) 109866

(13) C2

(51) МПК

G01F 23/14 (2006.01)

G01F 23/20 (2006.01)

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНИ**(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА ВІНАХІД**

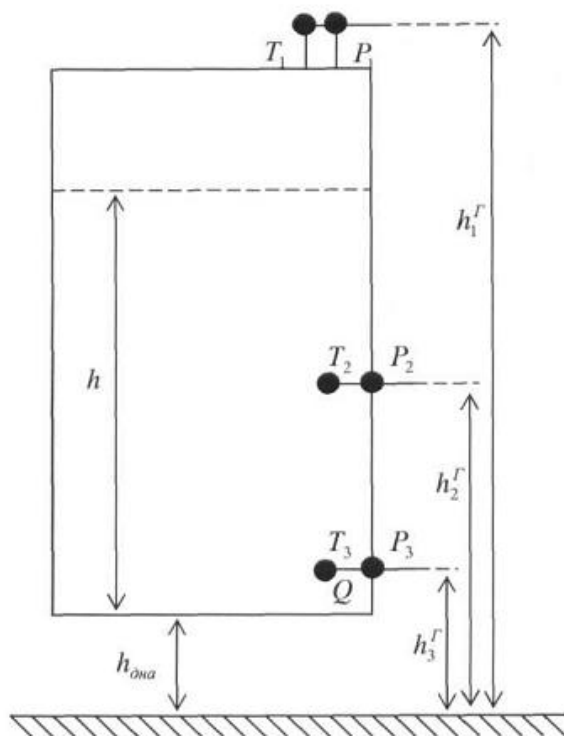
(21) Номер заявки: а 2014 14063	(72) Винахідник(и): Тевяшев Андрій Дмитрович (UA), Долгоброд Олександра Григорівна (UA)
(22) Дата подання заявки: 29.12.2014	(73) Власник(и): ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ РАДІОЕЛЕКТРОНІКИ, пр. Леніна, 14, м. Харків, 61166 (UA)
(24) Дата, з якої є чинними права на винахід: 12.10.2015	(56) Перелік документів, взятих до уваги експертизою: RU 2329472 C1, 20.07.2008 Про затвердження Інструкції про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти і нафтопродуктів на підприємствах і організаціях України. Міністерство палива та енергетики наказ № 281/171/578/155 від 20.05.2008, зареєстрований в Міністерстві юстиції України 2.09.2008 № 805/15496, розд. 4.3.2.10 – 4.3.6.10 UA 41591 U, 25.05.2009 UA 42139 U, 25.06.2009 JPH 1183602 A, 26.03.1999 GB 2268271 A, 05.01.1994 CN 203473665 U, 12.03.2014 US 20120281096 A1, 08.11.2012
(41) Публікація відомостей про заявку: 10.07.2015, Бюл.№ 13	
(46) Публікація відомостей про видачу патенту: 12.10.2015, Бюл.№ 19	

(54) СПОСІБ АВТОМАТИЗОВАНОГО КОНТРОЛЮ ТА РОЗРАХУНКУ МАСИ НАФТОПРОДУКТІВ НА ПАЛИВНИХ БАЗАХ І В РЕЗЕРВУАРНИХ ПАРКАХ ПРИ ЇХ ЗБЕРІГАННІ В ВЕРТИКАЛЬНИХ РЕЗЕРВУАРАХ**(57) Реферат:**

Спосіб автоматизованого контролю та розрахунку маси нафтопродуктів на паливних базах і в резервуарних парках при їх зберіганні в вертикальних резервуарах застосовується в галузі вимірювальної техніки і може бути використаний на паливних складах і нафтобазах, що здійснюють зберігання нафтопродуктів у вертикальних резервуарах і їх відпуск споживачам. Зазначений спосіб включає вимір на різних рівнях наливу початкових даних, а саме вимірюють температуру T_1 , T_2 , T_3 і тиск P_1 , P_2 , P_3 продукту на трьох рівнях h_1 , h_2 , h_3 , а саме h_1 - на рівні кришки резервуара, h_2 - на рівні згідно з золотим перерізом резервуара, h_3 - на рівні дна резервуара, використовуючи виміри тиску P_1 , P_2 , P_3 та температури T_1 , T_2 , T_3 на висоті h_1 , h_2 , h_3 , заносять в ПК, апроксимують залежності $P(h)$ та $T(h)$ поліномами другого ступеня, використовують дані калібрувальних таблиць для деяких параметрів, обчислюють фактичну щільність нафтопродукту ρ_0 при нормальних умовах, обчислюють щільність нафтопродукту $\rho(l)$ на рівні $l \in [0, h]$ при реальних умовах, потім розраховують фактичний рівень h нафтопродукту у резервуарі, отримані дані використовуються у формулі для обчислювання маси нафтопродукту. Запропонований спосіб підвищує точність вимірювання маси нафтопродукту в процесі

UA 109866 C2

автоматизованого контролю та обліку при його зберіганні у вертикальних резервуарах на паливних складах і нафтобазах.



Фиг. 1

Винахід належить до вимірювальної техніки і може бути використаний на паливних складах і нафтобазах, що здійснюють зберігання нафтопродуктів у вертикальних резервуарах і їх відпуск споживачам. Автоматизована система контролю та розрахунку маси нафтопродуктів на паливних базах і в резервуарних парках при їх зберіганні в вертикальних резервуарах

5 призначена для технологічного розрахунку маси, об'єму, рівня та інших фізичних параметрів нафтопродуктів у вертикальних резервуарах та контролю маси нафтопродуктів у будь-який конкретний момент часу.

Відомий спосіб визначення кількості вуглеводневої сировини в резервуарі шляхом вимірювання гідростатичного тиску датчиками, що встановлюються на рівні водного і нафтового шарів (заявка на винахід РФ № 96117081/28 МПК G01F1/86, G01F23/14 опубл. 20.12.1998). Кількість умовно сухої нафти, незалежно від співвідношення води і нафти в емульсії по висоті резервуара, розраховується за співвідношенням:

$$M_H = C_0 + C_1 P_2 - C_2 P_1,$$

де

$$C_0 = \frac{H_2 - H_1}{1 - \frac{\rho_H^0}{\rho_B^0}} S \rho_H^0$$

$$C_1 = \frac{S \rho_H^0}{(\rho_B^0 - \rho_H^0) g}$$

$$C_2 = \frac{S \rho_H^0}{(\rho_B^0 - \rho_H^0) g},$$

де

S - площа поверхні рідини в резервуарі, ρ_H^0 , ρ_B^0 - розрахункові щільності нафти і води; P_2 , P_1 - п'єзометричні тиски шарів нафти і води на висотах H_2 і H_1 відповідно; g - прискорення вільного падіння.

Недоліками даного способу є залежність коефіцієнтів C_0 , C_1 , C_2 і результату обчислення кількості вуглеводневої сировини від щільності води і нафти, що змінюються. У зв'язку з цим виникає похибка вимірювання кількості вуглеводневої сировини при змінах щільності нафти і

води ρ_H^0 і ρ_B^0 .

Відомий спосіб автоматизованого контролю та обліку маси нафтопродуктів на паливних базах при їх зберіганні у вертикальних і горизонтальних резервуарах, що використовується у системі, яка передбачає вимірювання рівня нафтопродуктів, рівня підтоварної води або льоду, щільності й температури нафтопродуктів та обробляє отримані виміри на ПЕОМ (див. "Система вимірювання маси світлих нафтопродуктів УИП-9602". Посібник з експлуатації АТУШ. 400000.01. РЕ м. Корольов 2003 р.).

Цей спосіб автоматизованого контролю та обліку маси нафтопродуктів при їх зберіганні у вертикальних і/або горизонтальних резервуарах на паливних базах "УИП-9602" не дозволяє достовірно визначати граничний рівень нафтопродуктів у резервуарах. Також цей спосіб автоматизованого контролю та обліку нафтопродуктів в резервуарах на складах і паливних базах має ряд істотних недоліків:

- різке зниження точності обліку при частковому заповненні резервуара і частковому зливі нафтопродукту з нього;

- невисока точність виміру щільності із-за низької надійності датчиків щільності, що працюють на принципі "поплавця" з негативною плавучістю;

- збільшення кількості датчиків щільності, що дозволяє більш точно врахувати зміну щільності по всій висоті заповнення нафтопродуктами резервуара значно збільшує вартість способу.

Найбільш близьким за технічним рішенням є спосіб автоматизованого контролю та обліку маси нафтопродуктів на паливних базах при їх зберіганні у вертикальних і горизонтальних резервуарах (патент РФ № 2329472 МПК G01F1/86, G01F17/00, опубл. 20.07.2008), що включає визначення висоти наливу нафтопродукту в резервуарі з подальшим обчисленням обсягу по калібрувальних таблицях з урахуванням висоти наливу, вимірювання значень температури і щільності нафтопродукту відповідними датчиками, встановленими по висоті резервуара, з наступним обчисленням маси, занесення отриманих даних вимірювань і розрахунків в базу даних системи ПЕОМ. Датчики вимірювання температури встановлюють по висоті резервуара

через відстань не більше 1,0 метра один від одного. Один датчик вимірювання щільності і один датчик вимірювання температури встановлюють на рівні зливу нафтопродукту з резервуара. Вимірювання значень температури і щільності нафтопродукту проводять одночасно на одному встановленому рівні наливу, за отриманими значеннями за допомогою системи ПЕОМ визначають щільність нафтопродукту при стандартній температурі або 20 °C або 15 °C, по рівняннях, що визначають залежність щільності нафтопродукту від його щільності при стандартній температурі з урахуванням температури нафтопродукту на даній висоті резервуара, визначають залежність щільності нафтопродукту від висоти в резервуарі. Проводять апроксимацію рівняння щільності по висоті резервуара з урахуванням лінійної апроксимації вище останнього змоченого датчика температури, обчислюють математичний вираз зміни щільності від висоти нафтопродукту в резервуарі з наступним визначенням маси. При відпуску нафтопродукту зміну маси нафтопродукту в резервуарі визначають з урахуванням маси відпущеного нафтопродукту, розрахованої як добуток відпущеного нафтопродукту за обсягом і щільністю нафтопродукту, визначеної на висоті рівня виходу з резервуара. За прототип авторами взятий перший пункт формули. Відомий спосіб має ряд істотних недоліків:

- не враховується градієнт тиску уздовж вертикальної осі резервуара;
- не враховується деформація резервуара під дією температури;
- не враховується деформація резервуара під дією тиску;
- не враховується матеріал, з якого виконано резервуар;
- використовується зайва кількість датчиків температури і щільності, що призводить до дорожнечі способу;
- зниження точності обчислювань у зв'язку з заміною неперервної щільності нафтопродукту її грубою апроксимацією.

Технічною задачею винаходу є підвищення точності вимірювання маси нафтопродукту в процесі автоматизованого контролю та обліку при його зберіганні у вертикальних резервуарах на паливних складах і нафтобазах.

Ця задача вирішена наступним чином. У способі автоматизованого контролю та розрахунку маси нафтопродуктів на паливних базах і в резервуарних парках при їх зберіганні в вертикальних резервуарах, що включає вимір на різних рівнях наливу початкових даних, а саме вимірюють датчиками температуру, апроксимують одержані залежності математичними формулами, використовують данні калібрувальних таблиць для деяких параметрів, всі данні заносять в ПК, згідно з винаходом вимірюють температуру T_1, T_2, T_3 і тиск P_1, P_2, P_3 продукту на трьох рівнях h_1, h_2, h_3 , а саме h_1 - на рівні кришки резервуара, h_2 - на рівні згідно з золотим перерізом резервуара, h_3 - на рівні дна резервуару, використовуючи виміри тиску P_1, P_2, P_3 та температури T_1, T_2, T_3 на висоті h_1, h_2, h_3 , апроксимують залежності $P(h)$ та $T(h)$ поліномами другого ступеня, обчислюють фактичну щільність нафтопродукту ρ_0 при нормальних умовах, обчислюють щільність нафтопродукту $\rho(l)$ на рівні $l \in [0, h]$ при реальних умовах, потім розраховують фактичний рівень h нафтопродукту у резервуарі, отримані дані використовують у формулі для обчислювання маси нафтопродукту у резервуарі:

$$M = \int_0^h S_0(l) \cdot \left(1 + 2 \cdot \alpha \cdot (T(l) - T_0) + \frac{d_0}{E \cdot \delta} \cdot P(l) \right) \cdot \rho(l) dl, \text{ де}$$

h - фактичний рівень нафтопродукту у резервуарі;

$S_0(l)$ - площа поперечного перерізу резервуару на рівні $l \in [0, h]$ при нормальних умовах ($P =$

$P_0 = 98066,5 \text{ Па}$, $T = T_0 = 293 \text{ К}$) - функція $S_0(l)$ задається калібрувальною таблицею;

$$\frac{1}{\alpha},$$

$\alpha, ^\circ\text{К}$ - коефіцієнт лінійного розширення;

$T(l), l \in [0, h]$ - температура нафтопродукту на висоті l ;

$T_0 = 293 \text{ К}$;

$E, \text{ Па}$ - модуль Юнга матеріалу, з якого виконано резервуар;

$d_0(l), \text{ м}$ - діаметр резервуара при $P = P_0 = 98066,5 \text{ Па}$, $T = 293 \text{ К}$;

$\delta(l), \text{ м}$ - товщина стінки резервуара

$P(l), l \in [0, h]$ - тиск нафтопродукту на рівні l ;

$\rho(l) = \rho_0 \cdot (1 + \beta \cdot P(l) - \xi \cdot (T(l) - T_0))$ - щільність нафтопродукту на рівні l при реальних умовах,

де ρ_0 , кг/м^3 - фактична щільність нафтопродукту при нормальних умовах ($P=P_0=98066,5 \text{ Па}$,

$T = T_0=293^\circ\text{K}$), β , $\frac{1}{\text{Па}}$ - коефіцієнт стиснення, ξ , $\frac{1}{^\circ\text{K}}$ - коефіцієнт об'ємного розширення нафтопродукту.

На кресленні представлена блок-схема, що пояснює запропонований спосіб.

5 Розглянемо більш докладно запропонований спосіб. Вхідними даними є:

1. Геометричні розміри резервуара: внутрішній діаметр резервуара в залежності від його висоти при нормальних умовах ($P=P_0=98066,5 \text{ Па}$, $T=T_0=293^\circ\text{K}$) $d_0(l)$, м, максимальний рівень в заповненому резервуарі h_{\max} , [м], функція площини поперечного перерізу резервуара на висоті l $S_0(l)$, м^2 , яка задається калібрувальною таблицею, форма верхньої та нижньої кришок резервуара.

10 2. Фізичні параметри резервуара: матеріал з якого виконано резервуар, товщина стінки резервуара $\delta(l)$, $l \in [0, h_{\max}]$.

3. Геодезична відмітка внутрішньої стінки дна резервуара $h_{\text{дна}}^{\Gamma}$.

4. Геодезичні відмітки місць встановлення всіх вимірювачів h_1^{Γ} , h_2^{Γ} , h_3^{Γ} .

15 5. Для кожного вимірювача: абсолютна похибка або тип, клас точності, максимальна шкала.

6. Тип нафтопродукту, його фізичні параметри (щільність, в'язкість, коефіцієнт об'ємного розширення при нормальних умовах ($P=P_0=98066,5 \text{ Па}$, $T=T_0=293^\circ\text{K}$)).

7. Обмірювані величини за допомогою датчиків:

P_3 , Па, $T_3, ^\circ\text{K}$ - Надлишковий тиск і температура нафтопродукту, виміряні на висоті

20 $h_3 = (h_3^{\Gamma} - h_{\text{дна}}^{\Gamma})$ від дна резервуара (дивися креслення)

P_2 , Па, $T_2, ^\circ\text{K}$ - Надлишковий тиск і температура нафтопродукту, виміряні на висоті

$h_2 = (h_2^{\Gamma} - h_{\text{дна}}^{\Gamma})$ від дна резервуара (дивися креслення)

P_1 , Па, $T_1, ^\circ\text{K}$ - Надлишковий тиск і температура нафтопродукту, виміряні на висоті

$h_1 = (h_1^{\Gamma} - h_{\text{дна}}^{\Gamma})$ від дна резервуара (дивися креслення).

25 Використовуються наступні математичні і фізичні положення. Вважаємо, що тиск та температура нафтопродукту уздовж вертикальної осі резервуара непостійні, тобто

$$P = P(l), \quad l \in [0, h],$$

$$T = T(l),$$

Щільність нафтопродукту залежить від тиску та температури:

30
$$\rho(l) = \rho(P(l), T(l)) = \rho_0 \cdot (1 + \beta \cdot P(l) - \xi \cdot (T(l) - T_0)),$$

де ρ_0 , кг/м^3 - щільність нафтопродукту при нормальних умовах ($P=P_0=98066,5 \text{ Па}$,

$T=T_0=293^\circ\text{K}$), β , $\frac{1}{\text{Па}}$ - коефіцієнт стиснення, ξ , $\frac{1}{^\circ\text{K}}$ - коефіцієнт об'ємного розширення нафтопродукту.

Площа поперечних перерізів резервуара залежить від тиску та температури:

35
$$S(P(l), T(l)) = S_0(l) \cdot \left(1 + \frac{d_0}{E \cdot \delta(l)} \cdot P(l) + 2 \cdot \alpha \cdot (T(l) - T_0) \right), \quad (1)$$

де $S_0(l)$, м^2 - площа поперечного перерізу резервуара на висоті l при нормальних умовах ($P=P_0=98066,5 \text{ Па}$, $T=T_0=293^\circ\text{K}$) (функція $S_0(l)$ задається калібрувальною таблицею), E , Па - модуль Юнга матеріалу, з якого виконано резервуар, $d_0(l)$, м - діаметр резервуара при

$P=P_0=98066,5 \text{ Па}$, $T=T_0=293^\circ\text{K}$, $\delta(l)$, м - товщина стінки резервуара, α , $\frac{1}{^\circ\text{K}}$ - коефіцієнт лінійного розширення.

40 Об'єм нафтопродукту є:

$$V = \int_0^h S_0(P(l), T(l)) dl$$

Стовп нафтопродукту, який знаходиться в однорідному полі тяжіння, створює тиск, обумовлений вагою цього стовпа:

$$P = g \cdot \int_0^h \rho(P(l), T(l)) dl$$

де h , м - висота стовпа нафтопродукту, $\rho(P(l), T(l))$, кг/м³ - щільність нафтопродукту на рівні l при тиску $P(l)$ і температурі $T(l)$.

Маса нафтопродукту, що знаходиться в резервуарі, є добутком об'єму та щільності нафтопродукту:

$$M = \int_0^h S(P(l), T(l)) \cdot \rho(P(l), T(l)) dl$$

А з урахуванням (1):

$$M = \int_0^h S_0(l) \cdot \left(1 + 2 \cdot \alpha \cdot (T(l) - T_0) + \frac{d_0}{E \cdot \delta(l)} \cdot P(l) \right) \cdot \rho(P(l), T(l)) dl$$

Обчислювання маси нафтопродукту у резервуарі виконуємо згідно з наступною послідовністю:

використовуючи виміри P_1, P_2, P_3 та T_1, T_2, T_3 , апроксимуємо залежності $P(h)$ та $T(h)$ поліномами другого ступеня:

$$P(h) = a_0 + a_1 \cdot h + a_2 \cdot h^2,$$

$$T(h) = b_0 + b_1 \cdot h + b_2 \cdot h^2.$$

Тобто розрахуємо коефіцієнти $a_0, a_1, a_2, b_0, b_1, b_2$:

$$a_0 = - \frac{P_1 \cdot (h_2 \cdot h_3^2 - h_2^2 \cdot h_3) + P_2 \cdot (h_1^2 \cdot h_3 - h_1 \cdot h_3^2) + P_3 \cdot (h_1 \cdot h_2^2 - h_1^2 \cdot h_2)}{(h_1 - h_2) \cdot (h_3^2 + h_1 \cdot h_2 - h_1 \cdot h_3 - h_2 \cdot h_3)}$$

$$a_1 = - \frac{P_1 \cdot (h_2^2 - h_3^2) + P_2 \cdot (h_3^2 - h_1^2) + P_3 \cdot (h_1^2 - h_2^2)}{(h_2 - h_1) \cdot (h_2 - h_3) \cdot (h_3 - h_1)}$$

$$a_2 = - \frac{P_1 \cdot (h_3 - h_2) + P_2 \cdot (h_1 - h_3) + P_3 \cdot (h_2 - h_1)}{(h_3 - h_1) \cdot (h_2^2 - h_1 \cdot h_2 + h_1 \cdot h_3 - h_2 \cdot h_3)}$$

$$b_0 = - \frac{T_1 \cdot (h_2 \cdot h_3^2 - h_2^2 \cdot h_3) + T_2 \cdot (h_1^2 \cdot h_3 - h_1 \cdot h_3^2) + T_3 \cdot (h_1 \cdot h_2^2 - h_1^2 \cdot h_2)}{(h_1 - h_2) \cdot (h_3^2 + h_1 \cdot h_2 - h_1 \cdot h_3 - h_2 \cdot h_3)}$$

$$b_1 = - \frac{T_1 \cdot (h_2^2 - h_3^2) + T_2 \cdot (h_3^2 - h_1^2) + T_3 \cdot (h_1^2 - h_2^2)}{(h_2 - h_1) \cdot (h_2 - h_3) \cdot (h_3 - h_1)}$$

$$b_2 = - \frac{T_1 \cdot (h_3 - h_2) + T_2 \cdot (h_1 - h_3) + T_3 \cdot (h_2 - h_1)}{(h_3 - h_1) \cdot (h_2^2 - h_1 \cdot h_2 + h_1 \cdot h_3 - h_2 \cdot h_3)}$$

Обчислюємо фактичну щільність нафтопродуктів при нормальних умовах $P = P_0 = 1$ ат, $T = T_0 = 20$ °C:

$$\rho_0 = \frac{P_3 - P_2}{g \cdot h_0 \cdot (1 + \xi \cdot T_0) + g \cdot \beta \cdot \left(a_0 \cdot h_0 + a_1 \cdot \frac{h_0^2}{2} + a_2 \cdot \frac{h_0^3}{3} \right) - g \cdot \xi \cdot \left(b_0 \cdot h_0 + b_1 \cdot \frac{h_0^2}{2} + b_2 \cdot \frac{h_0^3}{3} \right)}$$

Розраховуємо рівень нафтопродуктів у резервуарі. Рівень нафтопродуктів у резервуарі h обчислюємо в результаті знаходження дійсного кореня полінома $c_0 + c_1 \cdot h + c_2 \cdot h^2 + c_3 \cdot h^3 = 0$:

$$h = - \frac{c_2}{3 \cdot c_3} -$$

$$- \frac{\frac{1}{2^3} \cdot (3 \cdot c_1 \cdot c_3 - c_2^2)}{3 \cdot c_3 \cdot \left(9 \cdot c_1 \cdot c_2 \cdot c_3 - 2 \cdot c_2^3 - 27 \cdot c_0 \cdot c_3^2 + \sqrt{4 \cdot (3 \cdot c_1 \cdot c_3 - c_2^2)^3 + (9 \cdot c_1 \cdot c_2 \cdot c_3 - 2 \cdot c_2^3 - 27 \cdot c_0 \cdot c_3^2)^2} \right)^{\frac{1}{3}}}$$

$$+ \frac{\left(9 \cdot c_1 \cdot c_2 \cdot c_3 - 2 \cdot c_2^3 - 27 \cdot c_0 \cdot c_3^2 + \sqrt{4 \cdot (3 \cdot c_1 \cdot c_3 - c_2^2)^3 + (9 \cdot c_1 \cdot c_2 \cdot c_3 - 2 \cdot c_2^3 - 27 \cdot c_0 \cdot c_3^2)^2} \right)^{\frac{1}{3}}}{3 \cdot 2^{\frac{1}{3}} \cdot c_3},$$

де

$$c_0 = -\frac{P_3 - P_1}{g} + h_1 \cdot \rho_{\text{газа}}$$

$$c_1 = \rho_0 + \rho_0 \cdot \xi \cdot T_0 + \rho_0 \cdot \beta \cdot a_0 - \rho_0 \cdot \xi \cdot b_0 - \rho_{\text{газа}}$$

$$c_2 = \rho_0 \cdot \beta \cdot \frac{a_1}{2} - \rho_0 \cdot \beta \cdot \frac{b_1}{2}$$

$$c_3 = \rho_0 \cdot \beta \cdot \frac{a_2}{3} - \rho_0 \cdot \beta \cdot \frac{b_2}{3}$$

Розраховуємо масу нафтопродуктів у резервуарі:

$$M = \int_0^h S_0(l) \cdot \left(1 + 2 \cdot \alpha \cdot (T(l) - T_0) + \frac{d_0}{E \cdot \delta} \cdot P(l) \right) \cdot \rho(l) dl$$

Таким чином, запропонований спосіб підвищує точність вимірювання маси нафтопродукту в процесі автоматизованого контролю та обліку при його зберіганні у вертикальних резервуарах на паливних складах і нафтобазах за рахунок:

- оцінювання і врахування фактичного значення щільності апіорно невідомого складу нафтопродукту, що знаходиться у резервуарі;

- врахування градієнта тиску уздовж вертикальної осі резервуара;

- врахування деформації резервуара під дією температури;

- врахування деформації резервуара під дією тиску;

- врахування матеріалу, з якого виконано резервуар;

- врахування зміни фактичної щільності нафтопродукту уздовж вертикальної осі резервуара.

Забезпечено використання мінімальної кількості датчиків температури і тиску, що приводить до здешевлення способу.

ФОРМУЛА ВИНАХОДУ

Спосіб автоматизованого контролю та розрахунку маси нафтопродуктів на паливних базах і в резервуарних парках при їх зберіганні в вертикальних резервуарах, що включає вимір на різних рівнях наливу початкових даних, а саме вимірюють датчиками температуру, дані заносять в ПК, апроксимують одержані залежності математичними формулами, використовують дані калібрувальних таблиць для деяких параметрів, який **відрізняється** тим, що вимірюють температуру T_1 , T_2 , T_3 і тиск P_1 , P_2 , P_3 продукту на трьох рівнях h_1 , h_2 , h_3 , а саме h_1 - на рівні кришки резервуара, h_2 - на рівні згідно з золотим перерізом резервуара, h_3 - на рівні дна резервуара, використовуючи виміри тиску P_1 , P_2 , P_3 та температури T_1 , T_2 , T_3 на висоті h_1 , h_2 , h_3 , апроксимують залежності $P(h)$ та $T(h)$ поліномами другого ступеня, обчислюють фактичну щільність нафтопродукту ρ_0 при нормальних умовах, обчислюють щільність нафтопродукту $\rho(l)$ на рівні $l \in [0, h]$ при реальних умовах, потім розраховують фактичний рівень h нафтопродукту у резервуарі, отриманні дані використовуються у формулі для обчислювання маси нафтопродукту у резервуарі:

$$M = \int_0^h S_0(l) \cdot \left(1 + 2 \cdot \alpha \cdot (T(l) - T_0) + \frac{d_0}{E \cdot \delta} \cdot P(l) \right) \cdot \rho(l) dl, \text{ де}$$

h - фактичний рівень нафтопродукту у резервуарі;

$S_0(l)$ - площа поперечного перерізу резервуара на рівні $l \in [0, h]$ при нормальних умовах ($P = P_0 = 98066,5 \text{ Па}$, $T = T_0 = 293 \text{ °K}$) - функція $S_0(l)$ задається калібрувальною таблицею;

α , $\frac{1}{\text{°K}}$ - коефіцієнт лінійного розширення;

$T(l)$, $l \in [0, h]$ - температура нафтопродукту на висоті l ;

$T_0 = 293 \text{ }^\circ\text{K}$;

E , Па - модуль Юнга матеріалу, з якого виконано резервуар;

$d_0(l)$, м - діаметр резервуара при $P = P_0 = 980665 \text{ Па}$, $T = T_0 = 293 \text{ }^\circ\text{K}$;

5 $\delta(l)$, м - товщина стінки резервуара

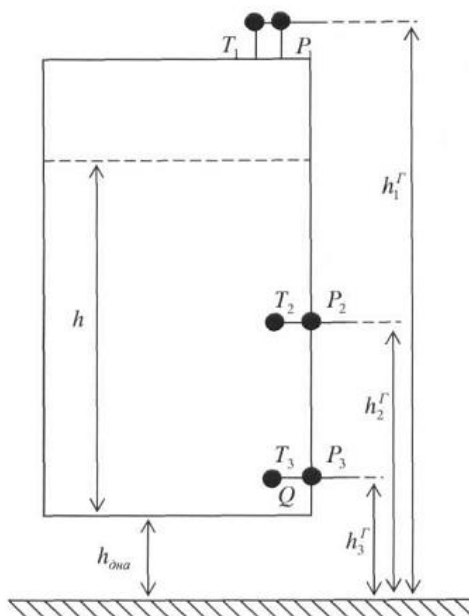
$P(l)$, $l \in [0, h]$ - тиск нафтопродукту на рівні l ;

$\rho(l) = \rho_0 \cdot (1 + \beta \cdot P(l) - \xi \cdot (T(l) - T_0))$ - щільність нафтопродукту на рівні l при реальних умовах,

де ρ_0 , кг/м^3 - фактична щільність нафтопродукту при нормальних умовах ($P = P_0 = 980665 \text{ Па}$,

$T = T_0 = 293 \text{ }^\circ\text{K}$), β , $\frac{1}{\text{Па}}$ - коефіцієнт стиснення, ξ , $\frac{1}{^\circ\text{K}}$ - коефіцієнт об'ємного розширення

10 нафтопродукту.



Комп'ютерна верстка Л. Бурлак

Державна служба інтелектуальної власності України, вул. Василя Липківського, 45, м. Київ, МСП, 03680, Україна

ДП "Український інститут інтелектуальної власності", вул. Глазунова, 1, м. Київ – 42, 01601