

УДК 621.182

П.М. Райтер, Л.А. Витвицька

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ

ОСОБЛИВОСТІ МЕТРОЛОГІЧНОГО АНАЛІЗУ СИСТЕМИ БЕЗСЕПАРАЦІЙНОГО КОНТРОЛЮ СТРУКТУРИ ТА ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ ФАЗ ГАЗОРІДИННОГО ПОТОКУ СВЕРДЛОВИНИ

В статті викладено особливості методів вимірювання та конструкції розробленої безсепараційної системи контролю структури та вимірювання витрати фаз газорідних потоків свердловин. Встановлено необхідність нормування метрологічних характеристик систем даного типу і визначені проблеми, які з цим пов'язані. Проведено метрологічний аналіз системи шляхом формування бюджету сумарної невизначеності. Наведено методу розрахунку інструментальної складової невизначеності. На основі експериментальних даних дослідного взірця системи вимірювання розраховано значення інструментальної сумарної невизначеності.

Ключові слова: невизначеність вимірювань, газорідний потік, фазова швидкість, вейвлет декомпозиція, об'ємна частка потоку, інструментальна складова невизначеності, безсепараційний контроль, структура потоку, водовміст.

Вступ

Контроль структури та вимірювання витрати багатофазових потоків за останні двадцять років привертають все більшу увагу дослідників та виробників в зв'язку з тим, що вказані потоки є основним робочим тілом в енергетичних установках, апаратах хімічної технології, сировинних потоках експлуатаційних нафтогазових і газоконденсатних свердловин.

У нафтогазовидобутку проблема контролю структури вказаних потоків набула особливої актуальності, починаючи з 80-х років минулого століття із-за необхідності як оптимізації видобутку вуглеводнів, так і розробки в промислових масштабах нафтогазових та газоконденсатних родовищ на морському шельфі.

Виключення процесу попередньої сепарації в процесі вимірювання газорідних потоків відкриває нові можливості для визначення дебітів свердловин по нафті або конденсату, воді і газу в реальному масштабі часу. Вказана методика досконаліша в порівнянні з використанням однофазних вимірювань на виході тестових гравітаційних сепараторів, як в плані вимірювання швидкості потоку флюїдів, так і якості самих вимірювань. Вимірювання, що проводяться в реальному масштабі часу, дозволяють по-новому підійти до вирішення проблеми розробки родовищ і оптимізації процесу видобутку. Зокрема, встановлено [1], що якість вимірювань набуває великого значення при керуванні розподілом видобутку по окремих свердловинах або родовищах; вказана інформація надзвичайно важлива для адаптації історії моделювання колектора, управління нафтопромислом і оцінки запасів родовища. Отримані дані є основою для прийняття важливих оперативних рішень, як наприклад, вибору моменту закриття свер-

дловини з високим вмістом води в продукції свердловин, планування ремонту або повторного закінчення свердловини [2].

Складність проблеми полягає в тому, що вихідною продукцією свердловин є суміш газу, пластової води й конденсату або нафти. Потік багатофазного середовища на виході свердловини є складною й змінюваною за складом й швидкістю руху сумішшю газової й рідкої фаз і характеризується різноманіттям структурних форм і режимів руху. Концентрація компонентів суміші непостійна в часі, що призводить до нестабільності структури, фізичних властивостей і режимів течії газоконденсатоводяного або нафтогазового потоку [3].

Загально прийнято в промисловості, що цільовий рівень точності в розробці багатофазних витратомірів є $\pm 5\%$ [2] для масової витрати кожної фази. Цього вистачає для технологічних вимірювань та геологічних спостережень за функціонуванням родовища. Ідеальний багатофазний витратомір повинен мати здатність вимірювати з вказаною точністю в повному діапазоні змін складових фаз потоку. За спільної угоди серед основних нафтових компаній, задовільний вимірювач повинен вимірювати об'ємну витрату газу в діапазоні 0-99% і вміст води 0-90% об'єму потоку. У вказаному пристрої бажаними є: відсутність фізичного контакту з потоком, щоб мінімізувати ерозію чутливого елемента первинного перетворювача (ПП), відсутність перепаду тиску на ПП та труднощів з операціями з очистки вимірювальної ділянки трубопроводу, надійність та зведення до мінімуму технічного обслуговування, особливо для підводного використання, де таке обслуговування є досить дорогим. Можливо найбільш важливим є незалежність роботи пристрою від режиму потоку, тобто рабастність до змін в базовому режимі потоку і

здатність функціонувати в широких межах гідродинамічних параметрів потоків родовища.

В сучасних комерційно доступних системах безсепараційного поточного вимірювання складових багатофазного потоку використовуються: відмінності в ослабленні гамма-випромінювання окремими фазами потоку [3], відмінності в діелектричній проникності [4] та в електричному імпедансі складових фаз потоку [5], неінтрузивне вимірювання швидкості потоку окремих фаз, основане на методі взаємної кореляції сигналів різної фізичної природи [6 – 8].

Незважаючи на значну кількість проєктів в цьому напрямку, розроблені вимірювальні системи не забезпечують виконання вище вказаних вимог в повному обсязі. Основний недолік розроблених систем – суттєва залежність достовірності показів від структури газорідного потоку (дисперсної, пробкової чи розшарованої), що звужує діапазон їх використання.

Облік кількості видобутої сировини і його подальший контроль – комплексне завдання, що вирішується на всіх етапах видобутку і реалізації вуглеводнів. Сучасний стан видобутку вуглеводнів, удосконалення технології та більш жорсткі вимоги до обліку вуглеводневої сировини вимагають розробки не тільки ефективних засобів та систем вимірювання кількості та витрати потоків нафти і газу свердловин, але і розроблення та впровадження нормативного методичного забезпечення цих вимірювань. Проблема набула актуальності особливо в останнє десятиріччя. Для її регулювання, зокрема в Росії, розроблений Національний стандарт РФ ГОСТ Р 8.615-2005 «Державна система забезпечення єдності вимірювань. Вимірювання кількості нафти і нафтового газу, що видобуваються з надр. Загальні метрологічні і технічні вимоги», який вступив в дію з 1 березня 2006 р. У відповідності з цим нормативним документом вимірювання кількості сирової нафти і нафтового газу, що одержуються з надр, повинні виконуватись по окремих свердловинах та ліцензійних ділянках згідно з методиками виконання вимірювань, які атестовані і затверджені в порядку, встановленому ГОСТ Р 8.563.

У розробленому стандарті вперше в практиці нафтовидобутку на нормативному рівні зафіксовано вимоги до вимірювань кількості сирової нафти і нафтового газу по окремій свердловині. Зокрема, в п.6.1 документу наведено границі допустимої основної відносної похибки вимірювань для засобів вимірювань кількості сирової нафти і нафтового газу:

- а) маси сирової нафти: $\pm 2,5 \%$;
- б) маси нафти зі вмістом води до:
70%: $\pm 6,0 \%$
95%: $\pm 15,0 \%$
98%: $\pm 30,0 \%$
- в) об'єму нафтового газу: $\pm 5,0 \%$.

Процес вимірювання нафти по окремій свердловині (на відміну від вимірювань на виходах з ліцензійних ділянок, де вимірюються однорідні товарні потоки нафти і газу) вельми складний. Викликано це неоднорідністю сировини, що видобувається: у її складі міститься як нафта, так і вода пласта, газ, різні хімічні і механічні домішки, причому цей склад може змінюватися в часі. Ускладнює облік територіальна розкиданість і велика кількість об'єктів вимірювання. Але якщо останню проблему можна вирішити за допомогою сучасних систем збору і передачі інформації, то завдання вимірювання багатофазних середовищ так до кінця і не вирішене: різниця між сумарним обліком видобутку по свердловинах і комерційним обліком видобутку по ліцензійній ділянці існує завжди.

Для вимірювання витрати власне багатофазових потоків в Європі та США, як і в Україні, ще не прийнято офіційних нормативних документів. Замість цього в зацікавлених країнах розроблено рекомендаційні керівні документи, які дозволяють систематизувати існуючі пристрої вимірювання витрати багатофазних потоків, ввести критерії їх порівняння та рекомендації із застосування. Так, в керівному документі [9] викладено методи специфікації експлуатаційних умов застосування витратомірів. В документі [10] запропоновано аналіз сучасного стану вимірювання багатофазних потоків та наведено рекомендації із застосування багатофазних витратомірів. В [11] проаналізовано застосування підводних витратомірів вологого газу в розподілених системах вимірювань. Керівний документ містить опис методики виконання вимірювання рідких вуглеводнів з використанням доступної пробовідбірної інформації з метою визначення об'ємної частки води в потоці свердловини і її газовмісту. Цей документ надає рекомендації щодо реалізації розподіленої методології вимірювань в умовах промислу, які є технічно обґрунтованими і математично оптимізованими для найкращого задоволення вимог вимірювань в конкретних умовах застосувань, і які коректно розподіляють дисперсії в рівнях невизначеності між витратомірами в середині системи. В документі [12] наведено оцінку невизначеності при калібруванні та застосуванні пристроїв вимірювання потоку (Частина 1: Залежності лінійної калібровки). В керівному документі [13] наведено методологію багатофазних вимірювань на континентальному шельфі Великої Британії. Викладено короткий аналіз методів вимірювання, невизначеностей які присутні при багатофазних вимірюваннях, зокрема при вимірюваннях вологого газу. В керівному документі [14] надано класифікацію систем багатофазних вимірювань для тестування потоків свердловин на Алясці (США). В документі [15] наведена стандартизована термінологія, специфікації якості, методи вимірювань, відбору проб, аналізу і тестових

випробувань природного газу на всіх фазах від видобутку до продажу споживачу. Рекомендаційний керівний документ [16] з вимірювань багатофазних потоків є одним з базових документів рекомендаційного характеру в США при проведенні багатофазних вимірювань потоків. В керівному документі [17] наведено основи класифікації застосувань і типів витратомірів багатофазних потоків. Наведено рекомендації щодо впровадження витратомірів такого типу, зокрема, для умов Норвегії.

Постановка задачі. З метою проведення метрологічного аналізу нижче наведено методику виконання вимірювань та методи, що покладені в основу роботи безсепараційної системи контролю структури та витрати фаз газорідного потоку.

Основний розділ

При вимірюванні витрати багатофазного потоку Q , яким є газорідний трикомпонентний потік газу, конденсату (або нафти) і води, маємо:

$$Q = Q_G + Q_C + Q_W = V_G \times A_G + V_C \times A_C + V_W \times A_W, \quad (1)$$

де Q_G, Q_C, Q_W – витрата відповідно газової, конденсатної (нафтової), водяної фаз потоку; V_G, V_C, V_W – швидкість відповідно газової, конденсатної (нафтової), водяної фаз потоку; A_G, A_C, A_W – площа перерізу труби зайнята відповідно газовою, конденсатною (нафтовою), водяною фазою потоку.

Результати експериментальних досліджень показують що у трифазовому потоці, як правило, швидкості конденсатної і водяної фаз потоку є практично однаковими, із-за близькості їх густин та, в частині випадків, в'язкостей. Тому:

$$V_L = V_C = V_W, \quad (2)$$

де V_L – швидкість руху рідкої фази газорідного потоку.

Тоді, приймаючи площу перерізу труби A , маємо $A_G = A - (A_C + A_W)$, і залежність (1) запишеться як:

$$Q = Q_G + Q_L = V_G \times (A - (A_C + A_W)) + V_L \times (A_C + A_W), \quad (3)$$

де Q_L – витрата суміші рідких фаз газорідного потоку.

В роботі [18] наведено метод та алгоритм визначення значення площі перерізу труби, зайнятої відповідно рідкими фазами трифазового потоку.

Якщо здійснювати з високою частотою вимірювання гідростатичного тиску виділеного об'єму потоку труби, то враховуючи, що відомі значення розмірів такого взірцевого об'єму та густини конденсату і води, реально можливо визначити фазові частки потоку. Еквівалентна висота рівня рідини h_L

в трубопроводі визначається на основі вимірювання диференційного тиску P_{dif} між верхньою і нижньою точками в перерізі горизонтального трубопроводу з потоком:

$$h_L = \frac{P_{dif}}{(\rho_L \cdot g)}. \quad (4)$$

З метою розрахунку фазових часток доцільно виконати розрахунки довжини периметру труби, який змочує рідка фаза потоку та центрального кута сегмента перерізу, що відображає площу заповнення рідиною перерізу (в град):

$$S_L = D_{vn} \times \arccos\left(1 - 2h_L/D_{vn}\right), \quad (5)$$

де D_{vn} – внутрішній діаметр трубопроводу.

Довжина хорди кола перерізу труби по якій здійснюється контакт між рідкою та газовою фазами потоку

$$S_{GL} = 2 \times \sqrt{h_L \times D_{vn} - h_L^2}. \quad (6)$$

Площа сектора перерізу труби, зайнятого рідкою фазою потоку

$$A_L = \left(S_L \times \left(\frac{D_{vn}}{2} \right) - S_{GL} \times \left(\frac{D_{vn}}{2} - h_L \right) \right) / 2. \quad (7)$$

Площа ділянок перерізу труби, зайнятого газовою, водяною і нафтовою фазами потоку:

$$A_G = A - A_L; \quad (8)$$

$$A_W = C_W \times A_L; \quad (9)$$

$$A_C = A_L - A_W. \quad (10)$$

Особливістю структури газорідного середовища в замкнутому об'ємі трубопроводу є наявність границі розділу фаз. Її характер залежить від співвідношення інерційних сил та сил внутрішнього тертя (в'язкості) в багатофазному потоці. Це співвідношення сил характеризує число Рейнольдса. За умови збільшення швидкості потоку різниця густин фаз потоку призводить до збільшення різниці в швидкостях фаз потоку і виникнення так званого «прослизування» фаз потоку. Рух газової і рідкої фаз потоку з різними швидкостями призводить до утворення завихрення на границі розділу фаз, зумовлених тим, що в окремих точках приграничних об'ємів потоку буде існувати градієнт швидкостей, та тим, що рідке середовище під дією зовнішніх сил потоку змінює свою форму. Тому, для багатофазного потоку є характерною генерація завихрень потоку і, як наслідок, виникнення газогідродинамічних пульсацій потоку і акустичних шумів в потоці [19]. Характер цих коливань тиску має суттєво стохастичну природу, викликану, зокрема, явищем турбулентності, аналітичне моделювання якого вимагає не тільки визначення поточних гідродинамічних параметрів потоку, а і наявності історії цих значень в попередні моменти часу.

Частка площі перерізу трубопроводу, зайнята водою, визначається ємнісним методом, в основу якого покладена залежність імпедансу газорідинного потоку від часток води і нафти (конденсату) рідкої фази потоку. З цією метою використано циліндричний ємнісний давач, конструктивно побудований за принципом «труба в трубі». Внутрішній і зовнішній діаметри обкладки конденсатора відрізняються на δD_{vn} , де D_{vn} – діаметр основного трубопроводу. Давач розташований в розширеній на величину δD_{vn} частині трубопроводу для компенсації площі поперечного перерізу тіла внутрішньої обкладки (труби). Контрольований потік проходить в міжтрубному просторі на ділянці довжиною до 1 м, для якого визначається залежність (годограф) активної і реактивної складових імпедансу потоку як функції водовмісту потоку на різних фіксованих частотах в діапазоні 20000 – 95000 Гц з кроком 500 Гц. Форма такого годографу залежить від значення водовмісту, що практично дозволяє його визначити шляхом порівняння та інтерполяції із формами еталонних годографів, збережених таблично у цифровій пам'яті обчислювача.

Швидкість фаз потоку визначається кореляційним методом в поєднанні з попереднім обробленням акустичних сигналів, зареєстрованих при русі газорідинного потоку. Незважаючи на стохастичну природу турбулентності потоку, гідродинамічні пульсації і акустичні шуми викликані завихреннями в потоці, доцільно використати як «маркерні» точки рухомого потоку. Завихрення, утворюючись в потоці, ним і переносяться зі швидкістю свого руху. Тоді, вимірюючи швидкість руху завихрень можна вимірювати і швидкість руху фаз потоку. Для цього два акустичні давачі в захисних акустичних камерах встановлено в трубопровод газорідинного потоку на фіксованій відстані L один від одного вздовж руху потоку. Значення цієї відстані фіксоване для конкретних вимірювань, але задано може змінюватись залежно від діапазону швидкостей потоку і контрольованих середовищ. Тоді пульсація тиску і акустичний шум, генерований рухомим завихренням потоку, буде послідовно реєструватись спочатку першим акустичним давачем, а після, через деякий проміжок часу t , другим давачем, встановленим в тіло труби далі по потоку співвісно з першим. Розділивши значення L на t отримуємо значення швидкості руху середовища. Таким чином, визначається параметр t як максимум функції кореляції сигналів двох давачів в потоці.

Враховуючи стохастичний характер гідродинамічних пульсацій і акустичних шумів в потоці, вказана задача є досить нетривіальною і вимагає попереднього оброблення сигналів давачів перед визначенням їх кореляційних функцій. Пропонується таку обробку виконати на основі багаторівневої

декомпозиції інформаційних сигналів шляхом вейвлет трансформації сигналів акустичних давачів [20]. Функція взаємної кореляції вейвлет декомпозицій реалізацій двох давачів розраховується за класичною формулою. Для оцінки взаємкореляційної функції результату декомпозиції на рівні n (апроксимаційної складової) визначається корелограма

$$C_m^{An} \equiv C^{An}(\Delta t \cdot m) = \frac{1}{N-m} \sum_{k=0}^{N-m-1} a1_k^n \cdot a2_{k+m}^n, \quad (11)$$

де Δt – час дискретизації сигналу давачів; $m = 0, 1, \dots, (N-1)$ – кількість зсувів між відліками двох сигналів (еквівалент τ для неперервної взаємкореляційної функції); k – номер відліку сигналу у виборці; N – об'єм виборки; $a1^n$ та $a2^n$ – значення результатів декомпозиції (апроксимація) на рівні n сигналів відповідно першого і другого давачів.

Корелограма, як оцінка взаємкореляційної функції результату декомпозиції на рівні n (складова деталізація), розраховується аналогічно з формулою:

$$C_m^{Dn} \equiv C^{Dn}(\Delta t \cdot m) = \frac{1}{N-m} \sum_{k=0}^{N-m-1} d1_k^n \cdot d2_{k+m}^n, \quad (12)$$

де, $d1^n$ та $d2^n$ – значення результатів декомпозиції (деталізація) на рівні n сигналів відповідно першого і другого давачів.

Задача визначення значень t_G і t_L для визначення швидкості газової і рідкої фаз потоку вирішується в два етапи. При невеликих наборах експериментальних даних на початковому етапі визначається максимальне значення з набору вказаних вище корелограм всіх $N/2$ рівнів декомпозиції:

$$t_G = \max_{n=1}^{N/2} (C_m^{Dn}); \quad (13)$$

$$t_L = \max_{n=1}^{N/2} (C_m^{An}). \quad (14)$$

При збільшенні об'ємів експериментальних даних на другому етапі використовується програмно реалізований алгоритм штучної нейронної тришарової мережі. Входами мережі виступають значення корелограм на різних рівнях декомпозиції при синхронізації значень m . Виходом є значення t_G і t_L .

Метрологічний аналіз

На основі аналізу вище описаних методів та засобів, які реалізують систему безсепараційного контролю структури та вимірювання витрати фаз потоку розроблена метрологічна модель системи, яка подана на рис. 1 та 2.

В даній статті подано методику та результати розрахунку значень інструментальних складових невизначеності на основі параметрів та характеристик елементів запропонованої системи контролю. Це зумовлено тим, що для розрахунку методичних

складових невизначеності вимірювання необхідно базуватися на значеннях інструментальних складових. Тому методичні складові будуть аналізуватись в наступних роботах.

Розрахунок інструментальних складових невизначеності здійснено окремо по кожному каналу вимірювання з врахуванням точності стандартних засобів вимірювання, які містять дані канали. Так, канал вимірювання диференційного тиску, за яким визначається площа поперечного перерізу рідкої фази, містить давач диференційного тиску типу Fisher Rosemount 3095 з цифровим виходом, клас точності якого за стандартних умов складає $\delta_{DP} = 0,0375\%$ від діапазону шкали $D_{DP} = 0-200$ мм вод.ст. = 0-1961 Па. Тому розрахована за типом В невизначеність даного давача при умові рівності

його розподілу складає

$$u_{DPs} = \frac{\Delta_{DP}}{\sqrt{3}} = \frac{\delta_{DP} \cdot D_{DP}}{100 \cdot \sqrt{3}} = 0,425 \text{ Па.} \quad (15)$$

Крім основної похибки даний давач згідно з [21] має додаткові інструментальні похибки, викликані впливом значень температури, статичного тиску вимірюваного середовища та зміною перепаду тиску, пов'язаною з впливом дестабілізуючих факторів при старінні елементів давача протягом 12 місяців експлуатації. Похибки даних складових приведені до діапазону вимірювання $D_{DP} = 0-1961$ Па відповідно рівні:

$\delta_{DPt} = 0,21\%$; $\delta_{DPP} = 0,3\%$ при статичному тиску 6894 кПа; $\delta_{DPstar} = 0,1\%$.

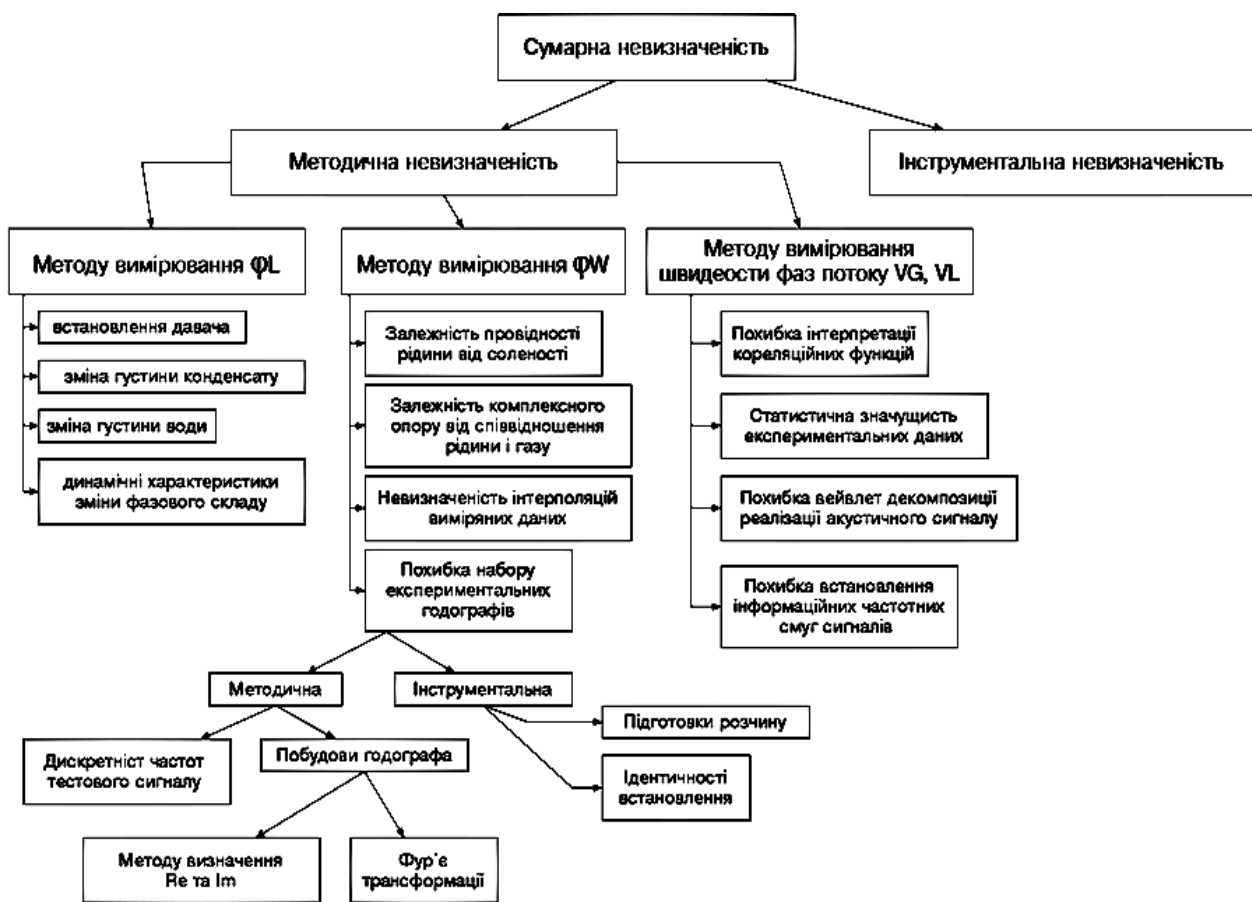


Рис. 1. Блок-схема складових сумарної невизначеності вимірювань: фL – істинний вміст рідини в ділянці перерізу трубопроводу з потоком; фW – істинний водовміст в ділянці перерізу трубопроводу з потоком

Невизначеності за даними складовими розраховано аналогічно невизначеності за основною похибкою і відповідно рівні:

$$u_{DPt} = \frac{\Delta_{DPt}}{\sqrt{3}} = \frac{\delta_{DPt} \cdot D_{DP}}{100 \cdot \sqrt{3}} = 2,378 \text{ Па;} \quad (16)$$

$$u_{DPP} = \frac{\Delta_{DPP}}{\sqrt{3}} = \frac{\delta_{DPP} \cdot D_{DP}}{100 \cdot \sqrt{3}} = 3,397 \text{ Па;} \quad (17)$$

$$u_{DPstar} = \frac{\Delta_{DPstar}}{\sqrt{3}} = \frac{\delta_{DPstar} \cdot D_{DP}}{100 \cdot \sqrt{3}} = 1,132 \text{ Па.} \quad (18)$$

Оскільки вищевказані складові невизначеності вимірювання давача диференційного тиску є в цілому некорельовані між собою, то його сумарна невизначеність складає:

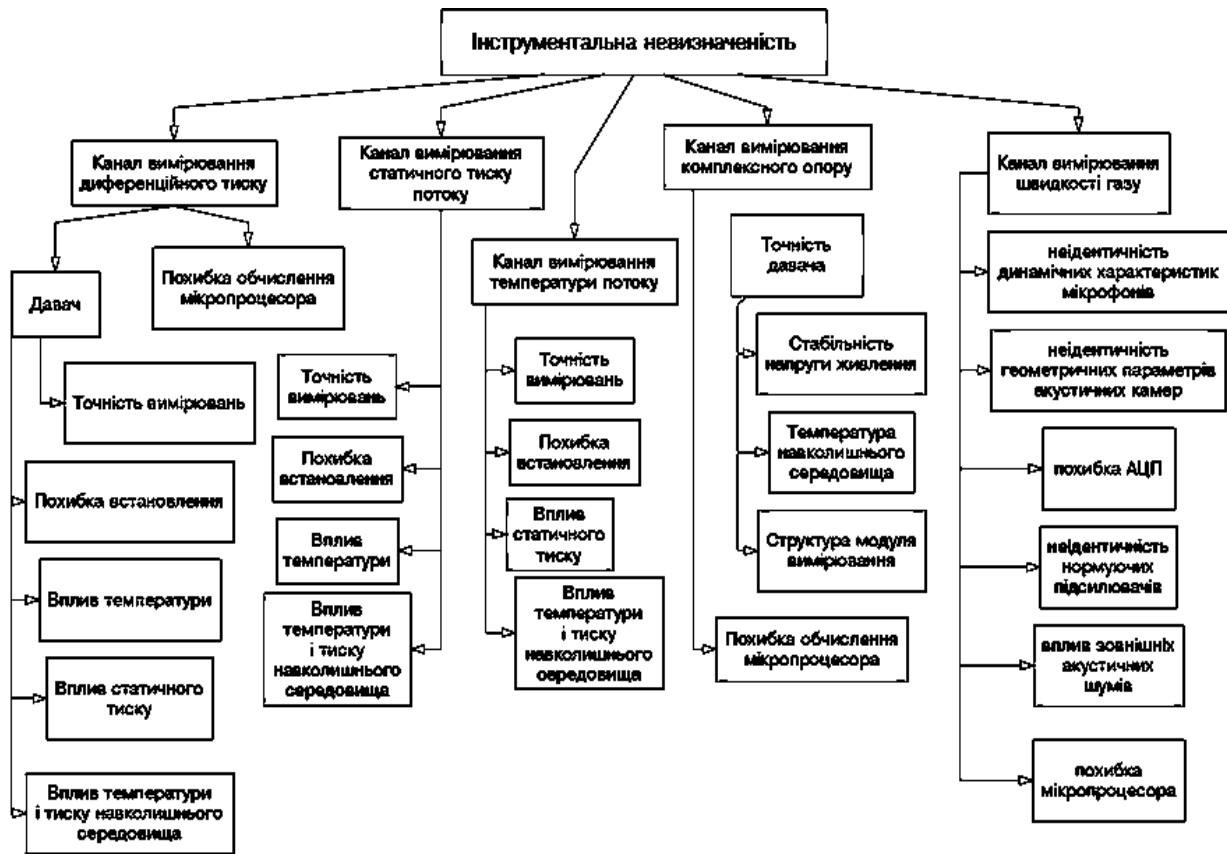


Рис. 2. Блок-схема складових інструментальної невизначеності вимірювань

$$u_{DP} = \sqrt{u_{DP\delta}^2 + u_{DPstar}^2 + u_{DPt}^2 + u_{DPP}^2} = 4,319 \text{ Па.} \quad (19)$$

Відносна невизначеність давача перепаду тиску, приведена до діапазону шкали, буде рівна:

$$\delta u_{DP} = \frac{u_{DP}}{D_{DP}} \cdot 100\% = 0,22 \%. \quad (20)$$

Вимірювання статичного тиску здійснюється за допомогою вбудованого в дифманометр Fisher Rosemaunt 3095 давача статичного тиску, клас точності якого за стандартних умов складає $\delta_p = 0,075 \%$ від діапазону шкали $D_p = 0-5515,8 \text{ кПа}$. Його невизначеність вимірювання визначається аналогічно розрахованій вище невизначеності дифманометра з врахуванням інших значень складових похибки та границі діапазону, які подані в [21] $\delta_{Pt} = 0,175\%$, зокрема, похибка із-за старіння приладу $\delta_{Pstar} = 0,1\%$:

$$u_{P\delta} = \frac{\Delta_{P\delta}}{\sqrt{3}} = \frac{\delta_p \cdot D_p}{100 \cdot \sqrt{3}} = 2388,41 \text{ Па;} \quad (21)$$

$$u_{Pt} = \frac{\Delta_{Pt}}{\sqrt{3}} = \frac{\delta_{Pt} \cdot D_p}{100 \cdot \sqrt{3}} = 5572,96 \text{ Па;} \quad (22)$$

$$u_{Pstar} = \frac{\Delta_{Pstar}}{\sqrt{3}} = \frac{\delta_{Pstar} \cdot D_p}{100 \cdot \sqrt{3}} = 3184,55 \text{ Па;} \quad (23)$$

$$u_p = \sqrt{u_{P\delta}^2 + u_{Pstar}^2 + u_{Pt}^2} = 6848,631 \text{ Па;} \quad (24)$$

$$\delta u_p = \frac{u_p}{D_p} \cdot 100\% = 0,124 \%. \quad (25)$$

Вимірювання температури здійснюється за допомогою підключеного до дифманометра Fisher Rosemaunt 3095 давача температури, абсолютна похибка якого за стандартних умов складає $\Delta_T = \pm 0,56 \text{ }^\circ\text{C}$ в діапазоні від -185 до $+649 \text{ }^\circ\text{C}$, тобто $D_T = 649 + 185 = 834 \text{ }^\circ\text{C}$. Його невизначеність вимірювання визначається аналогічно розрахованій вище невизначеності дифманометра з врахуванням інших значень складових похибки та границі діапазону, які подані в [21] $\delta_{Tstar} = 0,1\%$.

$$u_{T\Delta} = \frac{\Delta_T}{\sqrt{3}} = 0,323 \text{ }^\circ\text{C;} \quad (26)$$

$$u_{Tstar} = \frac{\Delta_{Tstar}}{\sqrt{3}} = \frac{\delta_{Tstar} \cdot D_T}{100 \cdot \sqrt{3}} = 0,482 \text{ }^\circ\text{C;} \quad (27)$$

$$u_T = \sqrt{u_{T\Delta}^2 + u_{Tstar}^2} = 0,745 \text{ }^\circ\text{C;} \quad (28)$$

$$\delta u_T = \frac{u_T}{D_T} \cdot 100\% = 0,089 \%. \quad (29)$$

Вимірювання вмісту у двофазному потоці базується на визначенні комплексного опору ділянки трубопровода з ємнісним давачем потоку. Як

вказувалось вище, форма годографу комплексного імпедансу газорідного потоку на вимірювальній ділянці є інформативним параметром для визначення шляхом табличного пошуку абсолютних значень водовмісту потоку. Особливості технічної реалізації даного методу викладені в [22]. Описаний вище ємнісний давач типу «труба в трубі» використовується в поєднанні з модулем генерування тестових та оброблення інформаційних сигналів EVAL AD5934ЕВ ф. Analog Devices. Основна похибка (system assiguacy) даного пристрою [23] складає 0,5 %. Ця похибка зумовлена неточністю задання частоти та амплітуди тестового сигналу та побудови годографа за значеннями дійсної та уявної частини тестового сигналу, модифікованого середовищем ємнісного давача. В цьому випадку невизначеність, зумовлена його конструктивною недосконалістю, при умові рівномірного розподілу значень вимірюваного сигналу в діапазоні похибки буде рівна

$$u_{z\delta} = \frac{0,5}{\sqrt{3}} = 0,289 \% \quad (30)$$

З розширенням діапазону вимірювання імпедансу суттєво зростає похибка вимірювання внаслідок значного відхилення вимірюваного параметра ємності від значення взірцевої тестової ємності яка підібрана для вузького діапазону частот. Вихід за межі діапазону імпедансу 10-1000 кОм в робочій частотній області 10 -100 кГц спричиняє до виникнення похибки вимірювання імпедансу 3 % [23]. Невизначеність зумовлена розширенням діапазону вимірювання при умові рівномірного розподілу значень вимірюваного сигналу в діапазоні похибки буде рівна

$$u_{zr} = \frac{3}{\sqrt{3}} = 1,732 \% \quad (31)$$

Похибка калібрування тестового сигналу імпедансу на взірцевій ємності, зумовлена тим, що калібрування здійснюється на одній (60 кГц) або двох (55 і 65 кГц) частотах, в той час, коли вимірювання здійснюються на 500-ах відліках частоти в робочому діапазоні частот. Максимальне значення цієї похибки при двоточковому калібруванні складає $\pm 0,25$ % від виміряного значення імпедансу. Невизначеність, зумовлена калібруванням, при умові рівномірного розподілу значень вимірюваного сигналу в діапазоні похибки буде рівна

$$u_{zcal} = \frac{0,25}{\sqrt{3}} = 0,144 \% \quad (32)$$

Значення складової похибки, викликані коливаннями температури навколишнього середовища, як вказано в [23], складає 30 ppm/°C. Ця складова похибки при максимальних коливаннях температури в 50 °C складає мізерну величину і не приймається до уваги.

Сумарна відносна невизначеність каналу вимірювання комплексного опору буде рівна

$$\delta U_Z = \sqrt{U_{z\delta}^2 + U_{zcal}^2 + U_{zr}^2} = 1,762 \% \quad (33)$$

Отже сумарна інструментальна невизначеність системи при вимірюванні витрати кожної з фаз потоку з врахуванням вище розрахованих складових складе:

$$\delta u_{instr} = \sqrt{\delta u_{DP}^2 + \delta u_P^2 + \delta u_T^2 + \delta u_Z^2} = 1,782 \% \quad (34)$$

Висновки

Викладено результати аналізу існуючих вітчизняних та закордонних метрологічних нормативних документів в галузі витратометрії багатозафазних потоків.

Запропонована метрологічна модель безсепараційної системи контролю структури та вимірювання витрати фаз газорідного потоку свердловини.

На основі моделі розроблено методику та виконано розрахунки інструментальних складових невизначеності вимірювань.

За умови використання запропонованих авторами методів вимірювання та апаратного забезпечення, значення сумарної інструментальної невизначеності системи при вимірюванні витрати кожної з фаз потоку становить 1,782 %.

Список літератури

1. Mehdizadeh, P., Ghaempanah and S.L.Scott: "Impact of Data Quality on Production Allocation and Reserves Forecasting", paper presented at the SPE ATCE, San Antonio (Sept. 24-27, 2006).
2. Скотт Стюарт Л., Современное состояние технологии измерения многофазных потоков / Стюарт Л. Скотт // Российские нефтегазовые технологии. ROGTEC. – 2006. – Вып. 11, – С. 32-47.
3. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества [Текст]: справочник / П.П. Кремлевский. – Л.: Машиностроение, Ленинг. отд-ние, 1989. – 701 с.
4. Slijkerman WFJ, Jamieson AW, Priddy WJ, Okland O, Moestue H, 1995 Oil companies' needs in multiphase flow metering Proc. 13th North Sea Flow Measurement Workshop, Lillehammer, Norway.
5. Abouelwafa MSA, Kendall EJM, 1980 The measurement of component ratios in multiphase systems using g-ray attenuation J. Phys. E: Sci. Instrum. 13 341.
6. Sami M, Abouelwafa MSA, Kendall EJM, 1980 The use of capacitance sensors for phase percentage determination in multiphase pipelines IEEE Trans. Instr. Meas. 29 24.
7. Andreussi P, Di Donfrancesco A, Messia M, 1988 An impedance method for the measurement of liquid holdup in two-phase flow Int. J. Multiphase Flow 14 777.
8. Beck MS, Plaskowski A, 1987 Cross-correlation flowmeters: Their design and application Bristol: Adam Hilger.
9. ISO-11631:1998 International Organization for Standardization (1998): measuring of fluid flow.
10. API TP 2566 State of the art Multiphase Flow Metering. American Petroleum Institute (2004) Committee on

Petroleum Measurement (COPM). [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <http://www.api.org/cat/>.

11. API RP – 85 Use of Subsea Wet gas Flow meters in Allocation Measurement Systems. American Petroleum Institute (2005) Upstream Allocation Task Group (UATG) [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <http://www.api.org/cat/>.

12. ISO/TR 7066-1:1997 International Organization for Standardization (1997) Measurement of fluid flow in general.

13. DTI UK Department of Trade&Industry, Desember 2003: Guidance Notes for Petroleum Measurement, Issue 7.

14. Fiscal Measurement Solutions in Use on UK Continental Shelf, Energy Resources&Development Unit. [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: www.og.dti.gov.uk/regulation.

15. State of Alaska, Alaska Oil and Gas Conservation Commission (2004): Guidelines for qualification of multiphase metering systems for well testing. [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <http://www.apgcc.alaska.gov/meterguide.htm>.

16. ISO TC 193 Natural Gas. Allocation of Gas and Condensate in Upstream Area (2002).

17. API RP 86 UATG Recommended Practice for Measurement of Multiphase Flow (2005).

18. Handbook of Multiphase Flow Metering. Revision 2 (2005): The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement (NFOGM) [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: www.nfogm.no; The Norwegian Society of Chartered Technical and Scientific Professionals (Tekna) www.tekna.no; - ISBN 82-91341-89-3.

19. Райтер П.М. Гідростатичний метод безсепараційного вимірювання рідини в багатозфазному потоці свердловин з високим газовмістом / П.М. Райтер // Зб. наук. праць VI міжнар. наук.-техн. конф. «Метрологія і вимірювальна техніка». – Х.: Націон. наук. центр «Інститут метрології», 2008. – С. 158-161.

20. Райтер П.М. Використання вейвлет-перетворень сигналів флукуацій тиску газорідного потоку при реалізації нейромережевих пристроїв контролю його структури / П.М. Райтер // Фізичні методи та засоби контролю середовищ матеріалів та виробів(серія): Зб. наук. праць. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, 2004. – Вип. 9. – С. 101-107.

21. Райтер П.М. Визначення швидкостей фаз газорідного потоку свердловини на основі кореляційного аналізу вейвлет перетворень сигналів акустичних датчиків потоку / П.М. Райтер // Фізичні методи та засоби контролю середовищ матеріалів та виробів. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, 2009. – С. 45-49.

22. Многопараметрический массовый расходомер MULTIVARIABLE™ модели 3095MV™ Phisher-Rousemount. Руководство пользователя. Раздел 7: Технические характеристики и дополнительная информация. – 2004. [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <http://www.rosemount.com>.

23. Лесков С.П. Исследование электрических параметров базальтового волокна //Техника и технология производства теплоизоляционных материалов из минерального сырья: Доклады IX Всероссийской научно-практической конференции (17-19 июня 2009г., г.Бийск) / С.П. Лесков, А.В. Коваль, П.Н. Райтер. – Бийск: БТИ АлмГТУ им. И.И. Ползунова, 2009. – 172 с. – ISBN 978-5-9257-0146-1.

24. Network Analyzer AD5934, Datasheet. 250 kSPS, 12-Bit Impedance Converter: www.analog.com, 2005 Analog Devices, Inc.

Надійшла до редколегії 10.09.2009

Рецензент: д-р техн. наук, проф. І.П. Захаров, Харківський національний університет радіоелектроніки, Харків.

ОСОБЕННОСТИ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА СИСТЕМЫ БЕССЕПАРАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ СТРУКТУРЫ И ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА ФАЗ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА СКВАЖИНЫ

П.Н. Райтер, Л.А. Витвицкая

В статье изложены особенности методов измерения и конструкции разработанной бессепарационной системы контроля структуры и измерения расхода фаз газожидкостных потоков скважин. Обоснована необходимость нормирования метрологических характеристик систем данного типа и определены сопряженные с этим проблемы. Проведен метрологический анализ системы путем формирования бюджета суммарной неопределенности. Приведена методика расчета инструментальной составляющей неопределенности. На основе экспериментальных данных опытного образца системы измерения рассчитаны значения инструментальной суммарной неопределенности.

Ключевые слова: неопределенность измерений, газожидкостный поток, фазовая скорость, вейвлет декомпозиция, объемная доля потока, инструментальная составляющая неопределенности, бессепарационный контроль, структура потока, водосодержание.

METROLOGICAL INVESTIGATION PARTICULARITIES FOR FLOW STRUCTURE MONITORING AND PHASE GAS-LIQUID WELL FLOW RATE MEASURING UNSEPARATION SYSTEM

P.M. Rayter, L.A. Vytvytska

Measurement method and developed flow structure monitoring and phase gas-liquid well flow rate measuring unseparation system construction particularities are offered in article. Valuation system's metrological parameters necessity are proved and conjugate problem with this are defined. System metrological investigation are executed by means summary uncertainty budget creation. Instrumental component uncertainty calculation procedure is produced. Instrumental summary uncertainty value is estimated in terms of prototype model measuring system experimental evidences.

Keywords: measurement uncertainty, gas-liquid flow, phase velocity, wavelet decomposition, liquid hold-up, instrumental component uncertainty, unseparation testing, flow pattern, water-cut.