

## **АНАЛІТИЧНЕ ТА ЕКОЛОГІЧНЕ ПРИЛАДОБУДУВАННЯ**

УДК 681.123

### **КЛАСИФІКАЦІЯ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАНЬ МАСОВИХ ВИТРАТ СИПКИХ РЕЧОВИН**

*Корнєва Ю.О., Нікітін О.К., Національний технічний університет України “Київський  
політехнічний інститут”, м. Київ, Україна*

*В роботі представлений стислий аналіз існуючих класифікацій засобів вимірювань витрат сипких речовин та запропонований авторський варіант класифікації*

#### **Вступ**

Вимірювання масових витрат сипких речовин забезпечує більшу точність в порівнянні з вимірюванням інших видів витрат сипких речовин (наприклад об'ємних). Тому воно набуло більш широкого використання в таких галузях промисловості, як металургійна, хімічна, сільськогосподарська, харчова тощо. При аналізі сучасних засобів вимірювань та контролю будь-якого інформативного параметру, який має на меті розширення і систематизацію знань про закономірності конструювання цих засобів, завжди постає питання, яким чином їх класифікувати.

Спроб класифікувати засоби вимірювань масових витрат сипких речовин проводилося багато. Так в роботах П.П. Кремльовського [1], М.А. Гатіха [2], Н. І. Луткіна [3] та ін. наведені класифікації як засобів вимірювань витрат взагалі так і окремо масових витрат. Вищезгадані класифікації мають низку спільних недоліків, наявність яких робить їх застосування обмеженим.

Метою даною роботи є визначення загальних принципів побудови класифікацій засобів вимірювань витрат за допомогою аналізу вже існуючих систем і формулювання вимог, яким вони мають відповідати, а також створення власної класифікації засобів вимірювань масових витрат сипких речовин.

#### **Аналіз існуючих класифікацій витратомірів сипких речовин**

На особливу увагу заслуговує класифікація витратомірів сипких речовин Н. І. Луткіна [3] (рис.1). Конкретизація виду середовища і видів витрат є перевагами цієї класифікації. Але істотним недоліком, як відмічено в [2], є те, що автор застосовує як рівноправні ознаки конструктивні параметри (стрічкові, лоткові, крильчасті) та принцип роботи (відцентрові).

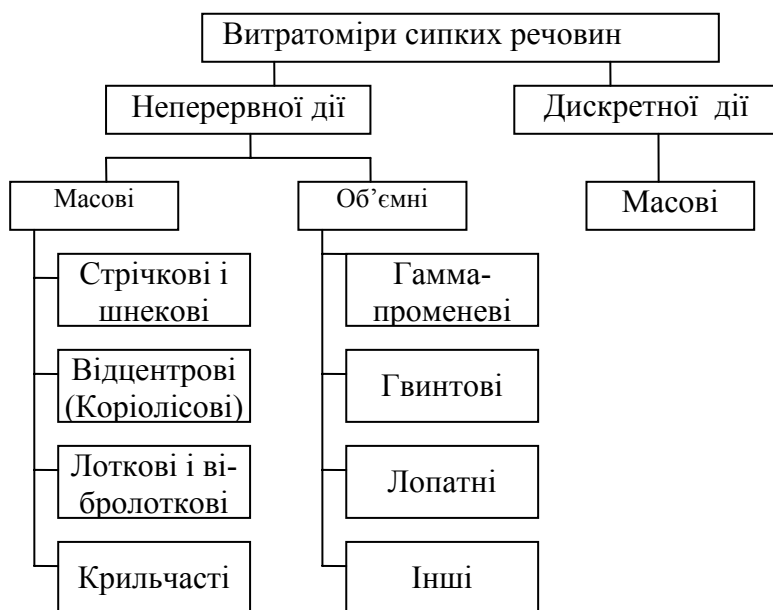
Гатіх М.А. пропонує інші принципи побудови класифікації. Для диференціації класифікаційних ознак автор застосовує наступні градації: призначення приладу, принцип його дії, будову. Відповідно першій градації створений двовимірний “простір”, одним виміром якого є всі відомі види середовищ, іншим – види витрат (табл. 1). Розподіл засобів вимірювань витрат на першому рівні наведеної класифікації є досить природнім і вичерпним, але незручною є нумера-

ція, яка буде повторюватися і надалі.

Інші рівні класифікації наступні : II.принцип дії приладу; III.алгоритм роботи проміжного перетворювача; IV.будова проміжного перетворювача; V.алгоритм роботи вимірювального перетворювача; VI.будова вимірювального перетворювача. Кожен з цих рівнів також є двовимірним.

Таблиця 1 - Поділ засобів вимірювань за видами витрат і середовища

Вид витрат	Тверде тіло	Рідина	Газ	Сипкий матеріал
	01	02	03	04
Погонний (01)	$I_{01}^{01}$	$I_{02}^{01}$	$I_{03}^{01}$	$I_{04}^{01}$
Квадратурний (02)	$I_{01}^{02}$	$I_{02}^{02}$	$I_{03}^{02}$	$I_{04}^{02}$
Об'ємний (03)	$I_{01}^{03}$	$I_{02}^{03}$	$I_{03}^{03}$	$I_{04}^{03}$
Витрати кількості (04)	$I_{01}^{04}$	$I_{02}^{04}$	$I_{03}^{04}$	$I_{04}^{04}$
Масовий (05)	$I_{01}^{05}$	$I_{02}^{05}$	$I_{03}^{05}$	$I_{04}^{05}$



Рисунком 1 – Класифікація витратомірів сипких речовин за Н. І. Луткіним

На рис. 2 наведена повна класифікація засобів вимірювань масових витрат сипких речовин, розроблена Гатіхом М.А. та Дріком Ф.Г. Хоча ця система є дуже докладною, вона має деякі недоліки. До класу “Гравітаційні” входить тільки один підклас “Зі зважуванням потоку”, до якого віднесені витратоміри з еластичною стрічкою, що переміщує насипаний на ній сипкий матеріал, і витратоміри з нахилною площиною (лотком), по якій переміщається потік ма-

теріалу. Причому наявність чи відсутність руху матеріалу відносно площини не відбивається у класифікації, хоча є суттєвими.

На протизагу гравітаційному до інерційного класу автор відносить велику кількість різноманітних засобів вимірювань, що відрізняються і за будовою, і за принципами роботи. Поділ засобів вимірювань на підвиди здійснюється за типом перетворювача. Цілком зрозуміле бажання автора уніфікувати методи розрахунку перетворювачів за допомогою їх класифікації, але це не є реальним. Адже для розрахунку перетворювачів, що є східними за конструкцією, але беруть участь у різних методах вимірювання витрат, застосовуються різні підходи.

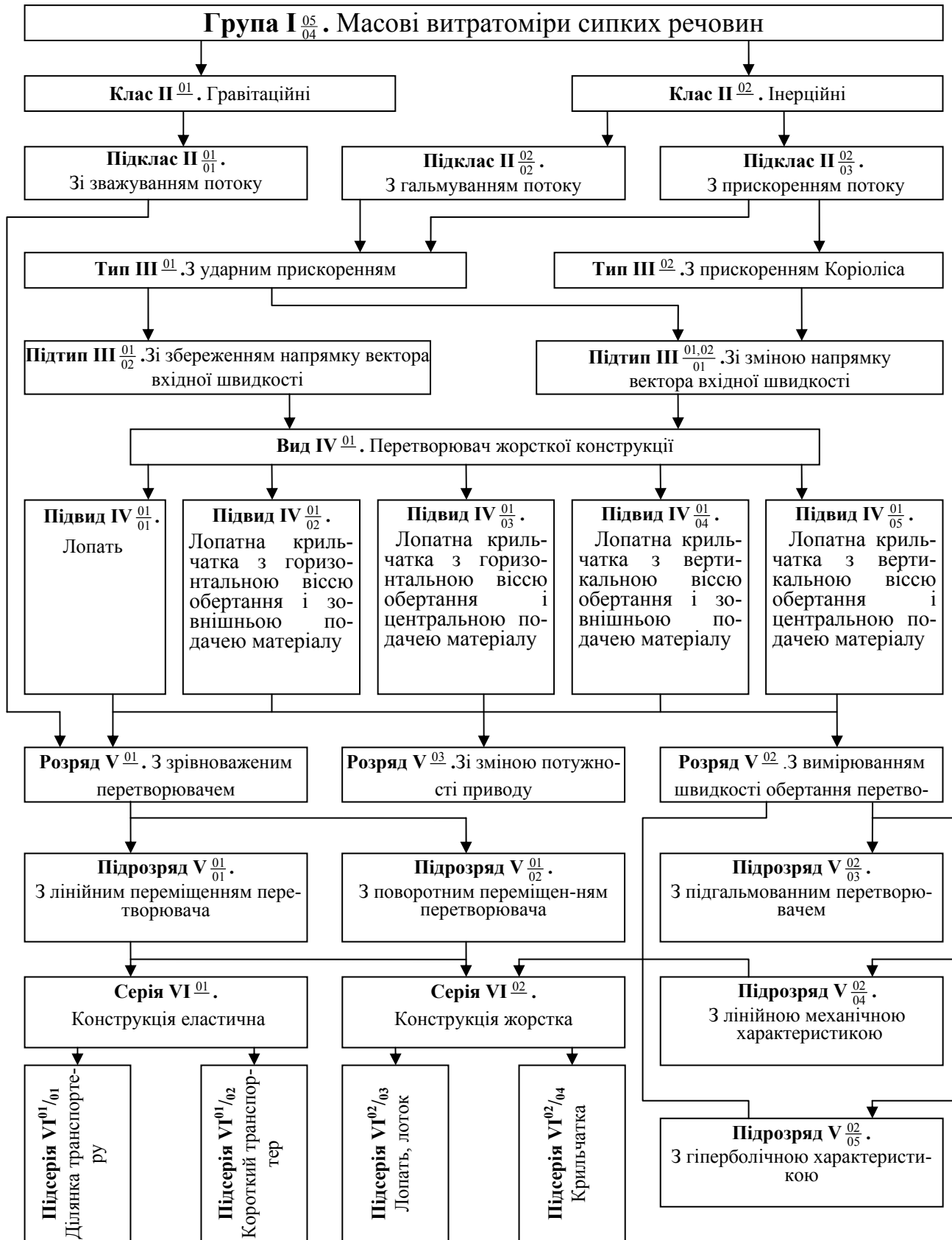


Рисунок 2 – Класифікація витратомірів сипких речовин за Гатіхом М.А.

Окрім вищезгаданих зауважень в класифікації М.А. Гатіха є найбільш принциповий недолік: він міститься у самому поділі витратомірів за принципом взаємодії на гравітаційні та інерційні. В реальних конструкціях витратомірів у взаємодії вимірювальних перетворювачів та потоку в більшості випадків мають місце як гравітаційна сила, так і сили інерції. Тому віднесення засобу вимірювань за цим принципом до того чи іншого класу є досить важкою задачею, що вимагає всебічного вивчення кожної конкретної конструкції. Причому варіювання навіть одного геометричного параметру в принципово однакових витратомірах може віднести їх до різних класів.

Не дивлячись на недоліки класифікації М.А. Гатіха самі принципи її побудови за допомогою градацій “призначення приладу”, “принцип дії”, “будова” і поділом на види витрат і вимірюваного середовища є природними і можуть досить повно характеризувати, а отже і класифікувати засіб вимірювань витрат. Тому ми пропонуємо при створенні класифікаційних систем витратомірів користуватися цими принципами, але для уникнення помилок попередніх класифікацій необхідно визначити вимоги, яким повинна відповідати будь-яка класифікація.

### **Вимоги до класифікацій засобів вимірювань**

Підсумовуючи все вищесказане, можна виділити такі найбільш суттєві вимоги до класифікацій: *зручність*, яка базується на наочності та ілюстративності; *логічність*, що передбачає використання рівнозначних ознак на одному класифікаційному рівні; *місткість*, тобто використання термінів які б найповніше розкривали і узагальнювали суть класифікаційних ознак.

Але, окрім відповідності зазначеним вимогам, в основі класифікації повинні бути властивості об'єктів, що надавали б їй наукового характеру. В роботі [4], яка розглядає проблему побудови класифікацій взагалі, описано два підходи до визначення таких властивостей. Перший підхід вбачає використання в якості основи для побудови класифікації найбільш суттєву ознаку, яка б дала можливість визначати специфіку виникнення і формації об'єктів дослідження і таким чином створювати можливості для побудови природної класифікації. Другим підходом є звернення до логічної природи основи класифікації - вона повинна “добре працювати”, тобто давати нам такі групування, які б були б для нас найбільш цінними. Цей підхід передбачає використання таких властивостей, які є причинами або складають ознаки багатьох інших властивостей об'єктів, що досліджуються.

Використання другого підходу є найбільш зручним для побудови класифікацій у техніці, адже найкращою основою для класифікації є така властивість, яка б найбільш повно розкривала основні суттєві ознаки об'єктів, а в нашому випадку – принцип дії та будову засобів вимірювань. На нашу думку такою властивістю є метод вимірювання, що реалізує засіб вимірювань. Побудована на такій основі, класифікація буде мати дещо формальний характер, але буде зручною і зрозумілою. Адже визначення методу вимірювань є зафіксованим в нормативні документації і широко застосовується у практиці.

Згідно [5], “метод вимірювання – сукупність способів використання засобів вимірювальної техніки та принципу вимірювань для створення вимірювальної інформації”. Отже, якщо наприклад, певна група засобів вимірювань масових витрат сипких речовин називається “вагові” (тобто такими, що реалізують ваговий метод вимірювання), то зрозуміло, що в них використані ті ж самі принципи і ті ж самі засоби, що і в ваговимірювальній техніці; або в тахометричних засобах вимірювань застосовується весь той досвід використання технічних засобів і всі ті принципи, що набуті при вимірюванні частоти обертання взагалі, і т.д. Отже класифікація засобів вимірювань масових витрат сипких речовин за методами вимірювання є дуже природною і місткою, адже дає загальне уявлення про певні групи засобів вимірювань.

### Класифікація засобів вимірювань масових витрат сипких речовин

На рис. 3 зображена створена класифікація засобів вимірювань масових сипких речовин. Всі засоби вимірювань витрат сипких речовин поділені на шість класів, що відповідають методам вимірювання. Поділ засобів на підгрупи має на меті конкретизацію їх будови і відбувається за типом перетворювача, що безпосередньо взаємодіє з потоком.



Рисунок 3 – Класифікація засобів вимірювання масових витрат сипких речовин за методами вимірювань

До першого класу “Вагові” відносяться засоби, принцип дії яких полягає в періодичному або неперервному вимірюванні сили, з якою окремі порції або ділянки потоку сипкої речовини діють на елементи конструкції засобу вимірювання. *Динамічно-вагові* засоби реалізують перетворення сили, з якою потік сипкої речовини діє на лоток або інше тіло, по якому рухається. Принципова різниця між динамічно-ваговими засобами вимірювань витрат і ваговими полягає у наявності вільного руху часток сипкого матеріалу відносно спрямовуючих частин витратоміру під час процесу вимірювання [1, 6]

Принцип роботи *тахометричних* засобів вимірювань полягає у вимірі частоти обертання лопаті або будь-якого іншого елемента, яке відбувається під дією тиску потоку сипучої речовини [7]. Інформативним параметром в *силкових* засобах вимірювань є силовий вплив потоку на елементи конструкції, що є нас-

лідком прискорення відмінного від прискорення вільного падіння. Перетворювач сили Коріоліса надає потоку переносну обертову швидкість, що є причиною виникнення прискорення Коріоліса [8, 9]. У витратомірі з заокругленою пластинною створюється відцентрове прискорення [10]. В силових витратомірах з комбінованим перетворювачем на потік діють декілька різних прискорень [2]. У засобах вимірювань витрат *обтікання* реалізується вимірювання динамічного тиску деякої частини сипучого продукту на тіло в потоці. В витратомірах з *вимірюванням геометричних параметрів потоку* найчастіше вимірюється площа перетину потоку матеріалу насипна густина і швидкість якого відомі [1, 7].

### Висновки

Класифікація, що побудована за методами вимірювання, дозволяє найбільш повно систематизувати дані про принципи конструювання засобів вимірювань масових витрат сипких речовин. Сформульовані вимоги до класифікаційних систем можуть бути корисними не тільки при створенні класифікацій засобів вимірювань, а і для побудови класифікацій технічних засобів взагалі. Подальші дослідження в цьому напрямку передбачають визначення принципів переваг та недоліків кожного класу зазначених засобів вимірювання та всебічного вивчення найбільш перспективного з них.

### Література

1. Кремлевский П.П. Измерение расхода многофазных потоков. – Л.: Машиностроение, 1982. – 214с.
2. Гатих М.А. Физико-механические методы измерения и дозирования массы сыпучих материалов. – Минск: Наука и техника, 1987. – 260с.
3. Луткин Н.И. Расходомеры для зерна и сыпучих материалов. – М.: Колос. 1969. – 184с.
4. Розова С.С. Классификационная проблема в современной науке – Новосибирск: Наука, 1986. – 223с.
5. ДСТУ 2681-94. ДСВ. Метрологія. Терміни та визначення. - К., 1994
6. Кулаков М.В. Автоматические контрольно-измерительные приборы для химических производств. – М., 1961. – 260с.
7. Луткин Н.И, Морар К.К. Приборы для контроля технологического процесса в потоке. – М.: Колос, 1978. – 159с.
8. Boyle K. Applying Coriolis // International Cement Review – February 2003 – p.37-41.
9. G. Dimaczek, H.-G. Fassbinder, A. Emmel and R. Kupfer. High-precision Coriolis mass flowmeter the bulk material two-phase flows // Flow Measurement and Instrumentation. – October 1994. – Vol. 5, Is. 4. – P.295-302.
10. Welsch R., Fahlenbock T. D., Bulk Solids Flow Meter and Additive Feeders in PE and PP Plants. - MBS Conference Zurich 2004/2005.

Корнева Ю.А., Никитин А.К. **Классификация средств измерений массового расхода сыпучих веществ**

Представлен краткий анализ существующих классификаций средств измерений расхода сыпучих веществ, выделены их недостатки. Сформулированы требования к подобным системам и предложен вариант классификации.

Kornyeva Y.A., Nikitin A.K. **The bulk solid mass flow meter classification.**

Short analysis of exist bulk solid flow measurement instrument classification is presented in the paper. Demands for such classification had been formulated and author's classification was proposed.

Надійшла до редакції  
28 лютого 2006 року

УДК 681.121

## МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГОВМІСТУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Романів В.М. Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,  
м. Івано-Франківськ, Україна

У статті запропонована математична модель для визначення енерговмісту природного газу на основі статистичних методів аналізу, яка може бути використана для побудови витратовимірювальних комплексів

### Вступ. Постановка проблеми

Основною якісною характеристикою природного газу є його теплотворна здатність, яка залежить від компонентного вмісту вуглеводневих (горючих) газів. Нижча теплотворна здатність компонентів природного газу змінюється у діапазоні від 33,37 МДж/м<sup>3</sup> у метану до 212,7 МДж/м<sup>3</sup> в Н-октану [1]. Саме цей показник повинен визначатись при реалізації газу споживачам згідно ГОСТ 22667. У випадку, коли компонентний склад невідомий, теплотворну здатність газу  $H_c$  (питому об'ємну теплоту згорання) визначають з виразу [1]:

$$H_c = 85,453 \cdot (0,5219 \cdot \rho_c + 0,042420 - 0,65197 \cdot X_a - X_y), \quad (1)$$

де  $\rho_c$  – густина газової суміші за стандартних умов;

$X_a, X_y$  – молярні доли азоту і діоксиду вуглецю відповідно.

Теплотворна здатність газового потоку на магістральних газопроводах визначається потоковими хроматографами, а у газопроводах середнього тиску компонентний склад газу контролюється шляхом відбору проб із подальшим визначенням у лабораторіях за допомогою стаціонарних хроматографів. Основним завданням контролю є недопущення постачання споживачу газової суміші теплотворна здатність, якої менша за допустиму (7600 ккал, або 31,8 МДж), а його суттєвим недоліком є відсутність можливості вимірювання у режимі реального часу.

На сьогодні облік природного газу здійснюється об'ємними витратомірами та лічильниками газу в м<sup>3</sup>/с або м<sup>3</sup> без врахування енерговмісту газового потоку, але є низка великих металургійних та хімічних підприємств, теплоелектростанцій та інших споживачів для яких енерговміст газу впливає на якість продукції і технологічних процесів. Зв'язок енерговмісту газового потоку  $E$  із його теплотворною здатністю  $H_c$  можна представити виразом [2]:

$$E = \sum_{i=1}^n H_{ci} \cdot V_{ci}, \quad (2)$$

де  $V_{ci}$  – об'єм газу, приведений до стандартних умов;  $H_{ci}$  – теплотворна здатність горючого газу за стандартних умов, визначена в інтервалі  $D_{\phi i}$ ;  $D_{\phi i}$  – і-тий проміжок часу між двома визначеннями  $H_c$ .

Провідні приладобудівні компанії (Actaris, Elster Instromet, Siemens) займаються розробкою витратовимірювальних комплексів для обліку енерговмісту природного газу в МДж або ккал. Загальною концепцією для всіх виробників є синтез сучасних мікрохроматографів, побудованих на основі новітніх технологій із об'ємними витратовимірювальними комплексами або лічильниками газу. Існуючі комплекси можуть вимірювати безпосередньо енергію, яка міститься у газовому потоці з високою точністю, та часом одного вимірювання не менше 5 хвилин. Але основним недоліком витратовимірювальних комплексів є їх велика вартість та складність обслуговування, що не сприяє широкому застосуванню таких комплексів серед споживачів. Отже, метою дослідження було розробити математичну модель для визначення компонентного складу природного газу, яка в подальшому була б основою для розробки витратовимірювальних комплексів для обліку енерговмісту природного газу.

### **Аналіз компонентного складу природного газу**

Для створення математичної моделі було проаналізовано дані компонентного складу з 44 газових родовищ Російської федерації, України та Середньої Азії одержаних із літературних джерел [3], а також дані з 8 – ми газопроводів України отримані автором внаслідок аналізу сертифікатів-паспортів на газ безпосередньо у сертифікованих лабораторіях в періоді з 2005 по 2006 рік. Основні статистичні характеристики складу природного газу (мінімальне, максимальне та середнє значення, СКВ) з джерел наведені в таблиці 1.

Таблиця 1 - Основні статистичні характеристики складу природного газу

Компоненти природного газу	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> +	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> +	H <sub>2</sub> S
Мін, Y	0,514	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,005	0,000
Середнє	0,907	0,029	0,011	0,005	0,003	0,005	0,029	0,001
Мах, X	0,992	0,102	0,126	0,076	0,036	0,050	0,260	0,032
СКВ	0,096	0,024	0,020	0,012	0,006	0,008	0,043	0,006
Коефіцієнт варіації	0,106	0,831	1,847	2,229	1,934	1,420	1,487	4,179

Коефіцієнт варіації в табл.1 показує варіабельність (рівень розкиду) даних відносно середнього значення.

Як слідує з рядка 2 табл.1 метан становить 90,7% від усього газу по об'єму при коефіцієнті варіації 0,106. Слід звернути увагу на розкид значень у вибірці. Це говорить про наявність у даних екстремальних значень, які можуть негативно впливати на статистичні висновки. Інші складові природного газу мають також екстремальні значення, що підтверджено високими значеннями їх коефіцієнтів варіації.



На рис.1 наведено гістограму розподілу значень СН4. Кількість інтервалів для побудови гістограми розраховувалась за формулою [4]:

$$n = 2.32 \cdot \ln(N_e), \quad (3)$$

де  $N_e$  – об’єм вибірки.

По осі абсцис на рис. 1 відкладено крок, який дорівнює:

$$p = \frac{X - Y}{n} \quad (4)$$

де  $X, Y$  –максимальне та мінімальне значення вибірки.

По осі ординат відкладено кількість значень, які попали у відповідний інтервал.

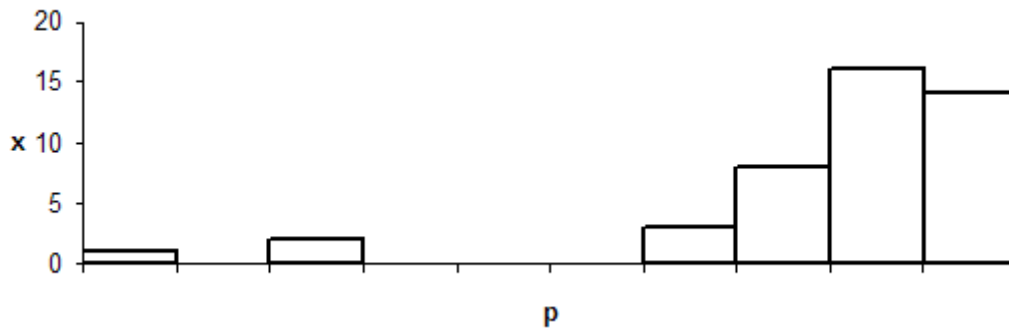


Рисунок 1 – Гістограма розподілу

З гістограми на рис.1 видно, що у вихідних даних існує декілька значень, які різко відрізняються від основної маси значень даних. Відповідні гістограми було побудовано для інших вуглеводневих компонентів природного газу, де спостерігається також відхилення окремих значень від їх основної маси. Було проведено аналіз взаємозв’язків компонентів складових природного газу (кореляційний аналіз). У таблиці 2 наведено кореляційну матрицю для компонент складу природного газу.

Таблиця 2 - Кореляційна матриця компонентного складу природного газу

Компонентний склад	СН4	С2Н6	С3Н8	С4Н10	С5Н12+	СО2	Н2+	Н2S
СН4	1	-0,641	-0,603	-0,54	-0,535	-0,118	-0,466	-0,033
С2Н6	-0,641	1	0,753	0,677	0,66	0,061	0,138	-0,048
С3Н8	-0,603	0,753	1	0,975	0,933	0,015	0,074	-0,057
С4Н10	-0,54	0,677	0,975	1	0,966	0,031	0,021	-0,061
С5Н12+	-0,535	0,66	0,933	0,966	1	0,055	0,018	-0,047
СО2	-0,118	0,061	0,015	0,031	0,055	1	-0,104	0,684
Н2+	-0,466	0,138	0,074	0,021	0,018	-0,104	1	-0,117
Н2S	-0,033	-0,048	-0,057	-0,061	-0,047	0,684	-0,117	1

З аналізу кореляційної матриці випливає наступне:

– супутні гази слабо корелюють з вуглеводневими газами. Так, найбільший коефіцієнт кореляції за абсолютною величиною становить 0,466 для метану і азоту;

– супутні гази так само слабо корелюють між собою;

– кореляція між вуглеводневими газами є вищою за середню (середнє значення коефіцієнта кореляції за абсолютною величиною більше за 0,5).

Слід звернути увагу на досить високі значення коефіцієнтів кореляції між СЗН8 і С4Н10 (коефіцієнт кореляції - 0,975) і між СЗН8 і С5Н12 (коефіцієнт кореляції 0,933), що дозволяє використати виміряне значення концентрації СЗН8 для розрахунку відповідних значень С4Н10 і С5Н12. Оскільки коефіцієнт кореляції між СН4, С2Н6 та іншими вуглеводневими газами є невисоким (максимальний коефіцієнт кореляції між С2Н6 і СЗН8 становить 0,753), то на підставі розрахунків визначити концентрацію С2Н6 і СЗН8 з достатньою точністю є неможливим.

Отже, для визначення концентрацій вуглеводневих газів у газовому потоці достатньо виміряти значення концентрації для СН4, С2Н6, СЗН8, а значення концентрації для С4Н10 і С5Н12+ знайти розрахунковим шляхом.

Нами було проведено аналіз однорідності вибірки даних для забезпечення надійності статистичних висновків. Для цього кожне родовище або трубопровід представимо як деяку точку у восьмивимірному (відповідному до кількості компонент) просторі значень концентрації складових природного газу.

Для відображення восьмивимірного простору у просторі меншої розмірності, що допускає адекватну інтерпретацію відображення окремих точок у восьмивимірному просторі використано метод головних компонент. Це досягається проектуванням даних на оптимально обраний простір меншої розмірності. Для методу головних компонент характерною є властивість найкращої самовідтворюваності і відновлення геометричної структури розподілу значень у багатовимірному просторі.

Розмірність оптимального простору можна визначити за допомогою критерію [5]:

$$\chi(n) = \frac{\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n}{\sum_{i=1}^n \lambda_i}, \quad (5)$$

де  $N$  – розмірність простору вихідних даних ( $N=8$ ),  $n$  – розмірність простору, що отримана за допомогою методу головних компонент.

В загальному, метод головних компонент полягає у вирішенні наступного рівняння [5]:

$$(\bar{R} - \lambda_i \cdot \bar{I}) \cdot \bar{\alpha}_i = 0, \quad (6)$$

де  $\bar{R}$  – кореляційна матриця вхідних даних,  $\bar{I}$  – одинична матриця,  $\lambda_i$  –  $i$ -те

власне число кореляційної матриці  $\bar{R}$  ( $i=1, N$ ),  $\bar{a}_i$  - власний вектор, що відповідає  $i$ -тому власному числу  $\lambda_i$

Рівняння (6) може бути вирішене ітераційним методом або методом Якобі.

Значення критерію інформативності (розмірності простору)  $\chi(n)$  розраховані для кореляційної матриці вхідних даних (табл.2) наведено на рис. 2.

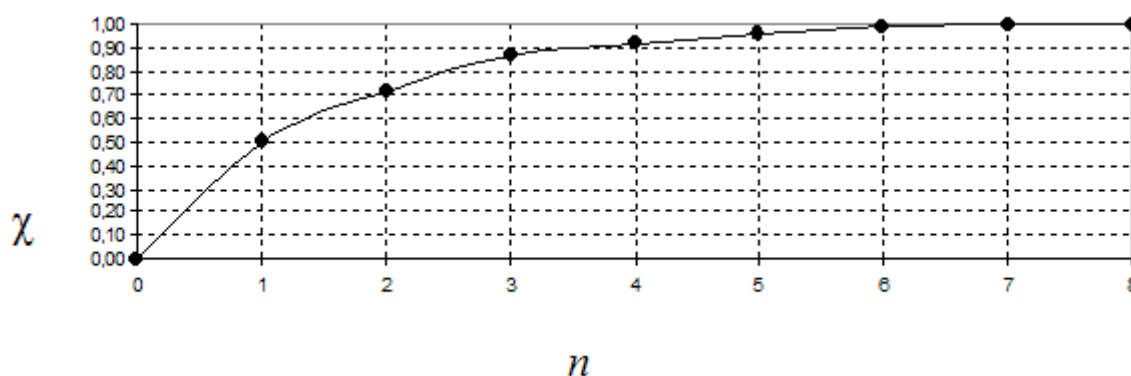


Рисунок 2 – Значення коефіцієнта інформативності  $\chi(n)$

Розраховані значення власних чисел кореляційної матриці  $\bar{R}$  і відповідні їм значення власних векторів наведені у таблицях 3, 4.

Аналіз графіку коефіцієнта інформативності показує, що восьмивимірний простір вхідних даних може бути зведений до чотирьохвимірного простору, який визначає більш ніж 92% всієї дисперсії початкової вибірки.

Таблиця 3 - Власні числа

Компонентний склад	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C5H12+	CO2	N2+	H2S
Власні числа	3,983	1,719	1,226	0,437	0,309	0,258	0,057	0,012

Таблиця 4 - Перших 4 власних вектора кореляційної матриці R

Власні вектори	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C5H12+	CO2	N2+	H2S
F1	-0,7700	0,8640	1,0000	0,9770	0,9620	0,0620	0,1980	-0,0530
F2	-0,0410	0,0077	-0,0140	-0,0002	0,0023	1,0000	-0,2790	0,9980
F3	-0,5770	0,0660	-0,1840	-0,2690	-0,0263	0,1310	1,0000	0,1270
F4	0,7220	-1,8230	0,4040	0,7830	0,8220	-0,1050	1,0000	0,4070

Таблиця 5 - Цензуровані дані вибірки

Компоненти	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C5H12+	CO2	N2+	H2S
Мін	0,859	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,005	0,000
Середнє	0,940	0,025	0,007	0,004	0,002	0,004	0,017	0,000
Мах	0,992	0,067	0,035	0,020	0,016	0,014	0,043	0,003
СКВ	0,038	0,020	0,009	0,005	0,003	0,003	0,010	0,001

Таблиця 6 - Кореляційна матриця цензурованої вибірки

Комп.склад	СН4	С2Н6	С3Н8	С4Н10	С5Н12+	СО2	N2+	Н2S
СН4	1	-0,912	-0,908	-0,801	-0,737	-0,232	-0,374	-0,128
С2Н6	-0,912	1	0,827	0,705	0,641	0,25	0,071	0,197
С3Н8	-0,908	0,827	1	0,882	0,769	0,107	0,162	0,077
С4Н10	-0,801	0,705	0,882	1	0,882	0,192	0,053	0,27
С5Н12+	-0,737	0,641	0,769	0,882	1	0,171	0,018	0,149
СО2	-0,232	0,25	0,107	0,192	0,171	1	-0,077	0,513
N2+	-0,374	0,071	0,162	0,053	0,018	-0,077	1	-0,122
Н2S	-0,128	0,197	0,077	0,27	0,149	0,513	-0,122	1

При аналізі геометричних структур даних у просторі перших чотирьох головних компонент (власних векторів) було визначено екстремальні значення родовищ та газопроводів, які у подальшому не розглядатимуться, тобто було здійснене цензурування вибірки.

Основні статистичні характеристики для цензурованої вибірки наведені у табл. 5, а кореляційна матриця у табл. 6. Як впливає із аналізу з таблиць 5 та 6 різниця між мінімальним та максимальним значеннями для компонент газу у цензурованій вибірці суттєво зменшилась в порівнянні з не цензурованою вибіркою (табл.1).

### Побудова математичної моделі

Розглянемо залежності сумарної концентрації С4Н10 і С5Н12+, вважаючи, що значення компонентів СН4, С2Н6 і С3Н8 будуть одержані за допомогою вимірювань.

Методика розрахунку заснована на методі головних компонент, враховуючи властивість найменшої помилки “автопрогнозу” або найкращої самовідтворюваності. Доведено [5], що за допомогою перших  $s$  головних компонент досягається найкращий прогноз признаку (суми С4Н10 і С5Н12+) серед усіх можливих лінійних комбінацій вихідних даних. Критерій вибору кількості головних компонент може бути розрахований з виразу:

$$\sigma = \frac{\lambda_n + \lambda_{n+1} + \dots \lambda_s}{\sum_{i=1}^N \lambda_i}, \quad (7)$$

де  $s$  – кількість обраних головних компонент,  $N$  – кількість вуглеводневих газів,  $N=4$  (СН4, С2Н6, С3Н8 і С4Н10+С5Н12).

Графік критерію у наведено на рис. 3. Як видно з рис. 3 перші дві головні компоненти визначають 97,6% всієї дисперсії початкової вибірки компонентного складу вуглеводневих газів. Значення власних чисел для кореляційної матриці вуглеводневих газів, а також відповідні їм значення власних векторів наведені у таблиці 7.

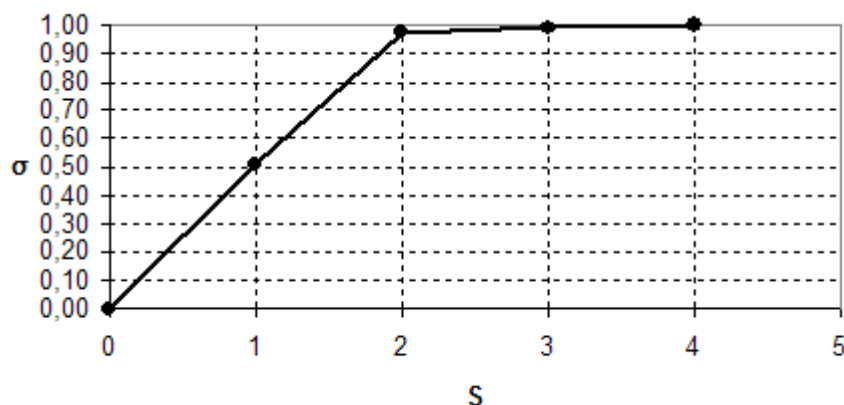


Рисунок 3 - Графік критерію у

Таблиця 7- Власні числа та відповідні їм значення власних векторів

Власні числа	СН4	С2Н6	С3Н8	Сума С4Н10 і С5Н12+
		3,5080	3,2500	0,1050
Вектор першої головної компоненти	-0,9990	0,9560	1,0000	0,9320
Вектор другої головної компоненти	0,4810	-0,9990	0,1520	1,0000

Розподіл значень концентрації вуглеводневих газів у просторі першої головної компоненти  $F1$  та концентрації  $V_k$  наведено на рис. 4. На цьому рисунку представлений розкид сумарної концентрації С4Н10 і С5Н12+ у залежності від першої головної компоненти кореляційної матриці вимірних значень газів СН4, С2Н6, С3Н8. Враховуючи, що функція розподілу сумарної концентрації газів С4Н10 і С5Н12+ не може бути описана нормальним законом розподілу (рис.1) для обробки цих даних було застосовано метод медіанної фільтрації.

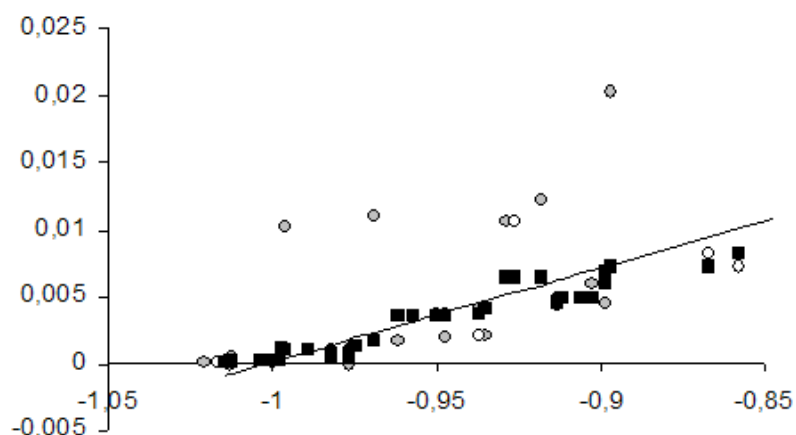


Рисунок 4 - Функція концентрації суміші С4Н10 і С5Н12+ у залежності від вимірних значень СН4, С2Н6, С3Н8 у площині головної компоненти  $F1$  і концентрації  $V_k$ .

Метод медіанної фільтрації не залежить від функції розподілу і не залежить від екстремальних значень даних. Суть методу полягає у визначенні медіани з наперед заданою кількістю вихідних даних (3, 5, 7 і т.д.). На рис. 4 показано результат медіанної фільтрації 3Х3М (трикратна послідовна фільтрація по трьох точках) і рівняння апроксимації відфільтрованих значень сумарної концентрації С4Н10 і С5Н12+ матиме вид:

$$V_k = A + B \cdot F1, \quad (8)$$

де  $V_k$  – концентрація суміші газів С4Н10 і С5Н12+,  
 $F1$  – значення першої головної компоненти (табл. 7);  
 $A$  і  $B$  – емпіричні коефіцієнти .

Враховуючи значення коефіцієнтів значень першої головної компоненти (табл. 7) і формулу (8) сумарна концентрація С4Н10 і С5Н12+ може бути розрахована за формулою:

$$V_k = 0.06928 + 0.06944 \cdot (0.999V_{CH_4} + 0.956V_{C_2H_6} + 1.0V_{C_3H_8}), \quad (9)$$

де -  $V_{CH_4}$ ,  $V_{C_2H_6}$ ,  $V_{C_3H_8}$  - об'ємні концентрації відповідно метану, етану і пропану у природному газі

Формула (9) отримана за методом найменших квадратів при використанні значень власних векторів кореляційної матриці вуглеводневих газів. Коефіцієнт кореляції для даної моделі становить 0,957, тобто адекватність моделі висока.

Побудуємо математичну модель визначення енерговмісту природного газу. Енерговміст природного газу визначається, з одного боку, компонентним складом, а з іншого – теплотою згоряння певних компонент. Розподіл теплот згоряння для середніх значень компонент природного газу наведено в табл.8.

З аналізу табл.8 випливає наступне:

- середня теплота згоряння природного газу становить 8181,93 ккал/м<sup>3</sup>;
- гази С4Н10, С5Н12+, суміш яких розраховується, становлять всього 2,18 % від сумарної теплоти згоряння природного газу;
- гази, компонентний склад яких вимірюється, дають 97,82 % від сумарної теплоти згоряння газової суміші, серед яких на метан припадає 91,68 %.

Таблиця 8-Розподіл теплоти згоряння компонент природного газу

Компоненти природного газу	СН4	С2Н6	С3Н8	С4Н10	С5Н12+
Середній вміст	0,94	0,025	0,007	0,004	0,002
Теплота згоряння згідно ГОСТ 22667, ккал/м <sup>3</sup>	7980	14300	20670	27435	34400
Теплота горання, приведена до середнього вмісту, ккал/м <sup>3</sup>	7501,2	357,5	144,69	109,74	68,8
Накопичена теплота згоряння по компонентах, ккал/м <sup>3</sup>	7501,20	7858,70	8003,39	8113,13	8181,93
% вклад кожного компонента в сумарну теплоту згоряння	91,68%	4,37%	1,77%	1,34%	0,84%

Для визначення залежності теплоти згоряння C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>+ від їх сумарної концентрації запропоновано лінійну модель виду:

$$H_k = G \cdot V_k, \quad (10)$$

де  $H_k$  – теплота згоряння суміші газів C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>+;  $V_k$  – сумарна концентрація газів C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> і C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>+;  $G$  – коефіцієнт моделі, фізична сутність якого полягає в еквівалентному визначенні теплоти згоряння суміші газів C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>+

У результаті розрахунку отримане значення коефіцієнта  $G$  для суміші газів C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> і C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>+, рівне 29962,22 ккал/м<sup>3</sup>.

Таким чином, загальна модель для визначення енерговмісту природного газу матиме вид:

$$E = \sum_{j=1}^m H_{C_j} \cdot V_j + H_k \cdot V_k, \quad (11)$$

де  $H_{C_j}, V_j$  – теплотворна здатність та об'ємна концентрація CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>4</sub>H<sub>8</sub> відповідно.

### **Висновок**

Одержана математична модель (11) може бути використана для подальших досліджень при розробці витратовимірювальних комплексів для обліку енерговмісту природного газу .

### **Література**

1. Андріішин М.П., Канівський С.О., Карпаш О.М., Марчук Я.С., Петришин І.С., Руднік А.А., Середюк О.Є., Чеховський С.А. Вимірювання витрати та кількості газу: Довідник. - Івано-Франківськ: ПП "Сімик", 2004.-160с.
2. Пістун Є.П., Лесовой Л.В. Нормування витратомірів змінного перепаду тиску. – Львів:Видавництво ЗАТ "Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв", 2006.-576.
3. Деточенко А.В., Михеїв А.Л., Волков М.М. Спутник газовика. Справочник. М.: Недра, 1978. -311 с.
4. Статистические методы для ЭОМ. Под ред. К. Энслейна, Э. Рэлстона, Г.С. Уилфа: Пер. с англ. Под ред. М.Б. Малютова. - М.: Наука, 1986. - 464 с.
5. Прикладная статистика: Классификация и снижение размерности: Справ.изд./ С.А. Айвазян, В.М. Бухштабер, И.С. Енюкав, Л.Д. Мешалкин. Под ред. С.А. Айвазяна. - М.: Финансы и статистика, 1989. – 607 с.

**Романив В.М. Математическая модель для определения энергосодержания природного газа.**

В статье предложена математическая модель определения энергосодержания природного газа на основе статистических методов анализа, которая может быть использована для построения расходо-измерительных комплексов.

**Romaniv V.M. Mathematical model of power intensity of natural gas.**

In this article a mathematical model of power intensity of natural gas was propounded. It was made using statistical methods of analysis and if can be used for building up expenditure measurement complexes.

*Надійшла до редакції  
28 лютого 2007 року*