

Міністерство освіти і науки України
Національний університет “Львівська політехніка”

МАСНЯК ОЛЕГ ЯРОСЛАВОВИЧ



УДК 681.121.84

**ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ ТА КІЛЬКОСТІ СУПУТНЬОГО
НАФТОВОГО ГАЗУ**

05.11.01 - прилади та методи вимірювання механічних величин

АВТОРЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Львів – 2021

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана на кафедрі автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій Національного університету "Львівська політехніка", Міністерства освіти і науки України.

Науковий керівник: доктор технічних наук, професор
Пістун Євген Павлович,
завідувач кафедри автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій Національного університету "Львівська політехніка".

Офіційні опоненти: доктор технічних наук, професор
Коробко Іван Васильович,
директор Інституту аерокосмічних технологій Національного технічного університету України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського";

доктор технічних наук
Середюк Орест Євгенович,
завідувач кафедри метрології та інформаційно-виміральної техніки Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

Захист відбудеться « 14 » травня 2021р. о 15⁰⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 35.052.04 у Національному університеті "Львівська політехніка" (79013, Львів-13, вул. Устияновича, 5, Х учбовий корпус, ауд.51).

З дисертацією можна ознайомитися у бібліотеці Національного університету "Львівська політехніка" (79013, Львів-13, вул. Професорська, 1).

Автореферат розісланий « 8 » квітня 2021р.

*Вчений секретар спеціалізованої
вченої ради Д 35.052.04,
кандидат технічних наук, доцент*



Вашкурак Ю.З.

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. У зв'язку із скороченням запасів енергоносіїв як в світі, так і в Україні, та зростанням цін на них, стрімкого розвитку отримало застосування альтернативних видів палива. Одним з таких енергоносіїв є супутній нафтовий газ згідно із статтею 5 Закону України "Про альтернативні види палива". Унікальність цього палива полягає в тому, що воно може служити як висококалорійне паливо або як сировина для низки виробництв в хімічній галузі.

До недавніх часів 90 % видобутого супутнього нафтового газу спалювали на факелах. Але під тиском економічних змін та екологічних вимог перед управляючими компаніями нафтових родовищ гостро постала потреба утилізації супутнього нафтового газу. Відповідно, цей процес потребує обліку супутнього нафтового газу.

Облік кількості супутнього нафтового газу є важливим не лише на родовищах, з яких він поступає на технологічні потреби, але і на тих родовищах, де він спалюється. Адже це дозволить виконувати точні розрахунки забруднення атмосфери.

На даний момент існує багато методів вимірювання витрати плинних середовищ. Але враховуючи компонентний склад супутнього нафтового газу з великою часткою вуглеводнів відмінних від метану та робочі умови проведення вимірювань його витрати, постає потреба побудови системи обліку супутнього нафтового газу на основі одного з методів витрати плинних середовищ.

Таким чином, розроблення системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу та її метрологічних характеристик є актуальними завданнями.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Основою дисертаційної роботи є теоретичні і експериментальні дослідження виконані на кафедрі «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» Національного університету «Львівська політехніка» у рамках наукового напрямку «Вдосконалення і розробка елементів і підсистем збору та первинної обробки інформації в АСУ ТП».

Дослідження за темою дисертації виконувались згідно з планом науково-дослідних робіт Національного університету «Львівська політехніка» в рамках держбюджетної науково-дослідної роботи "Підвищення точності вимірювання витрати та кількості вологого нафтового газу", держбюджетна тема ДБ/ВНГ, номер державної реєстрації 0108U000336 (2008 – 2009 рр.).

Мета і задачі дослідження. Метою дисертаційної роботи є розроблення системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.

Для досягнення цієї мети, в роботі виконано такі завдання: проаналізовано існуючі методи вимірювання витрати плинних середовищ, визначені критерії для побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу та обґрунтовано вибір методу змінного перепаду тиску, на основі якого побудовано систему обліку супутнього нафтового газу; проаналізовано зміни термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу (густини, показника адіабати, коефіцієнта динамічної в'язкості) в діапазонах робочих тиску і температур; розроблено нові залежності для визначення густини, показника адіабати та коефіцієнта динамічної

в'язкості супутнього нафтового газу в діапазонах робочих тиску і температур; розроблено удосконалену математичну модель витратоміра супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску; розроблено удосконалений алгоритм розрахунку витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску; розроблено програмний код для модуля в системі автоматичного розрахунку та проектування витратоміра змінного перепаду тиску САПР "Расход-РУ" (версія 2.0) для супутнього нафтового газу; розроблено структуру системи обліку супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску; вибрано технічні засоби для реалізації системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску; удосконалено залежність для розрахунку відносної стандартної невизначеності об'ємної витрати для системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу; розроблено методологію визначення відносної розширеної невизначеності системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску; проведено експериментальне дослідження для визначення відносної стандартної невизначеності об'ємної витрати системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу в залежності від зміни в часі компонентного складу супутнього нафтового газу.

Об'єктом дослідження є процес вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу.

Предметом дослідження є система вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу та її характеристики.

Методи дослідження. В процесі розроблення рівнянь розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу (густини, показника адіабати та коефіцієнта динамічної в'язкості) застосовується апроксимаційний метод – метод найменших квадратів. При аналізі зміни термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу в діапазонах робочих тиску та температур застосовуються закони термодинаміки та методики, що базуються на рівняннях стану. Для побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу використовуються методи проектування вимірювальних приладів та систем. Для розроблення методології визначення відносної розширеної невизначеності системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску застосовуються закони метрології. Також застосовуються методи математичної статистики із застосування інформаційних технологій для опрацювання результатів проведених досліджень. Для розроблення модуля в системі автоматичного розрахунку та проектування витратоміра змінного перепаду тиску САПР "Расход-РУ" (версія 2.0) застосовуються методи програмування автоматизованих систем розрахунку та проектування.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в тому, що:

- ґрунтуючись на обмеженнях визначених компонентним складом конкретної суміші супутнього нафтового газу та діапазонами робочих температури та тиску розроблено ідеологію побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску;

- отримано нові залежності для обчислення термодинамічних параметрів (густини, показника адіабати та коефіцієнта динамічної в'язкості) супутнього нафтового газу для конкретної суміші супутнього нафтового газу в заданих діапазонах вимірювання температури та тиску, що дає можливість усунути ітераційні цикли в процесі розрахунку термодинамічних параметрів для вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску;

- удосконалено математичну модель та алгоритми розрахунку витрати та кількості витратоміра супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску із стандартними пристроями звуження потоку, що надало можливість розробити програмний код в системі автоматичного проектування та розрахунку витратомірів змінного перепаду тиску САПР "Расход-РУ" (версія 2.0) для проектування системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу і розробити програмне забезпечення для обчислювача системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу;

- удосконалено залежність для розрахунку відносної стандартної невизначеності об'ємної витрати супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску, що дає можливість розробити методологію визначення відносної розширеної невизначеності системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску.

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що:

- розроблено залежності для розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу, які дозволяють побудувати систему вимірювання витрати та кількості для широкого діапазону компонентних складів супутнього нафтового газу, а також можуть бути застосовані для різних теплотехнічних розрахунків;

- розроблено ідеологію побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску у наперед визначених обмежених параметрах компонентного складу, тиску та температури, яка може застосовуватися і для інших одно- або багатоконпонентних сумішей газів;

- на основі удосконаленої математичної моделі витратоміра змінного перепаду тиску розроблено структуру системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу і вибрано засоби вимірювання для реалізації цієї структури;

- розроблено програму реалізації алгоритму розрахунку витрати та кількості супутнього нафтового газу для мікропроцесорних обчислювачів витратомірів;

- за результатами теоретичних та експериментальних досліджень розроблено систему вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу, яка без градування перетворювача витрати та системи в цілому забезпечує вимірювання об'ємної витрати супутнього нафтового газу з відносною розширеною невизначеністю, що не перевищує 2 % для максимальної витрати;

- удосконалено систему автоматичного розрахунку та проектування витратомірів змінного перепаду тиску САПР «Расход-РУ» (версія 2.0), яка використовується для проектування витратомірів супутнього нафтового газу в наступних країнах: Україна, Казахстан, Азербайджан, Польща, Австрія, Молдова, Узбекистан, Естонія.

Результати досліджень можуть застосовуватися на підприємствах, які займаються видобуванням вуглеводневих сумішей, їх транспортуванням та постачанням до підприємств і споживачів, а також підприємствами, які займаються розробленням та впровадженням витратомірів плинних середовищ. Крім того, викладений у роботі підхід до побудови систем вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску може застосовуватися і для інших видів газових сумішей для яких здійснюється облік на підприємствах.

Особистий внесок здобувача. Основні наукові результати дисертаційної роботи, які винесені на захист, отримані автором особисто.

У наукових публікаціях, які опубліковані у співавторстві, здобувачеві належать: проведено порівняльний аналіз методів розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу [1, 9, 15]; проведено аналіз існуючих методів розрахунку коефіцієнта дроселювання (Джоуля-Томсона) природного газу [2, 5, 6, 11]; розроблено нове рівняння та методики визначення коефіцієнта дроселювання природного газу [6]; проаналізовано результати застосування системи автоматизованого проектування та розрахунку «Расход-РУ» в задачах проектування витратомірів змінного перепаду тиску [7, 10, 12, 13, 14, 18]; побудовано математичну модель об'єкта у вигляді рівнянь статичних характеристик, функцій передачі та диференціальних рівнянь [4]; визначено та проаналізовано параметри налаштування CFD-програми Flow Simulations системи автоматизованого проектування та розрахунку SolidWorks для витратомірів змінного перепаду тиску [3]; розроблено формулу корисної моделі на основі розробленої ідеології побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу для методу змінного перепаду тиску [8], проаналізовано застосування методу змінного перепаду тиску для побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу [16, 17].

Апробація результатів дисертації. Дисертаційна робота обговорювалась на наукових семінарах кафедри “Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології” Національного університету “Львівська політехніка”.

Основні положення та результати роботи доповідались та обговорювались на наступних науково-технічних конференціях: 5-а Всеукраїнська науково-технічна конференція “Вимірювання витрати та кількості газу” (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2007 р.); 26-а Міжнародна науково-практична конференція "Комерційний облік енергоносіїв" (Санкт-Петербург, Російська Федерація, 2007р.); 27-а Міжнародна науково-практична конференція "Комерційний облік енергоносіїв" (Санкт-Петербург, Російська Федерація, 2008р.); VIII-ма Міжнародна науково-технічна конференція «Приладобудування 2009: стан і перспективи» (Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут ", Київ, 2009 р.); Міжнародний конгрес „Захист навколишнього середовища. Енергоощадність. Збалансоване природокористування” (Національний університет “Львівська політехніка”, Львів, 2009 р.); 6-а Всеукраїнська науково-технічна конференція “Вимірювання витрати та кількості газу” (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2009 р.); Науково-технічна конференція "Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на

родовищах України" (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2010 р.); X-а Міжнародна науково-технічна конференція «Приладобудування: стан і перспективи» (Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут", Київ, 2011 р.); 18-а Міжнародна конференція з автоматичного управління: АВТОМАТИКА 2011 (Національний університет "Львівська політехніка", Львів, 2011 р.); 7-а Всеукраїнська науково-технічна конференція "Вимірювання витрати та кількості газу" (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2011 р.).

Публікації. Основні положення та результати дисертаційної роботи опубліковані у 25 наукових працях: 4 статті у наукових фахових виданнях України (1 з них у науковому фаховому виданні України, що включено до наукометричної бази даних Index Copernicus International), 3 статті у наукових періодичних виданнях інших держав (США – видання включено до наукометричної бази даних Scopus, Казахстан та Російська Федерація), 1 патент на винахід, 1 публікація у науковому виданні, 1 посібник користувача, науково-технічне редагування п'яти Національних стандартів України, 10 публікацій у збірниках доповідей міжнародних та всеукраїнських наукових конференцій, які вищезазначені.

Структура та обсяг роботи. Дисертаційна робота складається із вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків. Основний текст дисертації становить 158 сторінок. Крім того, робота проілюстрована 25 рисунками, містить 28 таблиць, список використаних джерел складається із 96 найменувань та включає 6 додатків.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі наведено загальну характеристику дисертаційної роботи. Обґрунтовано актуальність теми роботи, сформульовано мету та основні задачі наукових досліджень, наведено зв'язок дисертації з науковими програмами та планами, визначено об'єкт та предмет досліджень, наукову новизну, практичну цінність та особистий внесок здобувача в одержаних результатах, наведено відомості про їх апробацію та впровадження.

В першому розділі проаналізовано стан досліджуваного питання, а саме вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу. Визначено поняття супутнього нафтового газу та цінність його застосування у сферах економіки. Так, встановлено, що, згідно із статтею 5 закону України "Про альтернативні види палива", супутній нафтовий газ є альтернативним видом газового палива. При цьому велика частка видобутого супутнього нафтового газу спалюється на факелах без його обліку. Тому, вирішення проблеми утилізації супутнього нафтового газу – це не тільки питання екології та ресурсозбереження, це ще й потенційний економічний проект.

Також встановлено відмінність супутнього нафтового газу від природного газу наявністю великої частки тяжких вуглеводнів (пропанів, бутанів і парів більш важких вуглеводнів).

Методи та засоби вимірювання витрати та кількості плинних середовищ є описані багатьма авторами, але не кожен метод вимірювання можна застосувати для вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу. Тому, в розділі сформовано основні критерії для побудови системи обліку супутнього нафтового газу:

- розрахункова метрологічна характеристика;
- надійність системи обліку під час експлуатації;
- відносна простота виготовлення;
- можливість побудови системи модульного типу;
- невисока вартість системи обліку в цілому;
- можливість створення диспетчерського пункту обліку на відстані.

У другому розділі проаналізовано методи вимірювання витрати та кількості плинних середовищ для побудови системи обліку супутнього нафтового газу та визначено за основу для побудови такої системи метод змінного перепаду тиску.

Проаналізовано особливості супутнього нафтового газу для вирішення задачі його обліку, а саме широкий спектр компонентів, які мають різні лінії насичення (рисунок 1), тобто разом з газовою фазою може поступати і рідка фаза компонентів, що конденсуються при робочих параметрах – тиску і температурі.

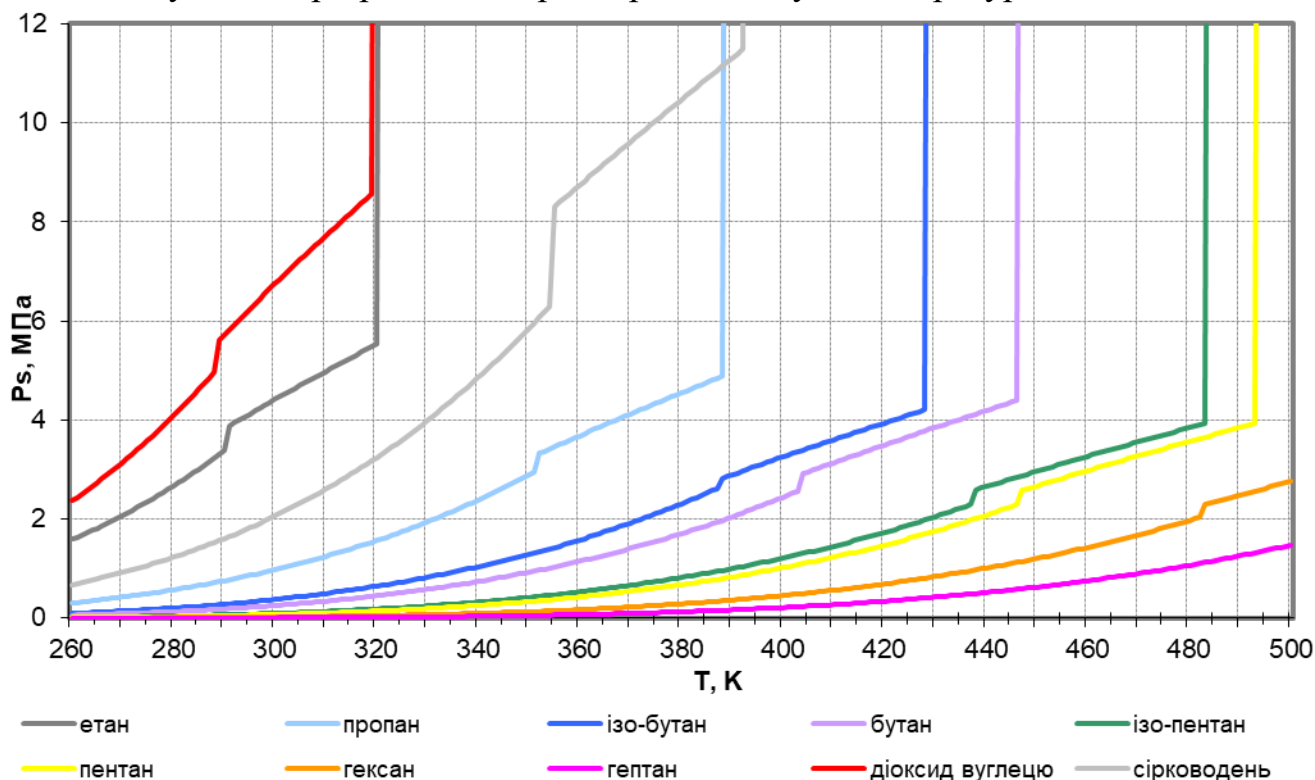


Рисунок 1. Лінії насичення окремих компонентів супутнього нафтового газу

Для усунення конденсату рекомендовано встановлювати конденсатозбірники для того, щоб у вимірювальному трубопроводі, безпосередньо де встановлено витратомір, знаходилось однорідне газоподібне середовище.

Також проаналізовано методи вимірювання витрати та кількості плинних середовищ та їх характеристики для побудови системи обліку супутнього нафтового газу. Розглянуто відповідність цих методів критеріям визначеним у першому розділі

та сформовано порівняння методів, результати яких наведено у таблиці 1. В таблиці 1 символом «+» позначено повна відповідність методу критерію, символом «+/-» – часткова відповідність, а символом «-» – невідповідність методу критерію.

Таблиця 1

Відповідність методів вимірювання витрати плинних середовищ критеріям побудови системи обліку супутнього нафтового газу

Назва критерію	МЗПТ	Вихреві	Турбінні	Коріолісові	Ультразвукові
Розрахункова метрологічна характеристика	+	-	-	-	-
Надійність системи обліку під час експлуатації	+	+	+/-	+	+/-
Відносна простота виготовлення	+/-	+/-	-	-	-
Можливість побудови системи модульного типу	+	-	-	-	-
Найнижча вартість системи обліку включно з експлуатаційними витратами в майбутньому	+/-	+/-	+/-	-	-
Можливість створення диспетчерського пункту обліку на відстані	+	+	+	+	+

На основі зробленого аналізу, результати якого наведено в таблиці 2, зроблено висновок, що систему вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу слід будувати на основі методу змінного перепаду тиску (МЗПТ).

Оскільки на сучасному етапі розвитку техніки вимірювання тиску та температури газу реалізуються з вищою точністю ніж вимірювання густини газу в робочих умовах, то для подальшої реалізації системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі МЗПТ доцільно вибрати рівняння розрахунку витрати у формі (1) із врахуванням рівняння (2), для приведення значення витрати супутнього нафтового газу до стандартних умов, та залежності густини супутнього нафтового газу від робочих значень тиску і температури (3).

$$Q_m = 0,25\pi d^2 C E K_u K_n \varepsilon (2 \Delta P \rho)^{0.5}, \quad (1)$$

де Q_m – масова витрата середовища, кг/с; d – діаметр отвору звужувального пристрою за робочої температури середовища, м; C – коефіцієнт витікання, 1; E – коефіцієнт швидкості входження, 1; K_u – поправковий коефіцієнт, який враховує шорсткість внутрішньої поверхні вимірювального трубопроводу, 1; K_n –

поправковий коефіцієнт, який враховує притуплення вхідного канта діафрагми, 1;
 ε – коефіцієнт розширення, 1; ΔP – перепад тиску на звужувальному пристрої, Па;
 ρ – густина середовища, кг/м³.

$$Q_c = \frac{Q_m}{\rho_c}, \quad (2)$$

де Q_c – об'ємна витрата середовища, приведена до стандартних умов, м³/с; ρ_c – густина середовища за стандартних умов (тиск середовища 101325 Па, термодинамічна температура середовища 293,15 К), кг/м³.

$$\rho = f(P, T), \quad (3)$$

де P, T – вимірні значення тиску та температури супутнього нафтового газу.

Для розрахунку коефіцієнта розширення та числа Рейнольдса потрібно також визначити значення показника адіабати і коефіцієнта динамічної в'язкості, які, як і густина середовища, залежать від вимірних значень тиску та температури середовища. Аналіз існуючих та розроблення нових методик для розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу виконано в третьому розділі.

У третьому розділі проаналізовано існуючі методики розрахунку термодинамічних параметрів (густина, показник адіабати та коефіцієнт динамічної в'язкості) вуглеводневих сумішей, які можуть застосовуватися для супутнього нафтового газу, та розроблено нові залежності для їх розрахунку для конкретної суміші супутнього нафтового газу в заданих діапазонах вимірювання температури та тиску.

Для порівняння результатів розрахунку густини супутнього нафтового газу взято дві методики: методику для вуглеводневих сумішей ГСССД МР 113-03 та методику для природного газу AGA8-92DC.

Розрахункова область методики ГСССД МР 113-03 обмежена діапазоном абсолютних температур $263 \leq T \leq 500$ К та тисків $0,1 \leq P \leq 15$ МПа. Компонентний склад може включати в різних комбінаціях наступні речовини : метан, етан, пропан, нормальний та ізобутан, нормальний та ізопентан, гексан, гептан, азот, діоксид вуглецю, сірководень, кисень та водяна пара. Для розрахунку густини, фактора стисливості та показника адіабати в розглядуваній методиці застосовується узагальнене фундаментальне рівняння стану з залежними від компонентного складу афінними перетвореннями для приведених температури і густини базової речовини. В якості базової речовини і його рівняння стану прийняті метан і фундаментальне рівняння стану метану. В результаті проведеного аналізу автори методики ГСССД МР 113-03 приводять наступні оцінки максимальних похибок (з довірчою ймовірністю 95 %) розрахункових значень густини та фактора стисливості:

- для сухих газових сумішей з вмістом метану не менше 70% молярних – $\delta\rho \leq 0,2$ %;
- для сухих газових сумішей з вмістом метану менше 70% молярних і для вологих газових сумішей – $\delta\rho \leq 0,4$ %.

Рівняння стану AGA8-92DC може бути застосоване для розрахунку фізичних властивостей природних газів з густиною за стандартних умов $\rho_c = 0,668 - 1,05 \text{ кг/м}^3$, в області тиску 0,1-30 МПа та температур 250-340 К. Компонентний склад природного газу може містити такі речовини : метан, етан, пропан, нормальний та ізобутан, нормальний та ізопентан, гексан, гептан, н-октан, азот, діоксид вуглецю, сірководень, кисень, аргон, гелій, оксид вуглецю та водяна пара. При розрахунку за рівнянням стану AGA8-92DC повинні бути витримані наступні діапазони концентрацій компонентів (в мол. %):

метан	65-100,	бутани	$\leq 1,5$	сірководень	$\leq 0,02$,
етан	≤ 15 ,	азот	≤ 15 ,	інші	≤ 1 .
пропан	$\leq 3,5$,	діоксид вуглецю	≤ 15 ,		

Області застосування методик ГСССД МР 113-03 і AGA8-92DC за діапазоном зміни тиску та температури не співпадають, тому для проведення порівняльного аналізу виділили загальну область. Ця область має межі за зміною тиску – від 0,1 МПа до 15 МПа, за зміною температури – від 263 до 340 К. Верхню межу області порівняння для тиску збільшили до 30 МПа, оскільки рівняння стану AGA8 – 92DC може бути застосоване в області тисків до 30 МПа. Це дозволило також проаналізувати, як "працює" методика ГСССД МР 113-03 за межами допустимої області розрахунку. Розрахунки виконувалися для суміші, компонентний склад якої наведено в таблиці 2.

Таблиця 2

Компонентний склад супутнього нафтового газу

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7
Компонент	метан	етан	пропан	i-бутан	n-бутан	i-пентан	n-пентан
Частка, %	76.987	9.5996	3.4999	0.61998	1.24	0.28999	0.22999
№ п/п	8	9	10	11	12	13	14
Компонент	гексан	гептан	кисень	азот	двооксид вуглецю	водяна пара	сірководень
Частка, %	0.099996	0.019999	0.57998	5.5598	1.27	0.0038807	0.0099996

Результати порівняння розрахунку густини за різними методиками наведено на рисунках 2 і 3.

Із рисунка 3 видно, що значення максимальної відносної похибки визначення густини за методикою ГСССД МР 113-03 в порівнянні із значеннями густини за рівнянням стану AGA8-92DC для заданого компонентного складу становить 1.91 %. Також, із рисунка 3 видно, що для складу газу, наведеного у таблиці 2, найбільші відхилення методики спостерігаються у діапазоні зміни тиску від 10 до 15 МПа, тобто у робочому діапазоні зміни тиску за ГСССД МР 113-03. Слід відмітити, що вказаний діапазон тиску виділяє область над пседокритичною точкою, у якій найбільш складно описати р₀T-поверхню і у якій закономірно спостерігаються найбільші розбіжності різних методик розрахунку фізичних властивостей. При тиску вищому 15 МПа, тобто вищому від верхньої межі застосування за ГСССД МР

113-03, методика показує добру збіжність із результатами розрахунку за AGA8-92DC для значної кількості варіантів складу газу. Характер зміни відносного відхилення отриманий для різних варіантів складу газу відповідає залежностям, наведеним на рисунку 3.

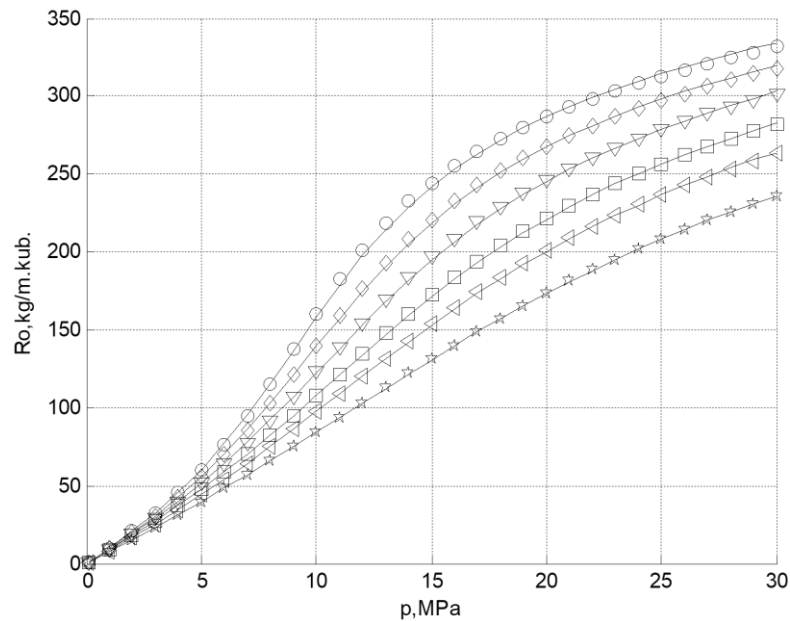


Рисунок 2. Залежність густини нафтового газу від тиску при температурах: «о» - 263 К, «◇» - 273 К, «▽» - 285 К, «□» - 300 К, «△» - 315 К, «☆» - 340 К. Символами позначені значення за методикою ГСССД МР 113 – 03, суцільною лінією – за рівнянням стану AGA8 – 92DC.

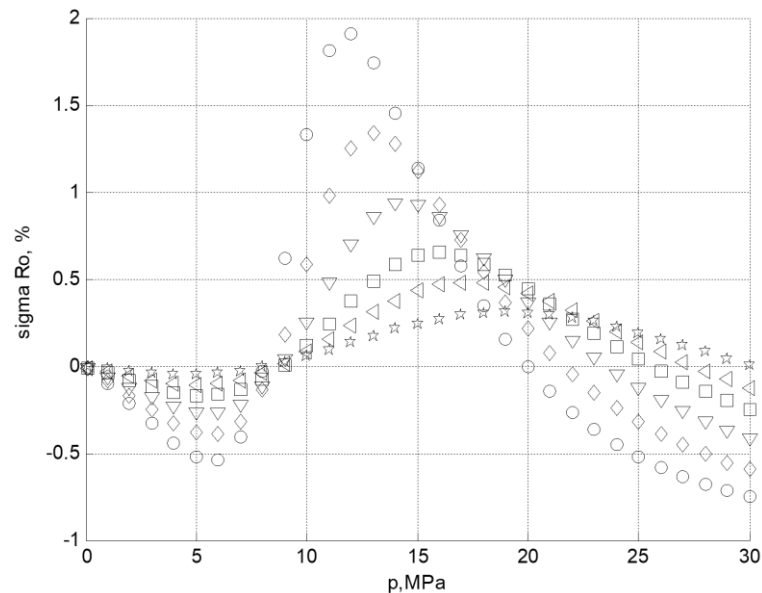


Рисунок 3. Залежність відносного відхилення розрахункових значень густини від тиску при температурах: «О» - 263 К, «◇» - 273 К, «▽» - 285 К, «□» - 300 К, «△» - 315 К, «☆» - 340 К.

Оскільки методика ГСССД МР 113-03 є складною для програмної реалізації та містить ітераційні цикли, то на її основі розроблено спрощену методику для розрахунку густини супутнього нафтового газу для діапазонів тиску $p = 0,1-3$ МПа,

температури $T = 260-350$ К та значень густини супутнього нафтового газу $\rho_c = 0,8-1,0$ кг/м³. Апробацію розробленої методики розрахунку густини виконано для 15-ти сумішей супутнього нафтового газу з діапазоном густини за стандартних умов від 0,8085 до 1,0282 кг/м³. Результати апробації методики у вигляді максимальної відносної похибки розрахунку густини за розробленою методикою для кожної суміші газу наведено на рисунку 4. Оскільки, похибка запропонованої методики розрахунку густини супутнього нафтового газу є великою і може досягати значення 2 %, а вплив цієї похибки призведе до збільшення значення відносної стандартної невизначеності результату вимірювання витрати супутнього нафтового газу, то розроблену методику слід доопрацювати з метою врахування складу супутнього нафтового газу.

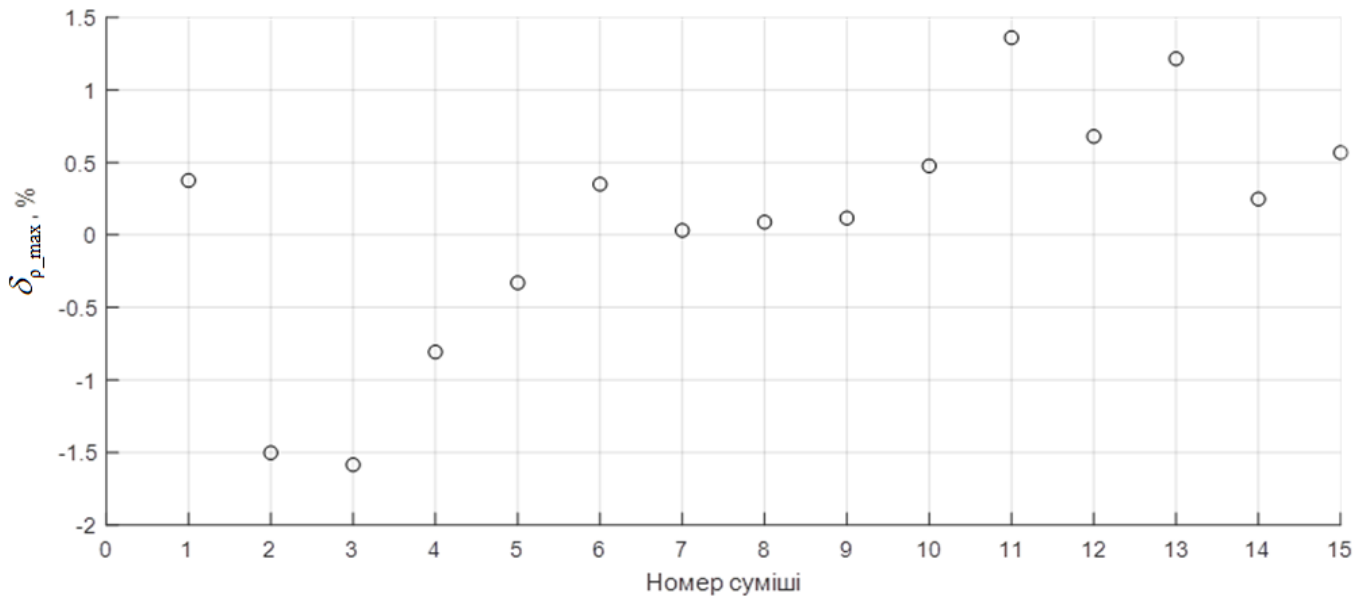


Рисунок 4. Максимальна відносна похибка розрахунку густини за розробленою методикою для кожної суміші газу в порівнянні з методикою ГСССД МР 113-03.

Тому, для розрахунку густини в системі вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі МЗПТ запропоновано алгоритм, що для кожного окремого складу супутнього нафтового газу за розробленою програмою визначаються коефіцієнти поліноміальної залежності для розрахунку густини, які забезпечують високу точність апроксимації у визначеному діапазоні зміни тиску і температури та які вносяться в обчислювач. Базовий масив значень густини супутнього нафтового газу формується з використанням методики ГСССД МР 113-03.

Загальний вигляд запропонованої залежності для розрахунку густини ρ супутнього нафтового газу має вигляд:

$$\rho = \sum_{i=1}^{N_i} \left[\sum_{j=1}^{N_j} (a_{ij} T_{\Pi}^{N_j-j}) P^{N_i-i} \right], \quad (4)$$

де a_{ij} – коефіцієнти, значення яких розраховуються в залежності від компонентного складу супутнього нафтового газу та діапазонів зміни тиску і температури; N_i, N_j – степені поліномів, які визначаються програмою у відповідності до заданої точності апроксимації, значення яких не перевищує п'ятий

порядок, P – значення тиску супутнього нафтового газу, МПа, T_{Π} – значення приведеної термодинамічної температури, К, яке розраховується за (5).

$$T_{\Pi} = \frac{T}{300}, \quad (5)$$

де T – значення термодинамічної температури супутнього нафтового газу, К.

Наприклад для супутнього нафтового газу, компонентний склад якого наведено в таблиці 3, значення коефіцієнтів для залежності (4) в діапазоні зміни тиску від 0,3 до 2 МПа та температури від 260 до 310 К наведено в таблиці 4. Вигляд залежності відносної похибки апроксимації густини супутнього нафтового газу (компонентний склад наведено в таблиці 3) від температури для різних значень тиску наведено на рисунку 5.

Таблиця 3

Компонентний склад супутнього нафтового газу

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7
Компонент	метан	етан	пропан	i-бутан	n-бутан	i-пентан	n-пентан
Частка, %	47.92	2.92	0.98	0.35	0.30	0.06	0.03
№ п/п	8	9	10	11	12	13	14
Компонент	гексан	гептан	кисень	азот	двооксид вуглецю	водяна пара	сірководень
Частка, %	0	0	9.9	36.93	0.61	0	0

Таблиця 4

Коефіцієнти для розрахунку густини за залежністю (4) для газової суміші з таблиці 3

a_{ij}	$j=1$	$j=2$	$j=3$	$j=4$
$i=1$	-0,64123	1,982	-2,0487	0,70682
$i=2$	-3,8859	13,063	-15,04	5,9704
$i=3$	-11,677	44,235	-62,743	39,494
$i=4$	0,026607	-0,07823	0,076005	-0,02422

Загальна похибка для розрахунку густини супутнього нафтового газу із врахуванням методичної похибки ГСССД МР 113-03 за запропонованою залежністю (4) становить:

- для сухих газових сумішей з вмістом метану не менше 70% молярних:

$$\delta\rho = (0,2 + \delta_{\rho}^{\text{апр}}) \% ; \quad (6)$$

- для сухих газових сумішей з вмістом метану менше 70% молярних і для вологих газових сумішей:

$$\delta\rho = (0,4 + \delta_{\rho}^{\text{апр}}) \% , \quad (7)$$

де $\delta_{\rho}^{\text{апр}}$ – значення максимальної відносної похибки апроксимації густини, яке для наведеного прикладу становить 0,012 % (див. рисунок 5).

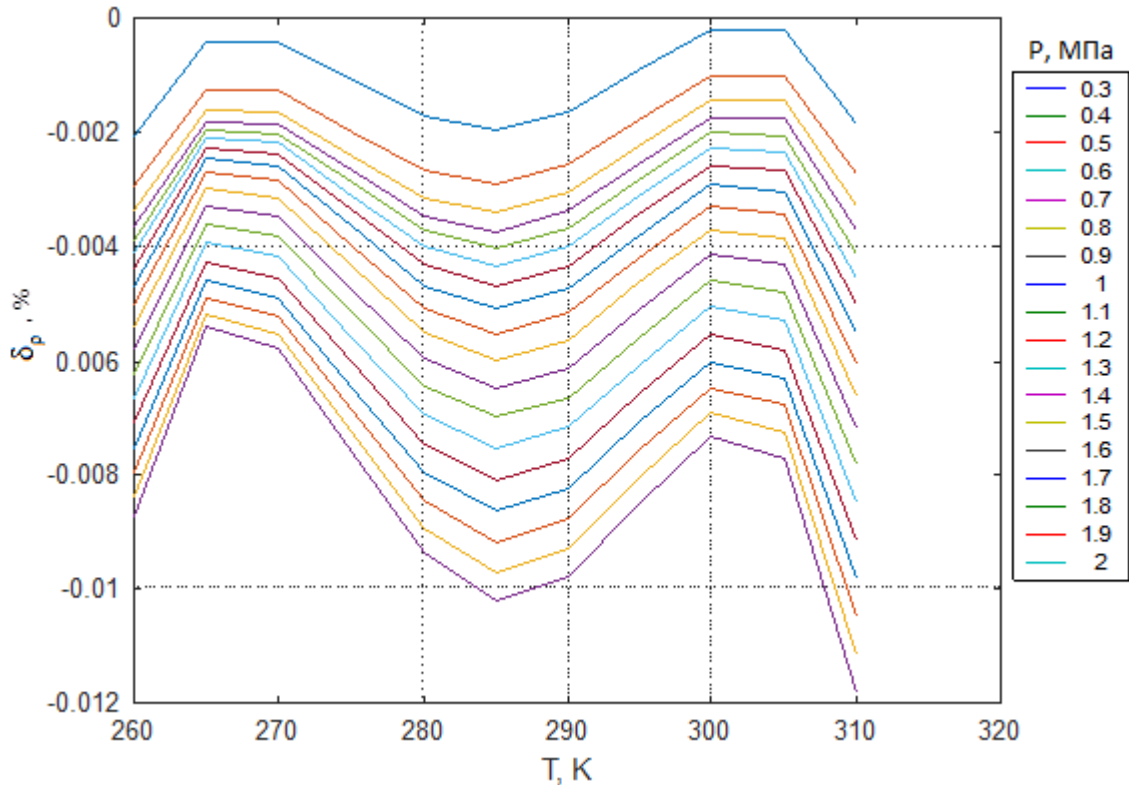


Рисунок 5. Залежність відносної похибки апроксимації густини супутнього нафтового газу (для компонентного складу наведеного в таблиці 3) від температури для різних значень тиску.

Аналогічно до розрахунку густини в системі вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі МЗПТ, розроблено залежності (8) та (9) для розрахунку показника адіабати κ та коефіцієнта динамічної в'язкості μ відповідно.

$$\kappa = \sum_{i=1}^{N_i} \left[\sum_{j=1}^{N_j} (a_{ij} T_{\pi}^{N_j-j}) P^{N_i-i} \right]. \quad (8)$$

Таблиця 5

Коефіцієнти для розрахунку показника адіабати за залежністю (8) для газової суміші з таблиці 3

a_{ij}	$j=1$	$j=2$	$j=3$
$i=1$	-0,10389	0,21164	-0,10685
$i=2$	-0,10917	0,29436	-0,20851
$i=3$	0,022184	-0,17915	1,3508

Для супутнього нафтового газу, компонентний склад якого наведено у таблиці 3, значення коефіцієнтів для розрахунку показника адіабати за залежністю (8) та коефіцієнта динамічної в'язкості за залежністю (9) наведені в таблицях 5 і 6 відповідно.

$$\mu = \sum_{i=1}^{N_i} \left[\sum_{j=1}^{N_j} (a_{ij} T_{\pi}^{N_j-j}) P^{N_i-i} \right]. \quad (9)$$

Таблиця 6

Коефіцієнти для розрахунку коефіцієнта динамічної в'язкості за залежністю (9) для газової суміші з таблиці 3

a_{ij}	$j = 1$	$j = 2$
$i = 1$	-0.023741	0.029175
$i = 2$	-0.13674	0.30418
$i = 3$	11.809	2.6599

Загальна похибка для розрахунку показника адіабати і коефіцієнта динамічної в'язкості супутнього нафтового газу із врахуванням методичної похибки ГСССД МР 113-03 за запропонованими залежностями (8) та (9) становить:

– для сухих газових сумішей з вмістом метану не менше 70% молярних:

- для показника адіабати:

$$\delta_k = (0,8 + \delta_k^{\text{апр}}) \% ; \quad (10)$$

- для коефіцієнта динамічної в'язкості:

$$\delta_\mu = (3,0 + \delta_\mu^{\text{апр}}) \% ; \quad (11)$$

– для сухих газових сумішей з вмістом метану менше 70% молярних:

- для показника адіабати:

$$\delta_k = (1,6 + \delta_k^{\text{апр}}) \% ; \quad (12)$$

- для коефіцієнта динамічної в'язкості:

$$\delta_\mu = (5,0 + \delta_\mu^{\text{апр}}) \% ; \quad (13)$$

де $\delta_k^{\text{апр}}$ – значення максимальної відносної похибки апроксимації показника адіабати, яке для наведеного прикладу становить 0,04 %; $\delta_\mu^{\text{апр}}$ – значення максимальної відносної похибки апроксимації коефіцієнта динамічної в'язкості, яке для наведеного прикладу становить 0,1 %.

Четвертий розділ присвячений розробленню системи вимірювання витрати та кількості на основі методу змінного перепаду тиску (МЗПТ). Основною перевагою МЗПТ для вимірювання витрати супутнього нафтового газу, у порівнянні з іншими методами, є те, що системи вимірювання побудовані на його основі із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв не потребують індивідуального градування. Це означає, що метрологічні характеристики таких систем вимірювання встановлюються розрахунковим шляхом, що дозволяє суттєво скоротити виробничі затрати при їх серійному виготовленні. Додатковими перевагами застосування МЗПТ для побудови системи обліку супутнього нафтового газу є: надійність в експлуатації та простота в обслуговуванні.

Для побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу сформовано ідеологію, яка ґрунтується на тому, що для МЗПТ для наперед визначеного компонентного складу супутнього нафтового газу та діапазонів зміни значень тиску та температури газового потоку в трубопроводі уточнюють методики розрахунку термодинамічних параметрів газового потоку на основі запропонованих залежностей (4,8,9) та визначають параметри витратоміра змінного перепаду тиску,

геометричні розміри вимірювальної ділянки трубопроводу для цього витратоміра, а також геометричні розміри звужувального пристрою з відносним діаметром, при якому досягається мінімальне можливе значення відносної розширеної невизначеності вимірювання витрати. Розроблена ідеологія набула ширшого формулювання у патенті на корисну модель [8].

На основі розробленої ідеології уточнено повну математичну модель МЗПТ шляхом введення в неї нових розроблених залежностей (4,8,9) для супутнього нафтового газу та визначених для них похибок, а також рівняння для розрахунку коефіцієнта Джоуля-Томсона [2, 5, 6] за наявності великих втрат тиску ($\Delta\omega > 1,6 \cdot 10^5$ Па) на звужувальному пристрої. Уточнена математична модель склала основу для розроблення алгоритмів розрахунку витрати та кількості для супутнього нафтового газу на основі МЗПТ.

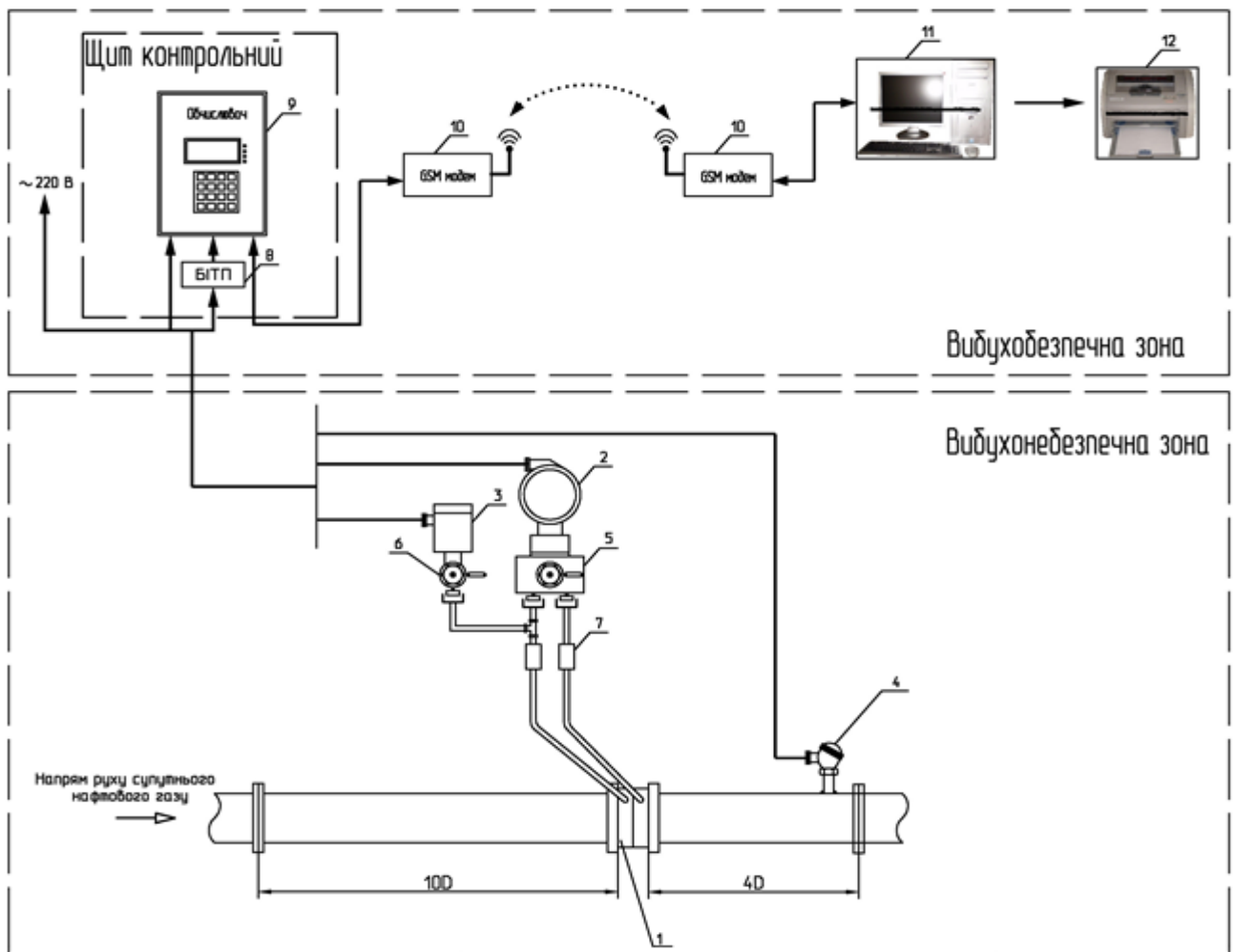


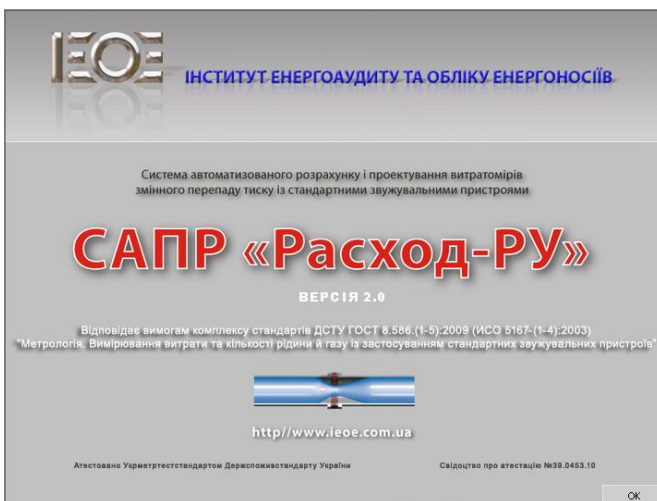
Рисунок 6. Структурна схема системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу у складі: 1 – діафрагма з кутовим способом відбору тиску; 2 – засіб вимірювання (ЗВ) перепаду тиску; 3 – ЗВ тиску; 4 – ЗВ температури; 5, 6 – блоки безвентильні керамічні; 7 – ізолюючі вставки; 8 – бар’єр іскрозахисту; 9 – обчислювач витрати та кількості; 10 – GSM-модем для передачі даних на відстань; 11 – персональний комп’ютер; 12 – друкарка.

Для побудови системи обліку супутнього нафтового газу розроблено структурну схему, зображену на рисунку 6. У системі обліку передбачено

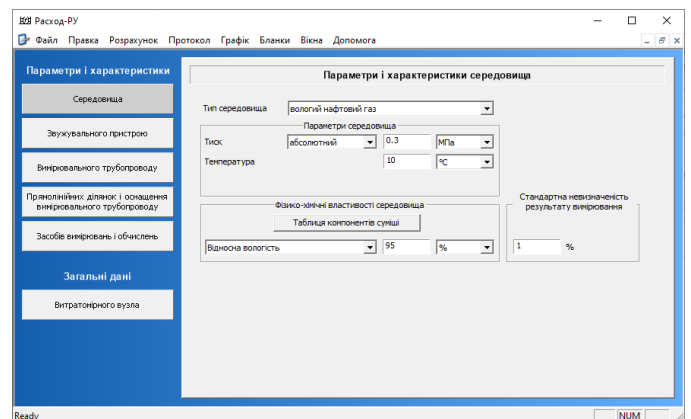
застосування вимірювальних перетворювачів із цифровим вихідним сигналом. Це дозволяє усунути спотворення їх вихідних сигналів під час передачі до обчислювача і таким чином підвищити точність обліку. Апаратні та програмні засоби системи обліку супутнього нафтового газу забезпечують: вимірювання та розрахунок витрати та кількості, приведених до стандартних умов; формування та зберігання бази даних; представлення результатів обчислення на цифровому табло в зручній для оператора формі; зв'язок із системами збору даних та керування верхнього рівня. Розроблена структура програмного забезпечення для системи обліку супутнього нафтового газу передбачає модульний принцип, який дозволяє легко модифікувати окремі фрагменти програми без необхідності перероблення її в цілому.

Сформовано рекомендації для конструкції та монтажу системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу до засобів вимірювання перепаду тиску, тиску і температури; відстійних камер; очисної системи; з'єднувальних трубок (лінії); запірної арматури засобу вимірювання перепаду тиску; вимірювання тиску середовища.

Удосконалено систему автоматичного розрахунку та проектування витратоміра змінного перепаду тиску для супутнього нафтового газу САПР «Расход-РУ» (версія 2.0) (САПР), яка призначена для проектування, перевірки та виконання оцінки відповідності технічному регламенту систем вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу побудованих на основі МЗПТ у відповідності до комплексу міждержавних стандартів ДСТУ ГОСТ 8.586.1-5:2009. Вигляд вікон САПР наведено на рисунку 7.



а)

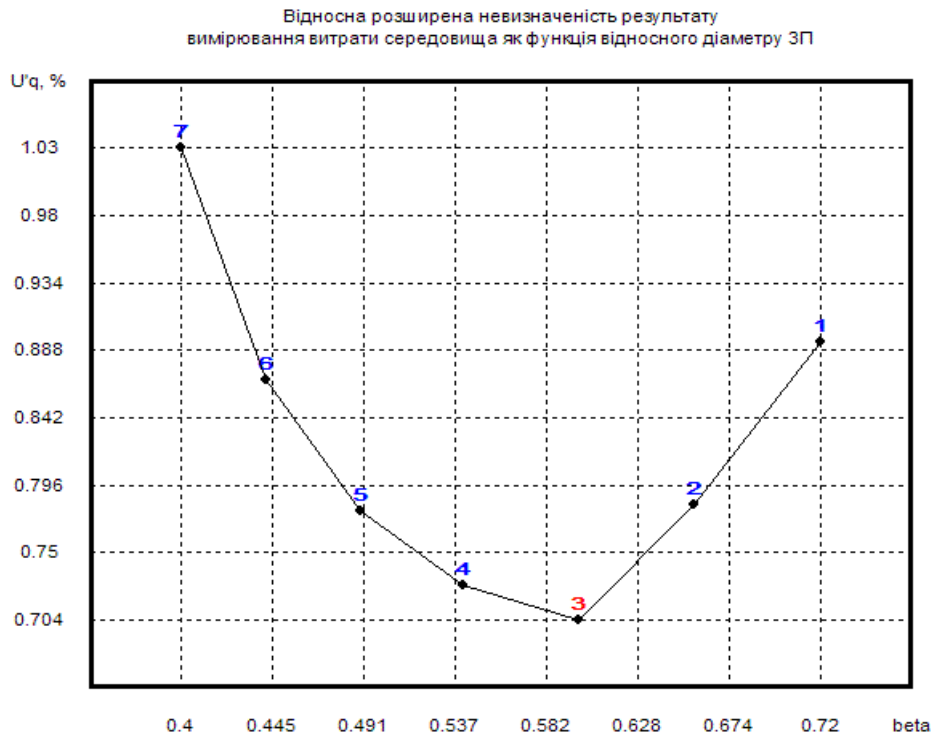


б)

Рисунки 7. Вигляд вхідного меню (а) та вікна параметрів і характеристик середовища (б) САПР «Расход-РУ» (версія 2.0)

САПР має інтерактивні властивості, завдяки яким під час розрахунку і проектування витратоміра кожний крок користувача аналізується і, у разі його помилки або інших неправильних дій, САПР видає користувачу відповідні підказки або рекомендації. САПР передбачає створення та надання користувачу таких рекомендацій щодо проектування витратоміра МЗПТ, реалізація яких дає можливість спроектувати витратомір супутнього нафтового газу, який забезпечує мінімальну

невизначеність результату вимірювання витрати як показано на рисунку 8. САПР пройшла відповідну атестацію та отримала свідоцтво про атестацію споживчого програмного продукту № 39.0453.10 від 10.07.2010 р. в ДП «Укрметртестстандарт».



№	β	Δр, кПа	d ₂₀ , мм	U'q, %
1	0.71958	10	71.962	0.894
2	0.65644	16	65.648	0.782
3	0.59861	25	59.864	0.704
4	0.54097	40	54.1	0.728
5	0.48946	63	48.949	0.778
6	0.44205	100	44.207	0.868
7	0.39962	160	39.964	1.026

Рисунок 8. Результат розрахунку витратоміра супутнього нафтового газу, що забезпечує мінімальну невизначеність вимірювання витрати із застосуванням САПР «Расход-РУ» (версія 2.0)

В п'ятому розділі розроблено методологію визначення відносної розширеної невизначеності результату вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску та виконано розрахункове експериментальне дослідження для її підтвердження.

Відносну розширену невизначеність об'ємної витрати супутнього нафтового газу, приведеної до стандартних умов, обчислюють за формулою (14).

$$U'_{q-розр} = 2 \cdot \left\{ u_{K_q}^2 + u_C^2 + u_{K_m}^2 + u_{K_n}^2 + \left(\frac{2\beta^4}{1-\beta^4} \right)^2 u_D^2 + \left(\frac{2}{1-\beta^4} \right)^2 u_d^2 + u_\varepsilon^2 + 0,25(u_{\Delta p}^2 + u_\rho^2 + u_{\rho_c}^2) \right\}^{0,5}, \quad (14)$$

де невизначеності густини u'_ρ та густини за стандартних умов u'_{ρ_c} розраховуються за (6) або (7), а невизначеність коефіцієнта розширення u'_ε розраховується за формулою:

$$u'_{\varepsilon} = \left[0,25 \cdot U_{\varepsilon_0}^2 + \left(\frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon} \right)^2 (u_{\Delta p}^2 + u_p^2 + u_{\kappa}^2) \right]^{0,5}, \quad (15)$$

де невизначеність показника адіабати u'_{κ} розраховується за (10) або (12).

Для визначення відносної розширеної невизначеності результату вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску враховується також зміна в часі компонентного складу супутнього нафтового газу та вплив її на витрату. Тоді допустима відносна розширена невизначеність вимірювання витрати супутнього нафтового газу розраховується за формулою:

$$U'_q = \sqrt{U_{q_розр}^2 + U_{q_дод}^2}, \quad (16)$$

де $U'_{q_дод}$ – додаткова складова невизначеності витрати, яка враховує вплив зміни компонентного складу супутнього нафтового газу на витрату і яка визначається за формулою:

$$U'_{q_дод} = \frac{|q_i - q_{i-1}|}{q_{i-1}} \cdot 100\%, \quad (17)$$

де q_i, q_{i-1} – розраховані з допомогою САПР «Расход-РУ» (версія 2.0) (САПР) витрати супутнього нафтового газу приведені до стандартних умов для i -го та $(i-1)$ компонентного складу, м³/год.

Оскільки невизначеність $U'_{q_розр}$ визначається з допомогою САПР та є відомою, а невизначеність U'_q – задається, то з формули (16) визначаємо $U'_{q_дод}$:

$$U'_{q_дод} = \sqrt{U_q^2 - U_{q_розр}^2}. \quad (18)$$

З (18) виникає критерій, який говорить, що коли значення $U'_{q_дод}$ стає більшим за значення виразу $\sqrt{U_q^2 - U_{q_розр}^2}$, то слід виконати перерахунок коефіцієнтів для розроблених залежностей (4), (8), (9) та занести їх в обчислювач витрати та кількості супутнього нафтового газу.

Алгоритм роботи оператора з системою вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску наступний:

- 1) за допомогою САПР проектується вузол обліку супутнього нафтового газу із заданими характеристиками (в тому числі компонентним складом). З протоколу розрахунку витратоміра САПР фіксується значення максимальної витрати як q_{i-1} та невизначеність для нього $U'_{q_розр}$;
- 2) допустима відносна розширена невизначеність вимірювання витрати супутнього нафтового газу для максимального значення витрати задається: $U'_q = 2\%$;
- 3) розраховується значення виразу $\sqrt{U_q^2 - U_{q_розр}^2}$;
- 4) для отриманого компонентного складу супутнього нафтового газу виконується розрахунок за розробленою програмою коефіцієнтів для визначення термодинамічних параметрів (густина, показник адіабати та коефіцієнт динамічної в'язкості) за залежностями (4), (8), (9);

- 5) визначені коефіцієнти заносяться в обчислювач;
- 6) після отриманих нових значень компонентного складу супутнього нафтового газу, з допомогою САПР виконується розрахунок витрати з цими значеннями та з протоколу розрахунку витратоміра САПР фіксується значення максимальної витрати як q_i ;
- 7) розраховується невизначеність $U'_{q_доп}$ за формулою (17). Якщо значення U'_q є більшим за значення отримане в пункті 3, то слід витрату q_i зафіксувати як q_{i-1} та перейти до виконання послідовності починаючи з пункту 4. Якщо значення U'_q є менше або рівним за значення отримане в пункті 3, то після отримання нових значень компонентного складу супутнього нафтового газу слід виконувати дії починаючи з пункту 6.

Результати розрахункового експериментального дослідження для зміни компонентного складу супутнього нафтового газу з таблиці 3 наведено на рисунку 9.



Рисунок 9. Результат розрахункового експериментального дослідження для зміни компонентного складу супутнього нафтового газу з таблиці 3

Для проведення дослідження за допомогою САПР виконано проектування оптимального за точністю витратоміра змінного перепаду тиску для супутнього нафтового газу. Для визначеного в день 1 компонентного складу виконано розрахунок коефіцієнтів для залежностей (4), (8), (9). З протоколу розрахунку витратоміра встановлено максимальну витрату приведену до стандартних умов $4000 \text{ м}^3/\text{год}$ та невизначеність для неї $U'_{q_розр} = 0,6 \%$. Оскільки $U'_q = 2\%$, то допустима

межа за якої не потрібно виконувати перерахунок коефіцієнтів для залежностей (4), (8), (9) становить $\sqrt{U_q'^2 - U_{q_розр}'^2} = 1,9 \%$. На рисунку 9 ця межа зображена лініями червоного кольору. У вигляді стовпців різного кольору, на рисунку 9, зображено компонентний склад супутнього нафтового газу у різні дні. Як видно з рисунку 9, кожного дня після отримання оновленого компонентного складу, виконувався розрахунок невизначеності $U'_{q_доо}$ за формулою (17) та порівнювався з визначеною межею. В день 5 розраховане значення $U'_{q_доо}$ перетнуло межу і, відповідно, виконано перерахунок коефіцієнтів для залежностей (4), (8), (9).

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено науково-практичну задачу з розроблення системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу та її характеристики.

На основі виконаних досліджень отримані такі результати та висновки:

1. Проведено порівняльний аналіз методів вимірювання витрати та кількості газових потоків з точки зору їх застосування для обліку супутнього нафтового газу. Показано, що метод змінного перепаду тиску може бути застосований для даної задачі за умови вирішення проблеми розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу.

2. Запропоновано ідеологію побудови системи обліку супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску із застосуванням нових рівнянь для розрахунку термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу.

3. Проведено порівняльний аналіз та класифікацію методів розрахунку термодинамічних параметрів вуглеводневих сумішей (густина, показник адіабати та коефіцієнт динамічної в'язкості), які можуть за певних обмежень застосовуватися для супутнього нафтового газу.

4. Розроблено нові рівняння для розрахунку густини, показника адіабати та коефіцієнта динамічної в'язкості для конкретної суміші супутнього нафтового газу в заданих діапазонах робочих тиску та температури.

5. Удосконалено математичну модель витратоміра змінного перепаду тиску, що дає можливість моделювати та досліджувати на його базі систему обліку супутнього нафтового газу та розраховувати її основні параметри.

6. На основі розробленої математичної моделі витратоміра супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску розроблено алгоритми розрахунку витрати та кількості супутнього нафтового газу, які реалізовані на мікропроцесорному обчислювачі.

7. Вдосконалено систему автоматизованого розрахунку та проектування витратомірів енергоносіїв – САПР «Расход-РУ» (версія 2.0), яка використовується для проектування витратомірів супутнього нафтового газу. САПР пройшла відповідну атестацію та отримала свідоцтво про атестацію споживчого програмного продукту № 39.0453.10 від 10.07.2010 р. в ДП «Укрметртестстандарт».

8. Розроблено програму реалізації алгоритму розрахунку витрати та кількості

супутнього нафтового газу для мікропроцесорного обчислювача витратоміра супутнього нафтового газу.

9. Розроблено методологію визначення відносної розширеної невизначеності системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску з врахуванням зміни в часі компонентного складу газу.

10. За результатами теоретичних та експериментальних досліджень розроблено систему вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу, яка без градування перетворювача витрати та системи в цілому забезпечує вимірювання об'єму супутнього нафтового газу з відносною розширеною невизначеністю вимірювання витрати, що не перевищує 2 % для максимального значення витрати середовища.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

1. Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Розрахунок властивостей супутнього нафтового газу для задач його обліку // Вісник: Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація. - 2007. - № 581. - С. 87-94.

2. Матіко Ф. Д., Масняк О.Я. Визначення коефіцієнта дроселювання для усунення додаткових похибок систем обліку природного газу // Вісник: Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація. - 2008. - № 617. - С. 130-138.

3. Особливості налаштування CFD-програм для підвищення ефективності моделювання витратомірів / Ф.Д. Матіко, В.І. Роман, О.Я. Масняк // Журнал «Автоматизація технологічних і бізнес-процесів», 2017. – Том 10, №4. – С.96-103.

4. Roman Fedoryshyn, Sviatoslav Klos, Volodymyr Savytskyi, Oleh Masnyak. Identification of Controlled Plant and Development of Its Model by Means of PLC. / Energy Engineering and Control Systems, 2016, Vol. 2, No. 2, pp. 69-78. (*Index Copernicus International*)

5. Пистун Е.П., Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Определение коэффициента Джоуля-Томсона в задачах измерения расхода природного газа // Измерительная техника. – 2009. - № 5 – С. 46-49.

6. E.P. Pistun, F.D.Matiko, O.Ya.Masnyak. Determination of Joule-Thomson coefficient in problems of measuring the flow rate of natural gas // Measurement Techniques, Springer US, Vol.52, No.5, 2009. – pp.509-512. (*Scopus*)

7. Е.П. Пистун, Л.В. Лесовой, О.Я. Масняк, Ж.А. Даев. Расчет и проектирование расходомеров переменного перепада давления с помощью САПР “Расход-РУ”// Вестник автоматизации (Казахстан). – Алматы, 2009. - № 4 (26), июль, – С. 33-36. – ISSN 1810-8626.

8. Пистун Е. П., Матіко Ф. Д., Масняк О. Я. Патент на корисну модель «Спосіб вимірювання витрати в круглих трубопроводах» № 142298. Зареєстровано в Державному реєстрі патентів України на корисні моделі 25.05.2020 р.

Опубліковані праці апробаційного характеру:

9. Матіко Ф. Д., Масняк О.Я. Визначення властивостей вологого нафтового газу для задач його обліку // Збірник тез доповідей п'ятої всеукраїнської наук.-техн. конф. "Вимірювання витрати та кількості газу" – Івано-Франківськ, 2007. – с. 55-56.
10. Е.П. Пистун, Л.В. Лесовой, О.Я. Масняк. Автоматизированный расчет и проектирование расходомеров переменного перепада давления с применением САПР "Расход-РУ"// Коммерческий учет энергоносителей: Труды 26-й Международной научно-практической конференции. 20-22 ноября 2007. – Спб.: Борей-Арт, 2007. – С. 206-212.
11. Пистун Е.П., Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Определение коэффициента Джоуля-Томсона в задачах учета природного газа // Материалы 27-й Междунар. науч.-практ. конф. "Коммерческий учет энергоносителей". 20-22 мая 2008. – Санкт-Петербург, 2008. – С.405-412.
12. Пістун Є.П., Лесовой Л.В., Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Система автоматизованого проектування витратомірів змінного перепаду тиску // Матеріали VIII-ої Міжнародної науково-технічної конференції «Приладобудування 2009: стан і перспективи». – Київ, НТУУ «КПІ», 2009. – С. 214-215.
13. Пістун Є., Лесовой Л., Матіко Ф., Масняк О. Система автоматизованого проектування витратомірів змінного перепаду тиску. Збірник матеріалів I Міжнародного конгресу „Захист навколишнього середовища. Енергоощадність. Збалансоване природокористування”. 28-29 травня 2009. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2009, с. 124-125.
14. Пістун Є.П., Лесовой Л.В., Марковський Д.І., Масняк О.Я. Особливості впровадження системи автоматизованого розрахунку та проектування витратомірів змінного перепаду тиску – САПР "РАСХОД-РУ". Шоста Всеукраїнська науково-технічна конференція "Вимірювання витрати та кількості газу": Збірник тез доповідей. 20–21 жовтня 2009р. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, Факел, 2009. – с. 28–29.
15. Матіко Ф., Масняк О. Визначення властивостей супутнього нафтового газу на основі даних про його компонентний склад. Тези доповідей науково-технічної конференції "Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України " 16–18 листопада 2010р., м. Івано-Франківськ – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – с. 203–207.
16. Пістун Є.П., Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу // Матеріали X-ої Міжнародної науково-технічної конференції «Приладобудування: стан і перспективи», 19-20 квітня 2011р. – Київ, НТУУ «КПІ», 2011. – С. 225-226.
17. Пістун Є.П., Матіко Ф.Д., Масняк О.Я. Система вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу// Автоматика/Automatics – 2011.XVIII Міжнародна конференція з автоматичного управління, 28-30 вересня 2011 року: матеріали конференції / Відп. за вип. М.Д. Кіселичник. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2011. – с. 157.

18. Пістун Є.П., Лесовой Л.В., Масняк О.Я. Нові можливості системи автоматизованого розрахунку та проектування витратомірів змінного перепаду тиску – САПР „РАСХОД-РУ” // Вимірювання витрати та кількості газу: Збірник тез доповідей/ За ред. С.А. Чеховського. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, Факел, 2011. – С. 16-18.

АНОТАЦІЯ

Масняк О. Я. Вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу. - Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.11.01 - Прилади і методи вимірювання механічних величин (152 - Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка). – Національний університет «Львівська політехніка», Львів, 2021.

Дисертаційна робота присвячена розробленню системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску та розробленню методології визначення відносної розширеної невизначеності результату вимірювання витрати. За результатом аналізу існуючих методів вимірювання витрати та кількості визначено критерії для побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу. Відповідно до цих критеріїв вибрано метод змінного перепаду тиску для побудови системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу. Для методу змінного перепаду тиску сформовано підхід до побудови системи обліку супутнього нафтового газу з врахуванням обмежень щодо його компонентних складів та умовами виконання вимірювання у визначених діапазонах тиску та температури. За результатом дослідження термодинамічних параметрів супутнього нафтового газу розроблено нові залежності для визначення густини, показника адіабати та коефіцієнта динамічної в'язкості супутнього нафтового газу в діапазонах робочих тиску і температур. На основі методу змінного перепаду тиску із стандартними пристроями звуження потоку розроблено удосконалену математичну модель витратоміра супутнього нафтового газу та удосконалені алгоритми розрахунку витрати та кількості супутнього нафтового газу. Застосовуючи удосконалені алгоритми розрахунку витрати та кількості супутнього нафтового газу, розроблено модуль в системі автоматичного розрахунку та проектування витратоміра змінного перепаду тиску САПР "Расход-РУ" (версія 2.0) для супутнього нафтового газу. Розроблено структуру системи обліку супутнього нафтового газу на основі методу змінного перепаду тиску та вибрано технічні засоби для реалізації системи обліку витрати та кількості супутнього нафтового газу. Удосконалено рівняння для розрахунку відносної стандартної невизначеності об'ємної витрати супутнього нафтового газу. Проведено експериментальне дослідження для визначення відносної стандартної невизначеності об'ємної витрати системи вимірювання витрати та кількості супутнього нафтового газу в залежності від зміни в часі компонентного складу супутнього нафтового газу. Результати дисертаційної роботи впроваджено у науково-дослідних та виробничих підприємствах, що займаються дослідженням, проектуванням, виробництвом та налагодженням систем вимірювання витрати енергоносіїв.

Ключові слова: супутній нафтовий газ, метод змінного перепаду тиску, вимірювання витрати та кількості, звужувальний пристрій, густина, показник адіабати, коефіцієнт динамічної в'язкості, коефіцієнт Джоуля-Томсона, відносна стандартна невизначеність.

SUMMARY

Masniak O. Ya. Measurement of flow rate and volume of concomitant oil gas. - Qualifying scientific work on the rights of the manuscript.

The dissertation for obtaining the scientific degree of Candidate of Technical Sciences by the specialty 05.11.01 - Devices and methods for measurement of mechanical values (152 - Metrology and information-measuring technics). - Lviv Polytechnic National University, Lviv, 2021.

The dissertation is devoted to development of a system for measurement of flow rate and volume of concomitant oil gas based on the differential pressure method and to development of a methodology for determining the relative expanded uncertainty of the flow rate measurement result. Based on the analysis of the existing methods for flow rate and volume measurement, the criteria for constructing a system for measurement of flow rate and volume of concomitant oil gas have been determined. According to these criteria, the differential pressure method was chosen to construct a system for measurement of flow rate and volume of concomitant oil gas. For the differential pressure method, an approach to the construction of a metering system for concomitant oil gas was created with taking into account the limitations in its component compositions and the conditions of measurement in certain ranges of pressure and temperature. As a result of the study of thermodynamic parameters of concomitant oil gas, new dependences have been developed to determine the density, adiabatic index and coefficient of dynamic viscosity of concomitant oil gas in the operating pressure and temperature ranges. Based on the differential pressure method with standard primary devices, the improved mathematical model of the flow meter has been developed together with the algorithms for calculating the flow rate and volume of concomitant oil gas. A module in the system of automatic calculation and design of differential pressure flow meter "Raskhod-RU" CAD (version 2.0) has been developed for concomitant oil gas with application of advanced algorithms for flow rate and volume calculation. The structure of the metering system for concomitant oil gas on the basis of differential pressure method has been developed and technical instruments have been selected for implementation of the metering system. The equation for calculating the relative standard uncertainty of volumetric flow rate of concomitant oil gas has been improved. Experimental study was performed to determine the relative standard uncertainty of concomitant oil gas volumetric flow rate measurement depending on the component composition variation in time. The results of the dissertation are implemented in the research and development companies involved in research, design, production and commissioning of energy carrier metering systems.

Keywords: concomitant oil gas, differential pressure method, flow rate and volume measurement, primary device, density, adiabatic index, dynamic viscosity coefficient, Joule-Thomson coefficient, relative standard uncertainty.