


681.121
P18

Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Райтер Петро Миколайович


681.121+681.5(043)/18
УДК 621.176.12
P18

**НАУКОВІ ЗАСАДИ ТА МЕТОДИ І СИСТЕМА КОНТРОЛЮ
СКЛАДУ ГАЗОВОДОКОНДЕНСАТНИХ ПОТОКІВ З ВИСОКИМ
ГАЗОВМІСТОМ**

05.11.13 – прилади і методи контролю та визначення складу речовин

Автореферат

дисертації на здобуття наукового ступеня
доктора технічних наук

Івано-Франківськ-2012



Дисертація є рукописною працею.

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України

Науковий консультант: доктор технічних наук, професор
Карпаш Олег Михайлович,
завідувач кафедри технічної діагностики і моніторингу
ІФНТУНГ, проректор з наукової роботи

Офіційні опоненти: доктор технічних наук, професор,
Пістун Євген Павлович,
завідувач кафедри автоматизації теплових і хімічних
процесів Національного університету України "Львівська
політехніка"

доктор технічних наук, професор,
Древецький Володимир Володимирович,
завідувач кафедри приладобудування, електротехніки та
інформаційних технологій Національного університету
водного господарства та природокористування

доктор технічних наук, професор,
Тарко Ярослав Богданович,
професор кафедри розробки та експлуатації нафтових і
газових родовищ Івано-Франківського національного
технічного університету нафти і газу

Захист відбудеться «10» липня 2012 р. о 10.00 годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.03. Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою: Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією можна ознайомитись у бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

Автореферат розісланий «07» червня 2012 р.

Вчений секретар
спеціалізованої вченої ради Д 20.052.03
к.т.н., професор

Дранчук М.М.



АГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

теми. Розроблення та експлуатація нафтогазових і газоконденсатних родовищ вимагає оптимізації процесу видобутку – максимального вилучення вуглеводневої суміші за мінімальних економічних витрат. Нарощування об'єму видобутку вуглеводневої сировини на морських нафтогазових і газоконденсатних родовищах України в сучасних економічних умовах в основному реалізується шляхом введення в дію законсервованих свердловин, а також діючих малодобітних свердловин, для яких виконуються комплекс заходів з інтенсифікації видобутку.

Вирішення даного завдання не можливе без оперативного контролю, управління експлуатаційними режимами та складом вуглеводневого потоку газоконденсатних та нафтогазових свердловин, які в багатьох випадках перебувають на завершальній стадії експлуатації. Складність у розв'язанні даної проблеми зумовлена тим, що вихідною продукцією свердловин є змінювана в часі суміш газу, пластової води й конденсату чи нафти. Концентрація компонентів суміші непостійна в часі, що призводить до нестабільності структури, фізичних властивостей і режимів багатофазного потоку. Крім того, суміш може містити деяку кількість твердих вуглеводнів, мінеральні частки й інші механічні домішки.

Традиційні методи й інформаційно-вимірювальні системи контролю продуктивності свердловин, що базуються на попередній сепарації вільного газу і рідких компонентів, не відповідають сьгоднішнім потребам галузі й сучасному рівню розвитку інформаційно-вимірювальних технологій. Застосовувані сепараційні групові замірні установки мають значні масогабаритні параметри, не забезпечують повного відокремлення газової фази, особливо за високих газовмістів потоку, що призводить до суттєвого зменшення достовірності виміру продуктивності свердловини. Істотним недоліком таких установок є вибірковий контроль фазового складу окремих свердловин промислу й дискретність показів, зумовлена часом нагромадження відокремлюваної фази в сепараційній ємності. У результаті обсяг і вірогідність одержуваної інформації недостатні для вироблення оптимальних й економічно обґрунтованих технічних рішень щодо режимів експлуатації й термінів ремонту фонду газоконденсатних свердловин. Відсутність постійної інформації призводить до простою свердловин, передчасного спрацювання устаткування й створює передумови до виникнення аварійних ситуацій.

Над проблемою контролю складу багатофазних потоків плідно працювали вітчизняні й закордонні фахівці, зокрема: А.П. Кононенко, В.Б.Большаков, С.М.Стецюк, П.П.Кремлевский, Е.Н.Браго, О.В.Єрмолкін, В.Е.Мухін, М.М. Гужов, С.С. Кутателадзе, В. А. Мамаєв, В.Ф. Медведєв, М.І. Мердух, С. Г. Телєтов, D. Barnea, Y. Teitel, A.K. Dukler, N.Petalas, K.Aziz, G.F. Hewitt, G.Falcone, Alimonti C., R.C.Baker, C.E. Brennen, Crowe C.T., Gudmundsson J.S, M. J. da Silva, W.H. Ahmed, B.Azzopardi, Elkow K.J., Oddie G. Ряд дослідників намагалися застосувати класичні методи й пристрої виміру витрат однофазних потоків, однак в умовах експлуатації такі вимірювальні системи показали недостатню достовірність. Найбільшу популярність одержали безсепараційні багатофазні витратоміри, в яких поряд з іншими використовуються методи просвічування потоку іонізуючими випромінюваннями. Однак експлуатація подібних вимірювальних систем супроводжується складностями, пов'яз

ними з необхідністю ретельного виконання приписів і правил радіаційної безпеки, що діють в Україні. Спільним недоліком таких типів систем на даний час є низька достовірність їх показів під час контролю фазовмісту багатофазних потоків із газозовмістом потоку 95% за об'ємом і більше.

Тому, проблема розроблення нових методів і технічних засобів систем контролю фазовмісту газозовдоконденсатного потоку, зокрема за умови високих значень його газозовмісту, без використання сепараційних пристроїв досить гостро стоїть перед власниками родовищ і дослідниками. У нафтогазовій галузі України постала необхідність створення прийнятних за вартістю, простих і надійних систем і програмних засобів, що забезпечують визначення режиму потоку свердловин родовища та пристроїв безперервного контролю експлуатаційних параметрів свердловин, і, насамперед, витратних характеристик компонентів газозовдоконденсатного потоку.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертація виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу. Основний зміст роботи становлять дослідження, що особисто проводились здобувачем, як науковим керівником і виконавцем у держбюджетних та госпдоговірних роботах, а саме:

- держбюджетна тема “Дослідження нових методів забезпечення технологічної безпеки обладнання і конструкцій в нафтогазовому комплексі” розділ 2 «Дослідження впливу структури та фазового складу потоку свердловини на експлуатаційну надійність нафтогазопромислового обладнання» (2005-2009р.р., виконавець розділу).
- госпдоговірна тема №264/05 «Розроблення, випробування та впровадження пристрою для контролю структури багатофазних потоків експлуатаційних свердловин» між ІФНТУНГ та ДАК «Чорноморнафтогаз» (2005-2009 р.р. ДРН 0106U003350, керівник теми).
- госпдоговірна тема №121/1083-2011 «Розробка і впровадження пристрою для дослідження структури багатофазного потоку експлуатаційних свердловин у морських умовах» між ІФНТУНГ та ДАК «Чорноморнафтогаз» (поч.2011- зак.2013р., ДРН РК 0111U009469, керівник теми).
- госпдоговірна тема №18/98 «Розробка пристрою для оперативного контролю витрати газової фази експлуатаційних нафтогазових свердловин» між ІФДТУНГ та ВАТ «Укрнафта» (2000-2001 р., ДРН 0199U00192850, відповідальний виконавець) .

Мета та задачі досліджень полягають у розв'язанні актуальної науково-прикладної проблеми – забезпечення поточного контролю фазового складу багатофазних потоків із високим газозовмістом шляхом розроблення нових методів і засобів безсепараційного контролю структури та визначення фазозовмісту газорідних багатоконпонентних потоків експлуатаційних нафтогазових та газозовдоконденсатних свердловин.

Для досягнення поставленої мети **у роботі поставлені такі задачі:**

- виконати аналіз сучасного стану і тенденцій розвитку засобів і технологій контролю фазозовмісту багатофазних потоків для умов нафтогазовидобутку з метою формулювання методології розроблення нових методів та засобів контролю фазозовмісту потоку за умови його високого газозовмісту;
- теоретично та експериментально дослідити природу фізичних процесів генеру-

вання інформаційних сигналів первинними перетворювачами на ділянці трубопроводу газорідного потоку з високим газовмістом, що дасть можливість визначити оптимальні вхідні параметри та математичні моделі для розроблення методів і системи контролю фазового складу потоку;

- розробити метод оперативної ідентифікації структури багатофазного потоку свердловини на основі опрацювання інформаційних сигналів системи контролю фазовмісту потоку, що дасть змогу коректно вибрати метод визначення фазового складу та моменту утворення рідинних корків у потоці шлейфового трубопроводу свердловини;

- розробити методи для безсепараційного поточного визначення об'ємних часток і швидкостей газової та рідкої фаз у газорідних потоках свердловин за наявності високих значень газовмісту та статичного тиску, що дозволить здійснити реєстрацію в режимі реального часу фазового складу та індивідуальних фазових часток потоку;

- розробити метод визначення об'ємного вмісту води в рідкій фазі потоку свердловини за високих значень газовмісту, що забезпечить оперативний поточний контроль водовмісту в газорідних потоках свердловин промислу в умовах відмінності фізико-хімічних параметрів водяної фази потоків різних свердловин;

- удосконалити методологію прогнозування й оцінки корозійних пошкоджень внутрішньої поверхні трубопроводів з багатофазним потоком за наявності інформації про структуру та фазовий склад потоку, що надається розроблюваною системою контролю;

- розробити та виготовити інформаційно-вимірювальну систему контролю фазового складу потоку для поточного визначення структури та фазовмісту потоку, яка забезпечує контроль складу в умовах високих статичних тисків і газовмістів у потоці та провести апробацію в конкретних умовах нафтогазових промислів.

Об'єкт дослідження – процес контролю структури та визначення фазового складу газорідного багатокомпонентного потоку експлуатаційних свердловин з високим газовмістом, а також фізичні процеси та явища, що супроводжують його рух по трубопроводу.

Предметом дослідження є методи та засоби поточного безсепараційного контролю фазового складу багатофазного потоку з високим газовмістом на основі опрацювання сигналів різної фізичної природи, що генеруються в процесі руху вказаних потоків у трубопроводах експлуатаційних свердловин.

Методи дослідження Для вирішення задач дисертації і досягнення поставленої мети використано теоретичний аналіз фізичних та математичних моделей багатофазних потоків, методи аналітичного та чисельного розв'язання систем диференціальних рівнянь у часткових похідних, методи кореляційного аналізу, інтерполяції, вейвлет аналізу та синтезу інформаційних сигналів, методи символізації даних і розроблення штучних нейронних мереж.

Експериментальні дослідження методу і пристрою та узагальнення результатів здійснювались із застосуванням теорії вимірювань і планування експерименту, кореляційного, спектрального, вейвлет і часо-частотного аналізу сигналів, математичної статистики і теорії ймовірності, методів числового оброблення результатів експериментів і створення й адаптації штучних нейронних мереж.

Наукова новизна одержаних результатів

1. Вперше запропоновано поточний безсепараційний технологічний контроль фазовмісту газорідного потоку здійснювати шляхом поєднання гідростатичного, смісного та акустичного методів, за допомогою чого досягається найбільша достовірність контролю саме для потоків з високим значенням газовмісту ($> 95\%$ за об'ємом). Це дає змогу одержати інформацію про структуру й індивідуальні витрати фаз потоку за високих значень газовмісту та надлишкового тиску потоку експлуатаційних свердловин з метою оптимізації видобутку і забезпечення моніторингу потоку по кожній свердловині в режимі реального часу.

2. Вперше розроблено метод поточного визначення водовмісту шляхом його контролю окремо в рідкій і газовій фазах на основі розміщення сенсора – конденсатора коаксимальної конструкції, в розширеній ділянці трубопроводу з потоком. Це дало можливість суттєво підвищити чутливість методу визначення вмісту води в рідкій фазі потоків з високим газовмістом.

3. Вперше розроблено метод визначення швидкостей газової та рідкої фаз потоку на базі кореляційного опрацювання результатів вейвлет- та Хуанга-Гільберта декомпозиції реалізацій акустичних сигналів генерованих потоком, який не вимагає гомогенізації потоку або застосування джерел іонізуючих випромінювань. Це дає змогу за наявності інформації про фазовміст у перерізі трубопроводу забезпечити поточне безсепараційне визначення витрати окремо рідкої і газової фаз потоку.

4. Вперше розроблено методологію і процедури оброблення багатопараметрової виміральної інформації на базі опрацювання результатів символізації реалізацій сигналів методами штучних нейронних мереж, що дає можливість у режимі реального часу ідентифікувати структуру газорідного потоку і коректно вибирати методологію визначення його фазовмісту.

5. Удосконалено поточний гідростатичний метод контролю структури та об'ємного вмісту фаз газорідного потоку, який шляхом вимірювання диференційного тиску в перерізі трубопроводу перпендикулярно до потоку дає змогу мінімізувати вплив на контроль режиму течії потоку і визначати в реальному часі фазовміст у горизонтально орієнтованому трубопроводі.

6. Удосконалено імпедансний метод контролю водовмісту потоку в частині забезпечення інваріантності результатів контролю до впливу структури та складу потоку виконуючи вимірювання в широкому діапазоні частот і використовуючи імпедансні годографи, як образи водовмісту потоку. Це дало змогу звести до мінімуму вплив на результати контролю змін: структури потоку, вмісту домішок у рідкій фазі, діелектричних властивостей конденсату або нафти кожної з свердловин.

7. Удосконалено методологію прогнозування та оцінки корозійних пошкоджень внутрішньої поверхні трубопроводів з багатofазним потоком за наявності інформації про структуру та фазовий склад потоку, що надається розроблюваною системою контролю.

8. Набуло подальшого розвитку математичне моделювання багатofазного потоку шляхом доповнення відомих двофлюїдних моделей газорідного трикомпонентного потоку у вигляді системи диференціальних рівнянь у часткових похідних та алгебраїчних рівнянь новими складовими, що дозволило застосувати їх для нового

класу об'єктів – газоконденсатних потоків з високим газовмістом.

9. Набули подальшого розвитку методологічні основи побудови автоматизованих інформаційно-вимірвальних систем контролю фазового складу багатофазного потоку в режимі реального часу в частині забезпечення адаптації алгоритму функціонування до конкретних умов промислу і зміни властивостей сировинних потоків у процесі розроблення родовища на основі застосування алгоритмів штучних нейронних мереж.

Практичне значення одержаних результатів полягає в реалізації поточного безсепараційного контролю фазового складу газорідного потоку свердловин нафтогазових і газоконденсатних промислів за допомогою розробленої інформаційно-вимірвальної системи. Практичною основою роботи ІВС є розроблені методи визначення об'ємної частки рідини і газу в потоці, швидкості фаз потоку та водовмісту рідкої фази потоку, а також процедури ідентифікації структури потоку в режимі реального часу.

Практичне застосування отриманих результатів полягає в наступному:

1. Розроблено алгоритми і програмне забезпечення розв'язку системи рівнянь математичних моделей газорідного трикомпонентного потоку в середовищі ППП Maple, що дає змогу прогнозувати характер зміни фазового вмісту і швидкостей фаз у потоках свердловин родовища, оптимізувати діапазони контролю; відкалібрувати систему контролю.

2. Розроблено та впроваджено в дослідно-промислову експлуатацію систему контролю структури та витрати фаз газоконденсатного потоку експлуатаційних свердловин на морському промислі МПС-17 «Штормовая» ДАК «Чорноморнафтогаз», що дає змогу на відміну від існуючої, на платформі системи на базі гравітаційного сепаратора одержувати інформацію про фазовий склад потоку експлуатаційної свердловини в режимі реального часу і на основі цього оптимізувати процеси видобутку вуглеводнів.

3. Розроблено конструкцію та реалізовано промислову дослідну установку для калібрування та оцінювання достовірності показів багатофазних витратомірів в умовах морського газоконденсатного промислу та розроблено методологію і конструкцію окремих вузлів лабораторного устаткування дослідження фазового складу газорідних потоків.

4. Розроблено систему ідентифікації твердої фази (піску, абразиву) в потоці експлуатаційної свердловини на базі ультразвукового методу контролю, яка дає змогу оперативної визначати абразивне зношення тіла труби з контрольованим потоком та обґрунтовано планувати ремонт обладнання.

5. Розроблено положення державного стандарту України ДСТУ ISO 13628-3. «Проектування та експлуатування систем підводного видобування. Частина 3. Системи прохідних викидних трубопроводів», що є однією з складових нормативної основи застосування системи контролю для морських промислів.

6. Розроблено методику прогнозування корозійних пошкоджень трубопроводів, зумовлених характерними структурами багатофазного потоку свердловини та швидкостями фаз їх потоків, яка реалізується за наявності інформації про фазовий склад і структуру потоку.

7. Розроблено методологію обґрунтованого вибору з варіантів існуючих теоретичних розрахункових моделей прогнозуванню структур потоків ту модель, яка є оптимальною для прогнозування вказаних структур у трубопроводах конкретного газоконденсатного промислу.

8. Результати роботи, напрацювання в розробці окремих вузлів та алгоритмів оброблення інформації впроваджені здобувачем в навчальний процес на кафедрі «Технічної діагностики та моніторингу» ІФНТУНГ для спеціальностей газонафтопродови та газонафтосховища, технологія та устаткування зварювання.

Особистий внесок здобувача. Основні наукові положення і результати роботи одержані автором особисто. Вони стосуються: розроблення методу визначення швидкостей газової та рідкої фаз потоку на базі кореляційного опрацювання результатів вейвлет- та Хуанга-Гільберта декомпозиції реалізацій акустичних сигналів потоку; розроблення методу поточного визначення водовмісту та відповідної конструкції сенсора в розширеній ділянці трубопроводу з потоком; удосконалення поточного гідростатичного методу контролю структури та об'ємного вмісту фаз газорідного потоку; удосконалення імпедансного методу контролю водовмісту потоку в частині забезпечення інваріантності результатів контролю до впливу структури та складу потоку; подальшого розвитку наукового підходу побудови механістичних математичних моделей трифазних потоків свердловин для потоків з високими значеннями газовмісту, виходячи з граничних умов параметрів потоків газоконденсатних промислів; дослідження взаємозв'язку корозійно-ерозійних пошкоджень трубопроводів і структури потоку та розроблення методології прогнозування корозійних пошкоджень за наявності інформації про структуру та фазовий склад потоку; розроблення методології технологічного контролю структури і фазового складу потоків вуглеводневої суміші на основі використання нейронних мереж, особливостей оцінювання невизначеностей вимірювань під час контролю структури газорідних потоків свердловин.

У роботах, опублікованих у співавторстві, автору належать: аналіз та класифікація існуючих методів та систем контролю фазового складу багатофазного потоку [1,13]; обґрунтування та розроблення методології безсепараційного технологічного контролю фазовмісту газорідного потоку шляхом поєднання гідростатичного, емнісного та акустичного методів [1, 18, 32]; методологія символізації сигналів гідродинамічних пульсацій тиску потоку для нейромережевого контролю структури багатофазного потоку [6]; методологічні підходи застосування та методи апаратної реалізації нейронних мереж для контролю структури газорідного потоку [8, 12, 15, 31]; ідеї, технічні рішення та алгоритми модулів опрацювання інформації засобів оцінки корозійного пошкодження нафтового обладнання [16, 17, 22, 30, 33, 34, 35]; дослідження та реалізація імпедансного методу поточного контролю водовмісту в газорідному потоці свердловини [28, 39]; застосування перетворення Гільберта-Хуанга для контролю фазового складу газорідного потоку [20, 36]; розроблення методології моделювання невизначеностей автоматизованої системи контролю структури та фазового складу газорідного потоку [10,41]; розроблення методології і конструктивних рішень створення технічних засобів моніторингу корозійно-ерозійних пошкоджень нафтогазопроводів [21, 23]; ідеї та технічні рішення по реалі-

зації способу та конструкції системи точного задання витрати газової фази потоку в складі експериментальної лабораторної установки контролю структури потоку [24,25]; методологічні основи побудови автоматизованих інформаційно-вимірювальних систем контролю фазового складу багатofазного потоку в режимі реального часу [1, 26, 38]; методологія фізичного моделювання гідродинамічних процесів руху двофазових потоків [11].

Апробація результатів дисертації Представлені в дисертації результати досліджень доповідались на наукових конференціях, серед яких: науково-технічна конференція "Сучасні прилади, матеріали та технології для технічної діагностики та неруйнівного контролю нафто-газового, хімічного та енергетичного обладнання. Сучасний підхід до підготовки фахівців з НК і ТД".- Івано-Франківськ, 1996 р.; науково-технічна конференція проф.-викл. складу університету, 1997; науково-технічної конференції "Неразрушающий контроль-2002", Санкт-Петербург, 2002 р.; 4-а Національна науково-технічна конференція і виставка "Неруйнівний контроль та технічна діагностика – 2003". – Київ, 2003.; 8-а міжнародна науково-практична конференція «Нафта і газ – 2004» - Київ, 2004.; 5-а Національна науково-технічна конференція "Неруйнівний контроль та технічна діагностика", Київ, 10-14 квітня 2006; Науково-практичний семінар «Забезпечення експлуатаційної надійності систем трубопровідного транспорту». – Київ, 2005; 4-а науково-технічна конференція «Приладобудування-2005: стан і перспективи», Київ, 26-27 квітня 2005р.; 5-та, 6-та міжнародна наук.-техн. конф. і вист. «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання» - Івано-Франківськ, 2-5 грудня 2008 р., 29 листопада-2 грудня 2011; VI міжнар. наук.- техн. конф. «Метрологія і вимірювальна техніка» – Харків, Націон. наук. центр «Інститут метрології»: 2008.; 6-а, 7-а Всеукраїнських науково-технічних конференцій «Вимірювання витрати та кількості газу», 20-21 жовтня 2009р., м.Івано-Франківськ; IX-я Всероссийская научно-практическая конференция «Техника и технология производства теплоизоляционных материалов из минерального сырья», 17-19 июня 2009г. АлтГТУ, г.Бийск., 2009, 15-а міжнародна науково-технічної конференція «Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів» ЛЕОТЕСТ-2010, Славсько, Львівська обл., 15-20 лютого 2010, 5th International Symposium on Hydrocarbons & Chemistry ISHC.- Sidi Fredj, Algiers, May the 23rd to 25th, 2010.

Публікації. Результати дисертації відображені у 41-й публікації: в монографії і 22-х наукових працях (із них 8 одноосібних) у виданнях, що входять до переліку ВАК України, в 2 патентах, в одному нормативному документі України та в 15 публікаціях (із них 3 одноосібних) за матеріалами праць міжнародних та всеукраїнських науково-технічних конференцій.

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається зі вступу, шести розділів оригінальних досліджень, висновків, списку використаних джерел та додатків. Вона містить 406 сторінок, із них сторінки основного тексту 309, 9 рис. і 7 табл. на окремих аркушах, список використаних джерел з 323 найменувань на 35 стор., 13 додатків на 41 стор.

режимі реального часу;

– достовірна інформація в режимі реального часу про фазовий склад потоку за різного дебіту свердловин дає змогу оперативно приймати рішення про: зміну режиму їх роботи для недопущення передчасного обводнення покладу і свердловини, збільшення безкомпресорного періоду їх експлуатації і забезпечення вищого ступеня вилучення вуглеводнів з надр. Враховуючи, що існуючі системи не забезпечують достовірної інформації про зокрема водовміст за умов високого газовмісту потоку, потребує вирішення проблема розробки методів і засобів, що реалізують контроль такого типу потоків;

– трубопроводи експлуатаційної свердловини потрібно розглядати як інженерні об'єкти, що неминуче піддаються техногенній дії з боку як гірських порід, так і флюїдів, що видобуваються, тому потребує вирішення проблема оцінки та прогнозування корозійно-ерозійних процесів в трубопроводі зумовлених впливом характеру ФСтас газодовуглеводневих потоків, що в них переміщуються;

– особливість оперативного управління експлуатацією родовища, що знаходиться в завершальній стадії розробки, полягає в тому, що видобувні свердловини працюють в режимі саморегулювання, тобто їх дебіт визначається тиском на блоці вхідних ниток УКПГ. Виконання планових показників з видобутку газу в процесі роботи свердловини у вказаному режимі не дає можливості змінювати їх дебіт і вимагає забезпечення максимального коефіцієнта експлуатації свердловин. Зупинка експлуатаційної свердловини за таких умов відбувається в результаті накопичення пластової рідини, яка створює протитиск на продуктивний пласт. Тому вимагають розробки системи контролю, що забезпечують неперервний контроль фазового складу для ідентифікації потенційних закупорювань у видобувній системі (гідратами, асфальтенами, парафінами, піском, твердими осадами на стінках труби). Тут тенденція є більш важливою, ніж забезпечення значень з абсолютною точністю.

На основі аналізу потоку свердловини, як об'єкта контролю, та сучасних засобів контролю його фазового складу сформовано вимоги розроблення нових методів і пристроїв, що є оптимальними для використання у нафтовій та газовій галузі.

У другому розділі розглядаються існуючі підходи до моделювання газорідних потоків і розробляються моделі, які дають можливість прогнозувати структури таких потоків на основі апріорної інформації про умови видобутку нафтогазового та газоконденсатного потоку з високим газовмістом.

На основі вказаних залежностей одержала подальший розвиток двофлюїдна модель руху трифазного потоку для умов газоконденсатноводяного потоку з високим значенням газовмісту та тисків (до 8 МПа), для якого характерна розширована структура потоку. В основу моделювання покладено відомий набір рівнянь трифлюїдної моделі Барнеа і Тайтля модифікований Бонізі і Ісса. Альтернативним розв'язком задачі є застосування в моделі зведеної швидкості дрейфу до руху рідини, де швидкість ковзання фаз віднесена до інших частин потоку алгебраїчним виразом. Прийнятий підхід, за якого дві рідини (мається на увазі конденсат і вода) трактують як єдина рідка фаза, дає змогу зменшити число рівнянь переносу до п'яти.

Для запропонованої моделі приймаються структури потоку розширована і повністю диспергована (рис.2) - конденсато-водяний потік.

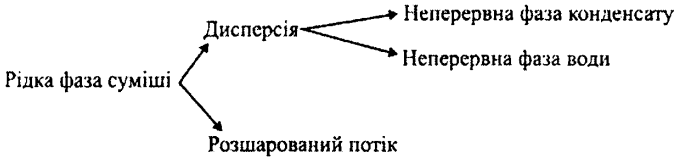


Рис. 2 - Комбінації типів потоку рідкої фази трифазового потоку моделі

Рівняння, що підлягають розв'язанню, для розшарованого снарядного горизонтального трифазового потоку, за умови відсутності передачі маси між фазами, наступні.

Рівняння неперервності для газової фази:

$$\frac{\partial(\rho_G \cdot \varphi_G)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_G \cdot \varphi_G \cdot u_G)}{\partial x} = 0, \quad (1)$$

Рівняння неперервності для рідкої фази (суміші фаз):

$$\frac{\partial(\rho_M \cdot \varphi_M)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_M \cdot \varphi_M \cdot u_M)}{\partial x} = 0, \quad (2)$$

Рівняння стану для водовмісту:

$$\frac{\partial(\rho_W \cdot C_W \cdot \varphi_M)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_W \cdot C_W \cdot \varphi_M \cdot u_M)}{\partial x} = 0, \quad (3)$$

Рівняння збереження імпульсу для газової фази:

$$\frac{\partial(\rho_G \cdot \varphi_G \cdot u_G)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_G \cdot \varphi_G \cdot u_G^2)}{\partial x} = -\varphi_G \cdot \frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\tau_{GL} \cdot S_{GL}}{A} - \frac{\tau_{wG} \cdot S_G}{A}, \quad (4)$$

Рівняння збереження імпульсу для рідкої фази (суміші фаз):

$$\frac{\partial(\rho_M \cdot \varphi_M \cdot u_M)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_M \cdot \varphi_M \cdot u_M^2)}{\partial x} = -\varphi_M \cdot \frac{\partial p}{\partial x} - \varphi_M \rho_M \frac{\partial h}{\partial x} + \frac{\tau_{GL} \cdot S_{GL}}{A} - \sum_{K=1}^N \frac{\tau_{wK} \cdot S_K}{A} + \Omega + \Psi, \quad (5)$$

де, індекси G, M, W відносяться до газової фази, суміші рідин та водяної фази відповідно. Координата напрямку руху потоку є x ; ρ - густина; φ - фазова частка потоку; C_W - водовміст потоку; u - швидкість; p - міжфазний (і газовий) тиск; h - висота рівня рідкої фази суміші; S_L і S_G - периметри стінок труби, що омиваються рідкою і газовою фазами потоку; S_{GL} - довжина міжфазної хорди на межі рідина-газ; τ - дотичні напруження; A - площа поперечного перерізу труби; β - кут нахилу труби до лінії горизонту; g - прискорення вільного падіння. Індекс N під час сумування правого боку рівняння (5) відображає число рідких фаз, що знаходяться в контакті зі стінками труби. Значення Ω та Ψ в рівнянні (5) замінюють наступні залежності, якщо потік рідин є в розшарованому стані:

$$\Omega = -\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{\varphi_M \cdot C_W \cdot (1 - C_W) \cdot \rho_W \cdot \rho_C \cdot u_S^2}{\rho_M} \right]; \quad (6)$$

$$\Psi = \frac{\pi D g}{4} \left(\frac{\varphi_M (\rho_M - \rho_C)}{\sin(\gamma/2)} \cdot \frac{\partial \varphi_M}{\partial x} - \frac{\varphi_W (\rho_W - \rho_C)}{\sin(\gamma_w/2)} \cdot \frac{\partial \varphi_w}{\partial x} \right), \quad (7)$$

де, D - діаметр труби, γ та γ_w - кути розшарування для всієї рідини та шару води.

Якщо рідини є повністю дисперговані, то $\Psi=0$.

Важливою особливістю моделі є комбінування рівнянь двох рідин для того, щоб одержати рівняння суміші. Введено нову змінну u_s , яка є швидкістю ковзання між конденсатною та водяною фазами для горизонтального потоку, тому необхідна залежача залежність її визначення :

$$u_s = \sqrt{\left| \frac{(1-C_W)\tau_{wv}S_W}{A} - \frac{C_W\tau_{wc}S_C}{A} + \frac{C_W\tau_{gc}S_{GC}}{A} \right| \cdot \frac{2A}{f_{cW}\rho_C S_{cW}}}, \quad (8)$$

де, коефіцієнт водоконденсатного міжфазного тертя позначається як f_{cW} .

Набір рівнянь (1)-(8) є системою диференціальних рівнянь часткових похідних першого порядку, який вирішувався нами чисельно за допомогою ППП Maple 11. Розв'язком є вектор F :

$$F = [\varphi_G, C_W, u_G, u_M, P]^T \quad (9)$$

і C – вектор, що містить всі алгебраїчні складові.

Наведено розрахунок для типових значень змінних потоку, що виникають у випадках реального снарядного потоку експериментально досліджених і використаних під час перевірки адекватності моделі. Математична модель розроблена для аналітичного дослідження трифазних газоводоконденсатних потоків (газ-рідина-рідина) снарядної і розшарованої структури потоку в горизонтальних трубах. В додатку дисертації наведено алгоритм та програму виконання розрахунків структури потоку в середовищі ППП Maple Waterloo 11 згідно з двофлюїдною моделлю, описаною в даному підрозділі.

На основі аналізу низки літературних джерел пропонується алгоритм ідентифікації структури потоку, в основу якого покладено підходи одновимірних емпіричних механістичних моделей.

Наведено результати розроблення методики символізації інформаційних сигналів пульсації тиску та акустичних сигналів багатофазного потоку свердловини з метою ідентифікації його структури. Інформаційні сигнали акустичних давачів і давачів гідродинамічних пульсацій тиску потоку мають суттєво стохастичну природу. Тому в процесі попереднього опрацювання сигналів давачів здійснюється їх структурування – символізації сигналу. Після підсилення, нормалізації, аналого-цифрового перетворення (АЦП) сигналів давачів одержують значення в діапазоні від 0 до 1023 (за десятиризрядного АЦП) пропорційні значенням нормалізованих сигналів. Результат АЦП інформаційного сигналу – число - сприймається процесором як адреса комірки, яку треба інкрементувати. Дана операція виконується досить швидко, тому швидкість символізації сигналу практично визначається тільки швидкодією модуля АЦП. У комірках пам'яті формується оцінка функції густини розподілу вибірки інформаційного сигналу. Поділом значення в кожній з цих комірок пам'яті на загальну кількість АЦП сигналів за час спостереження одержуємо в пам'яті символно-послідовну гістограму розподілу енергії інформаційного сигналу (рис. 3).

Вказана гістограма використовується для: визначення виду розподілу та оцінки інтервалу стаціонарності сигналу давача; одержання образу інформаційного сигналу, характерного для конкретного режиму двофазного потоку з метою ідентифіка-

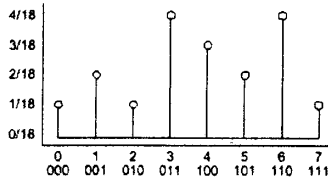


Рис. 3 - Приклад символно-послідовної гістограми для символної серії на восьми рівнях поділу діапазону сигналу (3-ри розрядне АЦП).

ції - структури потоку; одержання образу інформаційного сигналу давача, який через деякий час повинен надійти від другого давача, віддаленого від першого на задану відстань. Вказаний вище час повторення визначатиме швидкість потоку багатофазної суміші.

Для кількісної оцінки використано модифіковану ентропію Шенона, Евклідову норму (T статистика) та модифіковану χ^2 статистику.

Модифікована статистика Шенона визначається як:

$$H_s = -\frac{1}{\log_2(N_{obs})} \sum_{i=1}^{N_{obs}} p_i \cdot \log_2(p_i), \quad (10)$$

де, p_i - ймовірність (нормалізована частота появи) i -ї бінарної символної послідовності; N_{obs} - число бінарних кодових послідовностей, які дійсно з'являються в наборі даних. Евклідова норма та модифікована χ^2 статистика використовується для порівняння різних гістограм. Евклідова норма визначається як:

$$T_{EV} = \sqrt{\sum_i (X_i - Y_i)^2}, \quad (11)$$

і модифікована χ^2 статистика визначається як:

$$\chi_{EV}^2 = \sum_i \frac{(X_i - Y_i)^2}{(X_i + Y_i)}, \quad (12)$$

де X_i та Y_i - окремі ймовірності послідовностей двох інформаційних сигналів для послідовності i гістограм X та Y цих сигналів.

Оцінка та практична перевірка наведеної методології символізації інформаційних сигналів здійснена на реалізаціях сигналів, одержаних на експериментальній ділянці трубопроводу з газоконденсатним потоком. Інформаційний сигнал давача перетворюювався в пропорційний електричний, і в подальшому використовувався як інформаційний сигнал про характер гідродинамічних пульсацій двофазного потоку всередині трубопроводу. Частотний діапазон коливань становив 3-6400 Гц. На рис. 4 зображено гістограми в діапазоні сигналу від -10 до $+10$ В з кроком інтервалу дискретизації 76 мВ для сигналів, одержаних за багатофазного потоку свердловини.

Аналізу даних рис. 4 і табл. 1 свідчить, що: зміна дебіту свердловини, що веде до зміни фазового складу багатофазного потоку, в числовому вигляді призводить до зміни статистики Шенона; під час використання 26 послідовностей символізації вимірювального діапазону сигналу існує пряма пропорційність між значенням статистики Шенона та вмістом фаз багатофазової суміші; під час використання 86 інтервалів за збільшення дебіту свердловини статистика Шенона також зростає, але на її

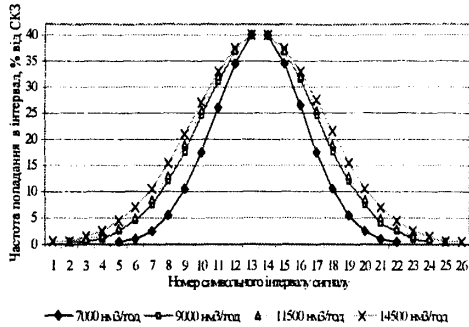


Рис. 4 - Гістограма зміни символічного перетворення інформаційного сигналу
 зміну більш суттєво впливає зміна вмісту рідкої фази (конденсату) ніж зміна вмісту
 газової фази. Це зумовлено різницею в густинах фаз потоку. Додатковим чинником
 є статичний тиск потоку.

Таблиця 1

Розрахункові значення статистики Шенона гістограм сигналів

№ п/п	Статистика Шенона H_s	Витрата газу зведена до н.у., тис.м ³ /год	Витрата конденсату, м ³ /год
1	0,3064	7	30
2	0,3275	9	32
3	0,3320	11,5	36,5
4	0,3379	14,5	38
5	0,3925	13	16,8
6	0,4155	15,5	42
7	0,4062	16,5	30
8	0,3947	22,5	35

Одержані результати дають змогу обґрунтувати можливість використання символічних значень частот попадання в окремі інтервали діапазону інформаційного сигналу, як входи до штучної нейронної мережі, реалізованої програмно в цифровому сигнальному процесорі блока оброблення інформації пристрою контролю структури потоку. Використання таких нейромережних алгоритмів оброблення інформації дає можливість забезпечити ідентифікацію структури потоку на основі тренувань розробленої системи безпосередньо за місцем вимірювань багатофазного потоку.

Для реалізації алгоритмів ідентифікації структури потоку на основі оброблення сигналів давачів пульсації тиску в пристрої контролю структури двофазового потоку використовується цифровий сигнальний процесор (ЦСП) TMS320F2812. У процесі вейвлет перетворення одержано набір значень коефіцієнтів, що відображають як частотний склад сигналу, так і розподіл інтенсивності цих частотних складових у часі. Одержаний набір коефіцієнтів є набором векторів, кожен з яких відображає розподіл енергії через однакові проміжки часу за масштабом (або за частотою) інформаційного сигналу. Одержані вектори використовуються як вхідні дані у розроб-

ці та навчанні штучної нейронної мережі, яка реалізується ЦСП, яким здійснюється і вейвлет-перетворення. Алгоритми опрацювання містять два процеси: саморозбудова мереж та мінімізація похибки. У першому процесі визначається мережева структура використовуючи вейвлет аналіз. Мережа поступово відновлює сховані вузли для ефективного і повного покриття частотно-часового регіону, зайнятого даним набором реалізацій інформаційних сигналів. Одночасно мережеві параметри адаптуються для того, щоб зберегти мережеву топологію і скористатись перевагами подальшого процесу. У другому процесі мінімізуються апроксимації плинних значень похибок, використовуючи адаптаційні методи, що базуються на алгоритмах мінімуму суми квадратів відхилень (LMS). Параметри ініціалізованої мережі адаптуються використовуючи метод градієнтного найшвидшого спуску (steepest gradient-descent method) мінімізації. Кожен схований вузол має квадратне вікно в часо-частотному поданні. Приймається, що мережева вихідна залежність задовольняє допустимі умови і мережа в достатній мірі апроксимує тип структури потоку за характером вхідних сигналів (пульсації тиску), тобто часо-частотний регіон ефективно по-критий K вікнами. Апроксимований сигнал (по одній складові потоку) мережі $\hat{y}(t)$ записується у вигляді:

$$\hat{y} = u(t) \sum_{k=1}^K w_k \cdot h_{a_k, b_k}(t), \quad (13)$$

де K – число віконних вейвлетів, w_k – вагові коефіцієнти.

Параметри нейромережі w_k , a_k і b_k оптимізуються методом найменших квадратів мінімізацією цільової функції або функції енергії, E на всьому проміжку часу t .

$$e(t) = y(t) - \hat{y}(t), \quad (14)$$

де $y(t)$ є реальні значення цільової функції (значення типу структури потоку). Функція енергії може бути визначена як:

$$E = \frac{1}{2} \sum_{t=1}^T e^2(t). \quad (15)$$

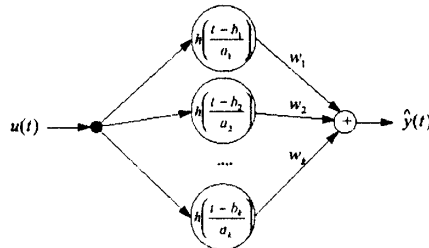


Рис. 5 - Адаптивна wavenet структура

Для мінімізації E використовується метод найшвидшого спуску, який вимагає адаптації градієнтів $\frac{dE}{dw_k}$, $\frac{dE}{da_k}$, $\frac{dE}{db_k}$ шляхом інкрементних змін кожного з параметрів w_k , a_k і b_k . Для материнського вейвлету Морле градієнти становлять:

$$\frac{\partial E}{\partial w_k} = -\sum_{\tau=1}^T e(\tau) \cdot h(\tau) \cdot u(\tau), \quad (16)$$

$$\frac{\partial E}{\partial b_k} = -\sum_{\tau=1}^T e(\tau) \cdot u(\tau) \cdot w_k \frac{\partial h(\tau)}{\partial b_k}, \quad (17)$$

$$\frac{\partial E}{\partial a_k} = -\sum_{\tau=1}^T e(\tau) \cdot u(\tau) \cdot w_k \tau \frac{\partial h(\tau)}{\partial b_k} = \tau \frac{\partial E}{\partial b_k}, \quad (19)$$

$$\text{де } \tau = \frac{t - b_k}{a_k}.$$

Інкrementні зміни кожного коефіцієнта є від'ємними значеннями градієнтів:

$$\Delta w = -\frac{\partial E}{\partial w}, \Delta b = -\frac{\partial E}{\partial b}, \Delta a = -\frac{\partial E}{\partial a} \quad (20)$$

для кожного коефіцієнта w , b , a мережі адаптація здійснюється відповідно до правила:

$$w(n+1) = w(n) + \mu_w \Delta w, \quad b(n+1) = b(n) + \mu_b \Delta b, \quad a(n+1) = a(n) + \mu_a \Delta a \quad (21)$$

де μ є фіксованим значущим параметром у навчанні нейронної мережі.

Реалізація вказаного алгоритму первинного оброблення інформаційних сигналів, формування структури та адаптація нейромережевого алгоритму генерування інформації про структуру газорідного потоку на базі цифрового сигнального процесора з електроперепрограмованою (flash) пам'яттю дає змогу забезпечити технічну реалізацію як навчання й оптимізації нейронної мережі, так і уточнення в процесі налагодження пристрою параметрів вейвлет перетворення.

У **третьому розділі** розроблено методи визначення вмісту рідкої та газової фаз у трикомпонентному газорідному потоці. Під час вимірювання витрати багатофазного потоку Q , яким є газорідний трикомпонентний потік газу, конденсату (або нафти) і води, маємо за рівності швидкості рідких фаз:

$$Q = A \cdot (U_G \cdot (1 - (\varphi_c + \varphi_w)) + U_L \cdot (\varphi_c + \varphi_w)) \quad (22)$$

де U_G, U_L , – швидкість відповідно газової, суміші конденсатної та водяної фаз потоку; A , – площа перерізу труби.

Об'ємний вміст фази потоку визначається як відношення об'єму, зайнятого визначеною фазою потоку до внутрішнього контрольного об'єму трубопроводу. Аналіз рівняння свідчить, що для визначення фазового складу багатофазного (трикомпонентного) потоку в режимі реального часу необхідно визначати в такому режимі одночасно чотири параметри: швидкість газової фази U_G , швидкість рідкої фази U_L , об'ємний вміст конденсатної (рідкої) фази φ_c та об'ємний вміст водяної фази φ_w . Для газової фази характерна суттєва стискуваність, тому для визначення нормальної витрати газу необхідно здійснювати вимірювання значень тиску P і температури T за місцем вимірювання. Водовміст рідкої фази визначаємо як відношення об'ємного вмісту водяної фази до об'ємного вмісту рідкої фази в потоці $C_w = \varphi_w / \varphi_L$, тоді залежність для визначення об'єму рідини в контрольному об'ємі перерізу трубопроводу за наявності інформації про водовміст потоку (визначається за допомогою застосування потокового вологоміра) набуде вигляду:

$$Q_L = \rho_L \cdot \varphi_L = \rho_c \cdot (\varphi_L - C_w \cdot \varphi_L) + \rho_w \cdot C_w \cdot \varphi_L. \quad (23)$$

Основна відмінність газової і рідкої фаз потоку, яку пропонується брати як ба-

зову для визначення фазового складу, є питома вага. Рідина (конденсат, нафта, вода) за нормальних умов має густину в три рази більшу, ніж газова фаза потоку. Тому якщо розглянути уявний циліндр ділянки трубопроводу довжиною $H = 1$ см, то вага газової фази потоку, що знаходиться в цьому об'ємі, суттєво менша на фоні ваги рідкої фази потоку цього ж об'єму, навіть під час підвищення тиску до 8 МПа, коли густина газу зростає. Це дає можливість запропонувати реалізацію гідростатичного методу визначення фазового складу потоку на ділянці трубопроводу (рис.6)

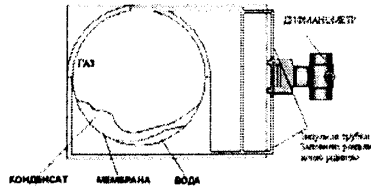


Рис. 6 - Схематичне відображення конструкції трубної вставки вимірювання фазових часток газорідного потоку

Якщо здійснювати з високою частотою зважування такого виділеного об'єму і враховуючи, що відомі значення такого взірцевого об'єму та густини конденсату і води, то фазові частки потоку визначаються виходячи з геометричних розрахунків та на базі вимірювання гідростатичного тиску в перерізі трубопроводу. Еквівалентна висота рівня рідини h_L у трубопроводі визначається на основі вимірювання диференційного тиску P_{dif} між верхньою і нижньою точками в перерізі горизонтального трубопроводу з потоком:

$$h_L = \frac{P_{dif}}{(\rho_L \cdot g)} \quad (24)$$

А з урахуванням ваги газової фази та довмісту:

$$h_L = \frac{P_{dif} - g\rho_g D_{vn}}{g(\rho_w C_w + \rho_i(1 - C_w) - \rho_g)} \quad (25)$$

Площа сектора перерізу труби, зайнятого рідкою фазою потоку:

$$A_L = \frac{\left(s_L \cdot \left(\frac{D_{vn}}{2} \right) - S_{GL} \cdot \left(\frac{D_{vn}}{2} - h_L \right) \right)}{2} \quad (26)$$

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

$$A_G = A - A_L, \quad A_W = C_W \times A_L, \quad A_C = A_L - A_W \quad (27)$$

З метою попередньої фільтрації та опрацювання інформаційних сигналів первинного перетворювача нами застосовуються алгоритми вейвлет-фільтрації та алгоритми оброблення інформації на базі штучних нейронних мереж.

У процесі збільшення швидкості потоку різниця густин газової і рідких фаз потоку призводить до збільшення різниці в швидкостях фаз потоку і виникнення так званого «ковзання» фаз потоку. Оскільки газова і рідка фази потоку рухаються з різними швидкостями, то це завжди призводить до виникнення завихрення на межі фаз, оскільки в окремих точках приграничних об'ємів потоку існує градієнт швидкостей і рідке середовище під дією зовнішніх сил потоку змінює свою форму. Для

багатофазного потоку є характерною генерація завихрень потоку, і, як наслідок, виникнення когерентних утворень, що характеризуються газогідродинамічними пульсаціями і акустичними шумами у потоці. Незважаючи на стохастичну природу турбулентності потоку, вказані вище сигнали когерентних утворень, використано як «реперні» точки рухомого потоку. Завихрення, утворюючись в потоці, переносяться з середньою швидкістю руху потоку. Тоді, вимірюючи швидкість руху завихрень вимірюється і швидкість руху потоку. Для цього два акустичні давачі в захисних акустичних камерах встановлено в/або на трубопровід двофазового потоку на фіксованій відстані L . Флуктуації тиску і акустичний шум, генерований рухомим завихренням потоку, послідовно реєструється спочатку першим акустичним давачем, а після, через деякий проміжок часу t , другим давачем, встановленими співвісно з першим. Поділом значення L на t одержимо значення швидкості руху середовища. Постає проблема визначення параметра t , як максимуму функції кореляції сигналів двох давачів у потоці. Враховуючи стохастичний характер гідродинамічних пульсацій і акустичних шумів у потоці вказане завдання вимагає попереднього опрацювання сигналів давачів перед визначенням їх кореляційних функцій.

Нами пропонується таке опрацювання виконати після багаторівневої декомпозиції реалізацій інформаційних сигналів за допомогою вейвлет трансформації сигналів давачів. У процесі декомпозиції один набір даних A_{n-1} міститиме особливості сигналу на більшому масштабі, ніж вихідний набір, а другий набір D_{n-1} відобразить відмінності між наборами A_n та A_{n-1} , які, як правило, мають вигляд високочастотних складових вхідного A_n набору даних сигналу давача. Для операції декомпозиції на наступному рівні за вихідний набір береться набір даних A_{n-1} , а в результаті декомпозиції одержуємо відповідно набори A_{n+2} і D_{n+2} з більшим масштабом сигналу та більшою деталізацією сигналу. Для кожного рівня декомпозиції визначається взаємокореляційна функція між відповідними наборами сигналів двох давачів. Максимуми функції вказують на рівень подібності сигналів на різних рівнях декомпозиції. Аргумент взаємокореляційної функції за її максимального значення чисельно дорівнює шуканому часу t .

Для оцінки взаємокореляційної функції результату декомпозиції на рівні n (апроксимаційної складової) визначасмо корелограму

$$C_m^{An} \approx C^{An}(\Delta t \cdot m) = \frac{1}{N-m} \sum_{k=0}^{N-m-1} a1_k^n \cdot a2_{k+m}^n, \quad (28)$$

де, Δt – час дискретизації сигналу датчиків; $m = 0, 1, \dots, (N-1)$ – кількість зсувів між відліками двох сигналів (еквівалент τ для неперервної взаємокореляційної функції); k – номер відліку сигналу у виборці; N – об'єм вибірки; $a1_k^n$ та $a2_{k+m}^n$ – значення коефіцієнтів результатів декомпозиції (апроксимація) на рівні n сигналів відповідно першого і другого давачів.

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

$$C_m^{Dn} \approx C^{Dn}(\Delta t \cdot m) = \frac{1}{N-m} \sum_{k=0}^{N-m-1} d1_k^n \cdot d2_{k+m}^n, \quad (29)$$

де, $d1_k^n$ та $d2_{k+m}^n$ – значення результатів декомпозиції (деталізація) на рівні n сигналів відповідно першого і другого давачів.

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

$$t_G = \max_{n=1}^{N/2} (C_m^{D_n}), \quad t_L = \max_{n=1}^{N/2} (C_m^{L_n}) \quad (30)$$

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

Удосконалено імпедансний метод для поточного вимірювання водовмісту в газорідному потоці з високим газовмістом. Розглянуто фізичні основи імпедансного методу контролю потоку. Давач імпедансу є спеціально адаптованим для вимірювань об'ємних часток води (водовмісту) в нафтогазових або газоконденсатних потоках з високим газовмістом і статичним тиском. Принцип вимірювання базується на положенні, де різниця в провідності різних компонентів чи фаз, що протікають між двома обкладками конденсатора (електродами), робить ємність і провідність між ними залежною від відношення концентрацій компонентів або фаз у потоці. Зв'язок між відношенням концентрацій і провідністю та ємністю суміші є не лінійним, і залежить від просторового розміщення компонентів або фаз у суміші (режиму потоку). Дослідження показали, що незважаючи на суттєву залежність імпедансних методів від режиму потоку, за умови вдосконалення методики вимірювань та конструкції первинного перетворювача вказані методи можуть бути використані для вимірювання концентрацій, якщо різні компоненти є гомогенно перемішані.

Давач водовмісту, розроблений в коаксіальному виконанні електродів, містить два ізовані внутрішні електроди, що утримується всередині труби. Електричне поле в давачі є негомогенним, але симетричним вздовж осі труби. Чутливість до змін у концентрації рідини є найбільшою біля внутрішніх електродів. У роботі аналізується еквівалентна схема давача такої будови. Чутливість давачів імпедансу залежить від розподілу компонентів у суміші, тому достовірні вимірювання можуть бути виконані тільки тоді, коли режим потоку є сталий і відомий. Більшість контрольованих режимів є гомогенними потоками, де два рідкі компоненти добре перемішані. Відомі формули для проникності і провідності гомогенних сумішей двох різних матеріалів.

Частка площі перерізу трубопроводу, зайнята водою, визначається методом, в основу якого покладена залежність імпедансу газорідного потоку від часток води і конденсату (нафти) рідкої фази потоку. З цієї метою розроблено конструкцію циліндричного імпедансного давача, побудованого за принципом «труба в трубі» (рис. 7). Внутрішній і зовнішній діаметри обкладки давача відрізняються на δD_m , де D_m – діаметр основного трубопроводу. Давач розташований в розширеній на величину δD_m частині трубопроводу для компенсації площі поперечного перерізу тіла внутрішньої обкладки (труби). Для газоконденсатних потоків характерні значення газовмісту порядку 90% і більше за об'ємом та, відповідно, розшарована або кільцева структура потоку. Тому для підвищення чутливості первинного перетворювача во-

довмісту його конструкцію виконано таким чином, що під час руху потоку плівка рідини (конденсат+вода) попадатиме в міжтрубний зазор. За таких умов суттєво збільшується діелектрична проникність, а отже і чутливість давача водовмісту конденсаторного типу. Однією обкладкою давача є зовнішня труба, а двома іншими - дві обкладки (електроди) розрізаної вздовж внутрішньої труби.

Контрольований потік проходить у міжтрубному просторі на ділянці довжиною до 1 м, для якого визначається залежність (годограф) активної і реактивної складових імпедансу потоку як функції водовмісту потоку на фіксованих з кроком 500 Гц частотах в діапазоні 5000 – 100000 Гц. Форма такого годографу залежить від значення водовмісту, що практично дає змогу визначати його шляхом порівняння та інтерполяції із формами еталонних годографів, збережених таблично в цифровій пам'яті обчислювача.

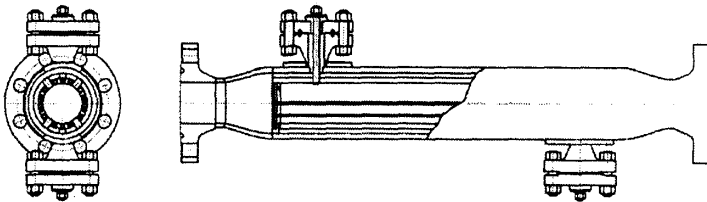


Рис. 7 - Конструкція імпедансного давача для контролю водовмісту потоку в умовах газоконденсатного промислу

В *четвертому розділі* наведено експериментальні дослідження методів, які виконувались на спеціально створених лабораторних установках та на установці в умовах морського газоконденсатного промислу. На рис. 8а зображено вузол вимірювання диференційного тиску, а на рис. 8б – загальний вигляд вимірювальної ділянки, на яку подавалась за тиску до 0,15 МПа, газорідинна суміш. Газова фаза (повітря) подавалось на вимірювальну ділянку з ресивера поршневого компресора, а рідка фаза (вода або гас) впорскувались під тиском, еквівалентним тиску магістралі через вмонтовану у вимірювальну ділянку інжекційну форсунку. Об'єм подачі рідкої фази потоку задавався двома попередньо каліброваними параметрами: часом та частотою відкриття форсунки. Електромагнітний клапан керувався мікропроцесорним контролером PIC18F452 через силовий модуль. Дані про параметри комутації, тиск на вимірювальній ділянці та температуру реєструвались мікроконтролером і передавались через інтерфейс RS232 в персональний комп'ютер устаткування.

За результатами лабораторних випробувань методу розроблено конструкцію та виготовлено міжфланцеву вставку для реалізації гідростатичного первинного перетворювача в умовах газоконденсатного промислу.

Відповідно до плану досліджень, ДАТ «Чорноморнафтогаз» виконано комплекс робіт з монтажу розробленого в ІФНТУНГ блоку первинних перетворювачів пристрою контролю структури і фазового складу газорідинного потоку на морському шельфовому газоконденсатному промислі МСП-17 та врізці його в трубопровід дослідної лінії промислу.

На рис. 9 зображено схему врізки в дослідну лінію газового промислу МСП-17

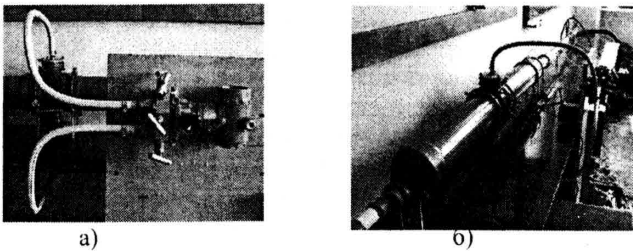
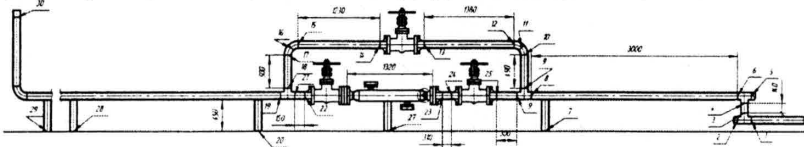


Рис. 8 – Лабораторна експериментальна установка для дослідження гідростатичного методу контролю фазового складу потоку

блоку первинних перетворювачів вимірювальної ділянки пристрою. На ділянці довжиною 3 м встановлюються два акустичні давачі визначення швидкості потоку свердловини. Газоконденсатний потік свердловини попадає на вимірювальну ділянку з акустичними давачами після штучної турбулізації його гідравлічним опором двох Т-подібних трійників на початку вимірювальної ділянки. Залежно від витрати фаз потоку кожної з 14 свердловин промислу, потоки яких по черговою комутуються на вимірювальну ділянку, здійснюється імітація різних режимів руху газорідного потоку, витрат фаз потоку за різних швидкостей потоку. Перевагою такої експериментальної установки є використання реальних флюїдів свердловин за реальних термодинамічних умов (тиск до 9,0 МПа, температура до 38 °С).



1÷30 - номери зварних швів, які виконані для труби діаметром 114 мм в процесі врізки вимірювальної ділянки; потік рухається справа наліво

Рис. 9 - Вимірювальна ділянка дослідної лінії газового промислу МСП-17 з блоком первинних перетворювачів пристрою контролю фазового складу потоку.

Як акустичні давачі використано калібровані ідентичні мікрофони з вузьконаправленою діаграмою сприйняття, які за допомогою спеціальних корпусів кріпились на поверхню трубопровода. Це дало змогу одержати реалізації сигналів шумів гідродинамічних пульсацій потоку з частотами до 4,5 кГц. Запис проводився протягом 5 хв. Відстань між давачами вибиралась з фіксованого набору значень (0.5 м, 0.75 м, 1 м, 1.25 м, 1.5 м) залежно від дебіту свердловини.

Опрацювання експериментальних даних здійснювалось за допомогою спеціалізованого модуля *Wavelet Toolbox* ППП *MATLAB*, а відлагоджені алгоритми для пристрою контролю структури та витрати фаз потоку розроблено в середовищі *Code Composer Studio* для цифрового сигнального процесора TMS320F2812.

На рис. 10 зображено для прикладу результати 8-ми рівневої вейвлет декомпозиції реалізації (8192 точки, за частоти дискретизації 44 кГц, тривалість реалізації приблизно 186 мс) сигналу акустичного давача газоконденсатного потоку за допо-

могою дискретних вейвлетів Дебеші db4. Вже на рівнях деталізації d6 і вище присутні характерні модуляційні биття сигналу, що характеризують наявність завихрення навколо рухомих часток газової фази потоку. На останньому восьмому рівні апроксимації сигналу давача a8 одержуємо практично гладкий сигнал, сингулярності якого є подібними для двох давачів, а тому спрощують вид функції їх взаємної кореляції для визначення швидкості рідкої фази потоку.

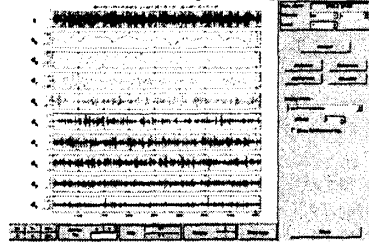


Рис. 10 - Восьмирівнева вейвлет-декомпозиція реалізації сигналу акустичного давача газоконденсатного потоку за допомогою дискретних вейвлетів Дебеші db4.

На рис. 11 зображено графічне відображення однієї з виборок двох синхронно зареєстрованих акустичних сигналів давачів, встановлених на трубопроводі з багатофазним потоком. Згладження цих сигналів за допомогою простих алгоритмів нелінійних трендів, вбудованих ППП Excel, свідчить що сигнал на одному з давачів переує аналогічному сигналу на другому давачі. За більш детального аналізу цих сигналів методами вейвлет декомпозиції одержується інформація про затримки між окремими його складовими. На основі цієї інформації робиться висновок про швидкості газової та рідкої фаз потоків. У додатку роботи наведено розроблену програму вейвлет декомпозиції, за допомогою якої цифровий сигнальний процесор здійснює оброблення інформації в режимі реального часу.

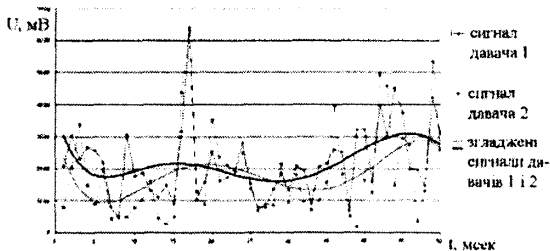


Рис. 11 - Характер зміни акустичних сигналів двох давачів, рознесених на відстань 1 м вздовж трубопроводу з потоком (зі степеневою апроксимацією).

Експериментальні дослідження імпедансного методу контролю водовмісту потоку проводились на лабораторній установці. Імпедансний давач водовмісту для лабораторних випробувань виготовлений в пропорційно зменшеному вигляді з урахуванням критеріїв подібності до реального імпедансного давача промислу. Враховуючи, що на значення вимірюючого імпедансу потоку впливає велика група факторів: температура, тиск середовища, електромагнітні завади, окислення стінок труби да-

вача, солоність води, наявність домішок в газі та воді, то вимірювати абсолютні значення імпедансу як функцію водовмісту на одній частоті роботи давача не доцільно. Тому було розроблено пристрій, що вимірює імпеданс давача водовмісту в широкому діапазоні частот від 5000 до 100000 Гц з дискретністю 500 Гц.

У зв'язку з тим, що на характер залежності істотно впливає робоча частота давача імпедансу, а аналітично вивести таку залежність досить складно, доцільно для забезпечення максимальної чутливості вимірювань здійснювати вимірювання діелектричних властивостей в широкому діапазоні частот 5000-100000 Гц. При цьому використовується генератор качаючої частоти. Інформаційним параметром, який безпосередньо оцінюється пристроєм і за яким визначається водовміст, є набір значень сигналів давача у вказаному діапазоні частот. З урахуванням того, що такий сигнал містить активну і реактивну складові, доцільно його подати у формі годографа і оцінювати його зміни як зміни форми годографа сигналу. Для технічної реалізації вказаного пристрою використовувався електронний модуль на базі інтегральної схеми AD5933 – система високоточного перетворювача імпедансу.

Проведені нами дослідження залежності вихідних значень дійсної і уявної частин інформаційного сигналу давача за різного заповнення зазору між обкладками давача газозоводоконденсатною (як конденсат брався газ) сумішею показали доцільність використання методу для технологічного контролю водовмісту на окремих ділянках технологічного ланцюга. На рис. 12 зображено графіки значень сигналу давача як функції частоти задаючого генератора за різного заповнення газозоводоконденсатною сумішею зазору між обкладаннями давача, що відповідає різним значенням ємності. На рис. 13 зображено годографи інформаційного сигналу давача водовмісту потоку при зміні його ємності відповідно 47пФ, 51 пФ, 151 пФ (зі збільшенням водовмісту). Такий набір даних годографа після калібровки пристрою запам'ятовується в табличній області пам'яті мікропроцесора. Ця пам'ять містить комплект таких годографів по кожній свердловині по 10-15 рівнях водовмісту. Це дає змогу врахувати відмінності діелектричних властивостей води і конденсата по кожній свердловині. Визначення конкретного значення водовмісту здійснюється в процесі інтерполяції табличних значень водовмісту, як функції імпедансу.

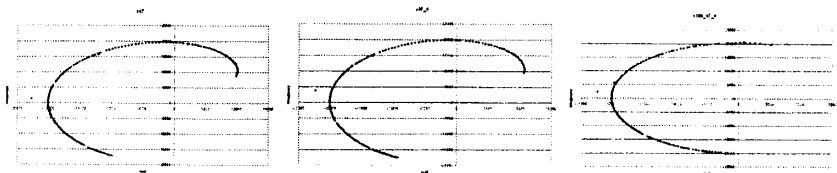


Рис. 12 - Зміна форми годографа інформаційного сигналу давача водовмісту потоку за зміни параметра ємності потоку відповідно 47пФ, 51 пФ, 151 пФ.

Наведені результати показують, що з допомогою запропонованого пристрою імпедансним методом можна реалізувати технологічний контроль за процесом контролю водовмісту потоку на рівні відносної похибки 3-4% за об'ємом.

В п'ятому розділі розглянуто методологія прогнозування та оцінки корозійно-ерозійних пошкоджень трубопроводів за наявності інформації про структуру та фа-

зовий склад потоку експлуатаційних свердловин.

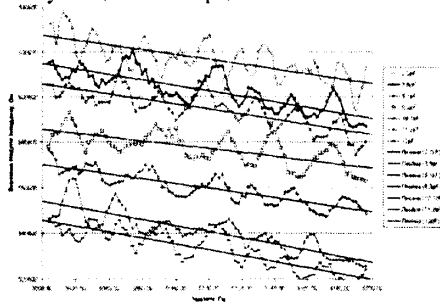


Рис. 13 - Зміна інформаційного сигналу імпедансного давача водовмісту потоку при зміні параметра ємності потоку відповідно 2.2пФ, 3.9 пФ, 5.1 пФ, 8.2 пФ, 10.1 пФ, 11.2 пФ 12 пФ в діапазоні частот 5000 - 5200 Гц з дискретністю 2 Гц.

Проблема комплексного контролю дебіту газу, рідких і твердих домішок найгостріше постає в процесі розробки газового родовища в період спаду видобутку. Саме поява рідких і твердих механічних домішок у продукції газових свердловин є причиною обмеження їх дебіту і зниження видобутку на родовищі. Щоб не допускати аварійних зупинок свердловин, необхідно вести безперервний контроль фазового складу і вмісту рідини в продукції свердловини. На основі одержаної інформації доцільно своєчасно проводити комплекс геолого-технічних заходів, які дають змогу продовжити термін експлуатації свердловини із заданням оптимального технологічного режиму. Відсутність контролю за вмістом рідини в продукції призводить до істотного зниження надійності експлуатації газових свердловин, а також до зниження ефективності керування режимами їх роботи.

Доцільним є застосування пристроїв, які б у процесі експериментальних досліджень структури газорідних потоків дали можливість створити таку базу даних і реалізувати пошук у ній інформації про фазовий склад потоку під час оперативного контролю структури потоків експлуатаційних свердловин. При цьому обов'язковою умовою є забезпечення можливості подальшого уточнення даних у цій базі в процесі експлуатації пристрою. Вказану проблему під час розгляду об'єкта контролю як "чорного ящика" пропонується вирішувати двома методами: 1) поєднанням табличного пошуку з інтерполяцією; 2) реалізацією нейронних мереж.

За тривалій експлуатації морських газоконденсатних родовищ спостерігається підвищення інтенсивності зношення металевих трубопроводів та арматури, особливо тих, що знаходяться в зоні гирлової об'язки свердловин. В окремих випадках це призводить до виникнення аварій внаслідок розгерметизації трубопроводів, їх зміщення та деформації. Як показав аналіз аварійних ділянок трубопроводів вони зруйнувались внаслідок інтенсивного зменшення товщини стінок та корозії. У більшості випадків зменшення товщини стінок трубопроводів мало нерівномірний "борозноподібний" характер. Це дало змогу стверджувати, що інтенсивне зношення стінок трубопроводу було спричинене не його старінням, а компонентами багатofазного потоку, який транспортувався трубопроводом.

Для оцінки впливу потоків свердловин на ступінь зношення трубопроводів

проаналізовано дані витратоміру газу на виході замірного сепаратора та давачів тиску кількох свердловин. Як показав аналіз, газовий потік у цих свердловинах не був гомогенним, а мав багатофазну структуру. За тривалої експлуатації родовища тиск у ньому падає, від постійної вібрації трубопроводу слабшає його пристінковий контакт з породою, що створює можливість проникнення морської води в зону свердловини. Внаслідок підвищення вологовмісту потоку можуть траплятися обвали, що спричиняє появу піску і абразиву в сировинному потоці свердловин, створюється можливість винесення мілкодисперсних частинок породи по трубопроводу на поверхню. Ці частинки внаслідок турбулізації потоку на згинах трубопроводу створюють інтенсивне тертя до його стінки. Чим більший час винесення твердих частинок і стабільніший потік у цей час, тим інтенсивнішим є процес зношування внутрішньої стінки трубопроводу.

Запропонована система оперативного контролю за станом трубопроводу як за появи в багатофазному потоці твердої фази, так і за її відсутності. Система дає змогу оперативно реагувати на появу твердої фази шляхом подачі аварійних сигналів оператору та керування роботою аварійної апаратури. Крім того, система постійно здійснює вимірювання товщини стінки трубопроводу, що дає змогу визначити його корозію та залишковий ресурс. Дані від системи можуть передаватися і прийматися радіоканалом, через який можна керувати роботою системи.

Структурна схема системи контролю зображена на рис. 14. Звукові, ультразвукові та температурні давачі закріплюються у місці згину трубопроводу за допомогою стяжної фторопластової обойми. Роботою ультразвукових давачів керують генератори 1, 3. Дані від ультразвукових давачів надходять на підсилювачі 2 та 4, а потім на детектори 7 і 8. З виходів детекторів сигнали надходять на мікропроцесорний контролер 16. Контролер 16 також керує роботою ультразвукових генераторів 1, 3 для здійснення одиничного або диференційного вимірювання. Сигнали з акустичних давачів надходять на комутатор 5. Залежно від вибраного виду вимірювань до виходів давачів приєднуються диференційний 9 або звичайний 10 підсилювачі. Виходи з підсилювачів залежно від виду вимірювань комутуються комутатором 11, після чого подаються на нормуючий підсилювач 12. Давач температури під'єднано до попереднього підсилювача 6, вихід якого з'єднаний з нормуючим підсилювачем 13.

У зоні трубопроводу, після його згину, розміщено давач тиску, який під'єднано до підсилювача 11 та нормуючого перетворювача 14. Сигнал з виходу нормуючого перетворювача 14 надходить на вхід мікропроцесорного контролера 16. Контролер 16 керує всіма комутаторами сигналів. Також він керує аварійною сигналізацією 15 (яка виводиться на пульт оператора) та створює керуючі сигнали на елементи аварійного керування 17. Виміряні значення товщини трубопроводу, тиску та температури виводяться на індикацію 18. Система передбачає передачу даних радіоканалом 19, через який можливе і її керування. Система розміщується на трубопроводі в зонах гідравлічних опорів і працює неперервно. Сигнали акустичних давачів обробляються мікроконтролером 16 за допомогою вейвлет-фільтрації та алгоритмів нейронних мереж. Дані від ультразвукових давачів вимірюються класичним Уз-товщиноміром, реалізованим програмно на мікропроцесорному контролері 14. За допомогою диференційних та одиничних вимірювань система дає змогу підвищувати їх чутливість і виявляти "корковий режим" течії.

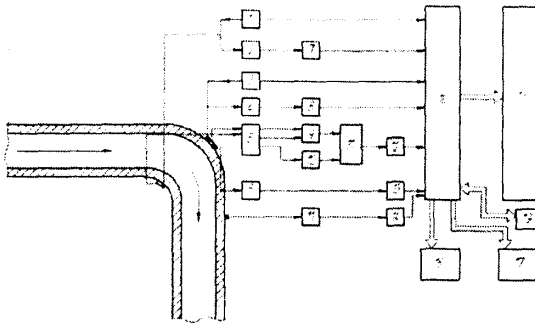


Рис. 14- Функціональна схема пристрою моніторингу трубопроводу

Система дає змогу оперативно оцінювати корозію стінки трубопроводу під час проходження газорідного потоку, а також з високою швидкістю реагувати на появу в ньому твердої фази. Структура потоку в середині трубопроводу є багатофазною, для якої характерний турбулентний режим течії. На даний час відсутні однозначні аналітичні моделі генерації акустичних сигналів такими потоками. Для оброблення таких дискретизованих стохастичних акустичних сигналів розроблено спеціалізовану штучну нейронну мережу для ідентифікації режиму течії, за якого в потоці присутня тверда фаза в критичній кількості.

Найбільш примітним прикладом представлення знань у нейронній мережі є система з використанням луна-локації стінки трубопроводу. Маючи постійну і досить точну інформацію від УЗ давача товщиноміра, стаціонарно встановленого на трубопроводі, про товщину стінки труби пропонується система спочатку навчати після препроцесорного оброблення нейромережевий класифікатор, а в подальшому використовує вказану інформацію для класифікації фазового складу потоку.

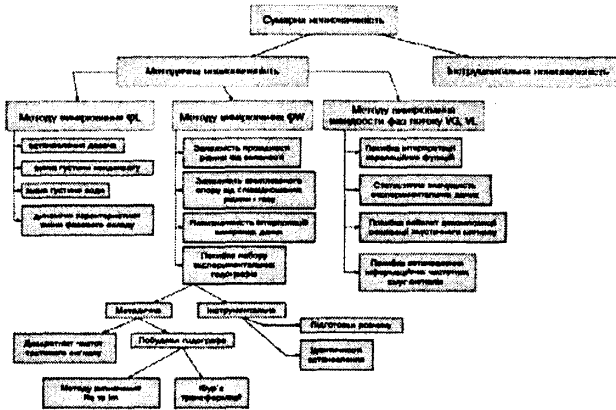
Таким чином, реалізація запропонованої системи дає змогу адаптувати алгоритм технічного моніторингу до умов контролю досить складних об'єктів, забезпечуючи при цьому інваріантність систем оброблення інформації до впливу збурюючих чинників, що не несуть корисної інформації.

У шостому розділі викладено аналіз нормативного забезпечення вимірювання кількості води, конденсату і газу в процесі видобування вуглеводневої сировини. Проаналізовано особливості метрологічного аналізу системи безсепараційного контролю структури та вимірювання витрати фаз газорідного потоку свердловин. Виконано аналіз складових невизначеності розробленої інформаційно-вимірювальної системи контролю ФСтас газорідного потоку з високим значенням газового вмісту. На основі аналізу описаних вище методів і засобів, які реалізують систему безсепараційного контролю ФСтас потоку, розроблено метрологічну модель системи, зображено на рис. 16.

Розрахунок інструментальних складових невизначеності здійснено окремо по кожному каналу вимірювання з урахуванням точності засобів вимірювання, які містять дані канали.

Сумарна інструментальна невизначеність системи під час вимірювання вмісту кожної з фаз потоку з урахуванням розрахованих складових складає:

$$\delta u_{\text{max}} = \sqrt{\delta u_{\text{DP}}^2 + \delta u_p^2 + \delta u_T^2 + \delta u_Z^2} = 1,782 \% \quad (31)$$



ϕL – істинний вміст рідини в ділянці перерізу трубопровода з потоком
 ϕW – істинний водовміст в ділянці перерізу трубопровода з потоком

Рис. 16 - Блок-схема складових сумарної невизначеності вимірювань

Методичні складові невизначеності вмісту фази потоку (для K -ї фази) розраховувались як сумарні невизначеності, виходячи із залежності за формулами:

$$U_{Q_k} = \sqrt{\left(\frac{\partial Q_k}{\partial V_k}\right)^2 \cdot U_{V_k}^2 + \left(\frac{\partial Q_k}{\partial A_k}\right)^2 \cdot U_{A_k}^2} \quad (32)$$

Значення відносних невизначеностей вимірювання вказаних вище фазовмістів визначено шляхом їх зведення до відповідних максимальних значень вмісту фаз.

Наведено матеріали, пов'язані з розробкою конструкції інформаційно-виміральної системи контролю ФСтАС газорідного потоку. Враховуючи, що трубна вставка з первинними перетворювачами знаходиться в умовах потоків експлуатаційних свердловин діючого морського промислу, виконано розрахунки на міцність та герметичність виміральної ділянки трубопроводу блока первинних перетворювачів. Проведено розрахунки за допомогою сертифікованої програми «Старт» та результати моделювання вимірюваної ділянки в середовищі SolidWork (рис.17).

Разом з ДАТ «Чорноморнафтогаз» виконано комплекс робіт з врізки в трубопровід дослідної лінії блоку первинних перетворювачів пристрою контролю на МСП-17. Розроблено технічні умови на інформаційно-вимірвальну систему. На рис. 19а приведено схематичне зображення (рис. 19б приведено фотозображення) врізки в дослідну лінію газового промислу МСП-17 блоку первинних перетворювачів виміральної ділянки пристрою контролю структури потоку.

Аналіз технологічних параметрів газоконденсатних потоків свердловин, фізичних властивостей флюїдів свердловин, даних промислових замірів, математичного моделювання й експериментальних досліджень в умовах лабораторії дав змогу розробити структурну схему (рис.18) та конструкції окремих вузлів пристрою контролю газорідного потоку.

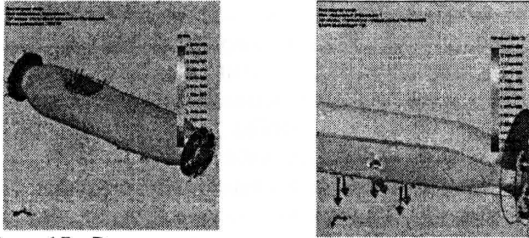
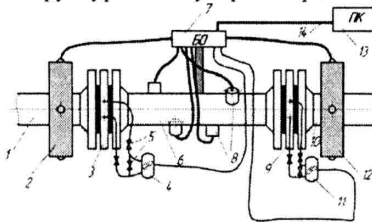


Рис. 17 - Результати моделювання статичних напружень у трубопроводі вставки методом кінцевих елементів у ППП SolidWork.

Для визначення швидкості газової фази потоку використано дві групи акустичних датчиків, рознесених на трубопроводі на фіксовану відстань. Послідовно ресетруючи ці сигнали двома групами датчиків і визначивши їх взаємкореляційну функцію, визначається швидкість руху газової фази потоку. Для визначення швидкості руху рідкої фази потоку використовується взаємкореляційна функція двох диференційних датчиків тиску. Враховуючи, що питома вага рідкої фази на порядок вища ніж питома вага газу за тиску на місці, зміна диференційного тиску перпендикулярно до осі трубопроводу вимірювання у двох точках дає можливість вимірювати швидкість рідкої фази потоку. Для визначення вмісту рідини в потоці основним параметром для розширеної структури потоку є рівень рідини.



1- вхідна ділянка трубопроводу; 2,12 – перша і друга накладки кріплення акустичних датчиків; 3, 9 – перша і друга вставки відводу сигналів для диференційних датчиків тиску; 4, 11 – перший і другий диференційні манометри; 5- система кранів датчиків тиску; 6 – ділянка давача контролю водовмісту; 7 – блок збору та первинної обробки інформації датчиків; 8 – виводи електродів давача водовмісту; 10- вихідна ділянка трубопроводу; 13- персональний комп'ютер.

Рис. 16 – Структурна схема пристрою контролю

Для цього використовуються диференційні датчі тиску які з частотою 20 Гц здійснюють вимірювання гідростатичного тиску у двох перерізах труби. Для реалізації цього розроблена міжфланцева вставка. Для визначення вологовмісту в потоці свердловини реалізовано імпедансний метод. Для його реалізації в пристрої розроблено спеціальну конструкцію трубної вставки (рис. 19а). Розроблено конструкцію і вибрано матеріали, які дали можливість герметизувати ділянку давача за тиску до 16,0 МПа.

Функціонально пристрій контролю структури та фазового складу потоку міс-

тять три блоки: 1) блок первинних перетворювачів; 2) вторинний блок пристрою; 3) персональний комп'ютер. Вторинний блок пристрою контролю встановлюється безпосередньо біля блоку первинних перетворювачів вимірювальної ділянки, що врізана в дослідну лінію промислу МСП-17. Аналогові та дискретні сигнали давачів блоку первинних перетворювачів по броньованих кабелях подаються у вторинний блок пристрою. Результати первинної обробки інформаційних сигналів подаються по чотирипровідній кабельній лінії вздовж кабельної естакади промислу в персональний комп'ютер, який встановлюється в операторній промислу. Враховуючи, що довжина вказаного кабелю складає порядку 100 м, як інформаційний вибрано інтерфейс RS-485. Для зв'язку персонального комп'ютера з мережею верхнього рівня використано зв'язок через кабелі стандартної локальної мережі Ethernet, доступ до якої на даний час існує на МСП-17. Економічний ефект від впровадження розробленої ІВС складає 350-500 тис. гривень в залежності від модифікації системи.

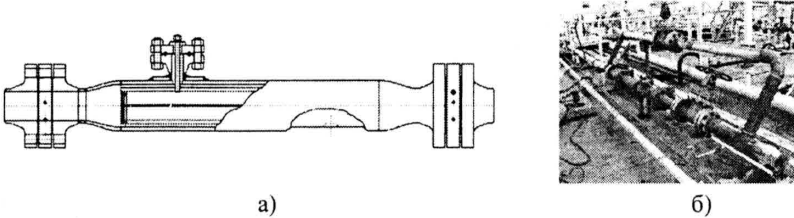


Рис. 17 - Конструкція вимірювальної ділянки трубопроводу блоку первинних перетворювачів (БПП) пристрою та фотозображення її врізки в дослідну лінію газового промислу МСП-17 БПП вимірювальної ділянки пристрою контролю.

ВИСНОВКИ

У дисертації наведено теоретичне узагальнення і нові рішення актуальної науково-прикладної проблеми, що полягає в розробленні багатопараметричних методів і засобів контролю фазового складу багатофазного газорідного потоку з високим газовмістом експлуатаційних свердловин безпосередньо в умовах нафтогазових промислів.

1. У результаті спільного аналізу сучасних модельних уявлень і експериментальних даних досліджень багатофазних потоків *установлено закономірності* формування сигналів, що характеризують фазовий склад і структуру газорідних потоків експлуатаційних свердловин з високим газовмістом та *розроблено наукові основи* нових методів і засобів контролю фазового складу потоку в режимі реального часу:

- *сформульовано принципи* підвищення інформативності безсепараційних поточних методів контролю фазового складу газорідного потоку свердловини, які полягають у поєднанні групи давачів з різною фізичною природою генерування інформаційних сигналів і складних алгоритмів обробки інформації на основі вейвлет-трансформації сигналів, що мають суттєво нестаціонарний характер, та нейронних мереж, як апроксиматорів складних та багатопараметричних залежностей;

- *запропоновано методологію* науково обґрунтованого синтезування методів прогнозування і контролю ФСтас газорідного потоку шляхом поєднання гідростатичного, ємнісного та акустичного методів, що забезпечує найбільшу достовірність

контролю саме для потоків з високим значенням газовмісту ($> 95\%$ по об'єму). Методологія орієнтована на одержання інформації про структуру і індивідуальні витрати фаз потоку за високих значень газовмісту та надлишкового тиску потоку експлуатаційних свердловин з метою оптимізації видобутку і забезпечення моніторингу потоку по кожній свердловині в режимі реального часу.

2. У результаті експериментальних досліджень і моделювання руху газорідних потоків *вперше* для визначення водовмісту потоків з високим газовмістом *розроблено метод* поточного розділення середовища на фази шляхом розміщення сенсора – конденсатора коаксіальної конструкції, в розширеній частині трубопроводу. Це забезпечило суттєве підвищення чутливості імпедансного методу визначення вмісту води в рідкій фазі за рахунок того, що газова фаза рухається в середині внутрішніх обклашок конденсатора, а рідка фаза – ззовні, між обкладками та внутрішньою поверхнею труби, яка також є складовою ємнісного сенсора.

3. У результаті експериментальних досліджень і моделювання руху газорідних потоків *вперше розроблено методологію і процедури* ідентифікації структури газорідного потоку в режимі реального часу на основі виконання символізації реалізацій вимірювальних сигналів та подальшого розпізнавання символізованих образів структури потоку методами штучних нейронних мереж. Це дає можливість, на відміну від існуючих методів, коректно адаптувати методологію визначення фазового складу потоку до реальних режимів потоку, присутніх у трубопроводі.

4. У результаті опрацювання сучасних наукових досягнень у галузі аналітичного моделювання руху газорідних потоків *набуло подальшого розвитку* математичне моделювання багатофазного потоку шляхом *доповнення відомих двофазних моделей* газорідного трикомпонентного потоку у вигляді системи диференціальних рівнянь у часткових похідних та алгебраїчних рівнянь новими складовими, що дало можливість застосувати їх для нового класу об'єктів – газоконденсатних потоків з високим газовмістом. Розв'язано систему рівнянь у середовищі Maple, що дає можливість за наявності промислових даних про дебіти свердловин, задати граничні і початкові умови та на основі цього прогнозувати характер зміни фазового складу і швидкостей фаз в потоках свердловин родовища. Це дає можливість оптимально налагодити діапазони контролю та відкалібрувати систему контролю.

5. Відповідно до запропонованої методології розроблені оригінальні методи одержання даних про фазовий склад багатофазних потоків з високим газовмістом. За своєю інформативністю ці методи перевершують відомі або дають можливість одержувати інформацію про фазовий склад і структуру потоку раніше недоступну:

- *вперше розроблено метод* визначення швидкостей газової та рідкої фаз потоку на базі кореляційного опрацювання результатів вейвлет-декомпозиції реалізацій акустичних сигналів генерованих потоком, який на відміну від існуючих методів, для виключення впливу на результати контролю ковзання фаз, не вимагає гомогенізації потоку або застосування джерел іонізуючих випромінювань. Це дає змогу за наявності інформації про фазовміст у перерізі трубопроводу забезпечити поточне безсепарційне визначення витрати окремо рідкої і газової фаз потоку;

- *удосконалено* поточний гідростатичний *метод контролю* структури та об'ємного вмісту фаз газорідного потоку, який відрізняється від існуючих гідростатичних методів тим, що вимірювання виконуються без зміни режиму течії потоку шля-

хом вимірювання перпендикулярної до потоку диференційної складової тиску в перерізі трубопроводу. Це дає змогу визначати в реальному часі фазовміст у горизонтально орієнтованому трубопроводу без попередньої сепарації потоку;

– *удосконалено* імпедансний метод контролю водовмісту потоку в частині забезпечення інваріантності результатів контролю до впливу структури потоку; адаптації до складу потоку визначеної свердловини; поширення на контроль структури та фазового складу нового класу потоків з високими значеннями газовмісту (95% і вище) і робочими тисками середовища (до 25 МПа) за рахунок реалізації вимірювань у широкому діапазоні частот (5-100 кГц) та використання, як вихідних параметрів, імпедансних годографів, як образів водовмісту потоку. Це дало змогу звести до мінімуму вплив на результати контролю таких чинників як флуктуації структури потоку, вміст домішок у рідкій фазі, відхилення діелектричних властивостей конденсату або нафти кожної зі свердловин.

– *удосконалено* методологію прогнозування оцінки корозійних пошкоджень внутрішньої поверхні трубопроводів з багатофазним потоком за наявності інформації про структуру та фазовий склад потоку, що надається розроблюваною системою контролю.

6. На підставі одержаних у дисертації результатів проведено розробки, які пройшли дослідно-конструкторську апробацію в умовах газоконденсатного промислу, впроваджені, використовуються або готуються до використання:

– система контролю структури та витрати фаз газоконденсатного потоку експлуатаційних свердловин на морському промислі МПС-17 «Штормовая» ДАК «Чорноморнафтогаз», що дає можливість на відміну від існуючої на платформі системи на базі гравітаційного сепаратора, отримувати інформацію про фазовий склад потоку експлуатаційної свердловини в режимі реального часу і на основі цього оптимізувати процеси видобутку вуглеводнів;

– технічні умови на систему контролю структури та витрати фаз газоконденсатного потоку експлуатаційних свердловин на морському промислі;

– система ідентифікації присутності твердої фази (піску, абразиву) в потоці експлуатаційної свердловини на базі ультразвукового методу контролю, яка дає змогу оперативно визначати абразивне зношення тіла труби з контрольованим потоком та обґрунтовано планувати ремонт обладнання;

7. Розроблена промислово дослідну установку для калібрування та оцінювання достовірності показів багатофазних витратомірів в умовах морського газоконденсатного промислу та розроблено методологію і конструкцію окремих вузлів лабораторного устаткування дослідження фазового складу газорідких потоків. Розроблені алгоритми, програмні та апаратні модулі обробки інформації для цифрових сигнальних процесорів з електроперепрограмованою пам'яттю, що реалізують методи вейвлет фільтрації сигналів і реалізації штучних нейронних мереж, які забезпечують гнучку адаптацію розроблених систем до конкретних умов нафтогазовидобувних промислів.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Райтер П.М. Методи та засоби оброблення інформації для контролю структури та витрати фаз газорідких потоків: [Текст]: монографія / П.М.Райтер, О.М.Карпаш;

- Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ: Видавництво ІФНТУНГ, 2009. - 262с.- ISBN 978-966-694-114-8.
2. Райтер П.М. Визначення швидкостей фаз газорідного потоку свердловини на основі кореляційного аналізу вейвлет перетворень датчиків акустичних сигналів потоку: [Текст] // Неруйнівний контроль матеріалів і конструкцій: Зб. наук. праць. - Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, 2009. - вип.14. - С.13-21 – (Серія "Фізичні методи та засоби контролю середовищ матеріалів та виробів" ; вип.14).
 3. Райтер П.Н. Идентификация структуры и определение расхода фаз газодонефтяного потока скважины: [Электронный ресурс] / П.М. Райтер // Нефтегазовое дело: Электронный научный журнал. – Уфа: 2010. - №2 (1010). - С.1-15. - http://www.ogbus.ru/authors/Raiter/Raiter_1.pdf.
 4. Райтер П.М. Використання вейвлет-перетворень сигналів флукуацій тиску газорідного потоку при реалізації нейромережових пристроїв контролю його структури: [Текст] / П.М. Райтер // Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів: Зб. наук. праць. - Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, 2004. - С.101-107.: (Серія "Фізичні методи та засоби контролю середовищ матеріалів та виробів" : вип.9).
 5. Райтер П.М. Прогнозування корозійних пошкоджень нафтогазопроводів на основі моніторингу структури та фазового складу газорідного потоку зі свердловини: [Текст] / П.М. Райтер // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. - 2012. - № 2, - С.42-48.
 6. Райтер П.М. Символізація сигналів гідродинамічних пульсацій тиску потоку для нейромережового контролю структури багатофазного потоку: [Текст] / П.М. Райтер, Р.М.Ільницький // Методи та прилади контролю якості. - 2004. - № 12. - С.70-74.
 7. Райтер П.М. Аналітичне моделювання газоводокоденсатного потоку свердловини в горизонтальних трубах на базі використання багатофлюїдної моделі: [Текст] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.-2009.-№4 (33).-С.50-57.
 8. Райтер П.М. Нейронні мережі для контролю структури газорідного потоку: [Текст] / П.М. Райтер, О.М. Карпаш // Неруйнівний контроль та діагностика неоднорідних об'єктів: Зб.наук.праць. - Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, 2003. - С.223-227.: (Серія "Фізичні методи та засоби контролю середовищ матеріалів та виробів" : вип.8).
 9. Райтер П.М. Технологічний контроль структури і витрати фаз потоків вуглеводневої суміші на основі використання нейронних мереж: [Текст] / П.М. Райтер // Методи та прилади контролю якості. -2005. -№ 14.-С.93-97.
 10. Райтер П.М. Особливості метрологічного аналізу системи безсепараційного контролю структури та вимірювання витрати фаз газорідного потоку свердловини: [Текст] / П.М. Райтер, Л.А.Витвицька // Системи обробки інформації: Х.:ХУ ПС. - 2009. - Вип. 6 (80). - С.100-107.
 11. Кісіль І.С. Фізичне моделювання гідродинамічних процесів руху двофазових потоків в системах обліку витрати газу: [Текст] / І.С. Кісіль, П.М. Райтер, О.Б. Стівбенко // Методи та прилади контролю якості. - 2001. - № 7. – С. 137-142.
 12. Райтер П.М. Про можливість використання нейронних мереж в контролі фазового складу газорідного потоку: [Текст] / П.М. Райтер, М.О. Карпаш // Науковий

вісник ІФНТУНГ. - 2002. - №1. - С.86-88.

13. Стовбенко О.Б. Контроль витрати двофазового потоку свердловини на основі використання ротаційного лічильника витрати газу: [Текст] / О.Б. Стовбенко, П.М. Райтер, І.С. Кісіль // *Методи та прилади контролю якості*. -1999. -№ 3. -С.36-41.

14. Райтер П.М. Особливості оцінювання невизначеностей вимірювань при контролі структури газорідних потоків свердловин: [Текст] / П.М. Райтер // *Системи обробки інформації*: Х.:ХУ ПС. - 2010. - Вип. 4 (85). - С.163-166.

15. Райтер П.М. Методи апаратної реалізації нейронних мереж при вимірюванні витрати фаз вуглеводневих потоків: [Текст] / П.М. Райтер, О.М. Карпаш // *Методи та прилади контролю якості*. - 2003. - №10. - С.82-86.

16. Карпаш О. Особливості реалізації засобів товщинометрії та корозиметрії нафтогазового обладнання: [Текст] / О. Карпаш, П. Криничний, П. Райтер // *Фізико-хімічна механіка матеріалів: Спецвипуск: Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів*. - Львів: Фізико-механічний інститут ім.Г.В.Карпенка НАН України, 2004. - № 4, Т.2. - С.882-887.

17. Карпаш О.М. Нові технології та засоби неруйнівного контролю і технічної діагностики нафтогазового обладнання: [Текст] / О.М.Карпаш, М.О.Карпаш, А.В.Яворський, П.М.Райтер, Я.М.Зінчак // *Нафтогазова енергетика*. - 2009. - № 1. - С.67-74.

18. Raiter Petro Identification of production well flow regime and oil-gas-water phases flow measurement: [Текст] / Petro Raiter, Oleg Karpash // *Papers of 5th International Symposium on Hydrocarbons & Chemistry ISHC. - Sidi Fredj, Algiers, 2010. - P.135.*

19. Райтер П.М. Моніторинг корозійно-ерозійних пошкоджень нафтогазопроводів на основі визначення структури та фазового складу багатофазного потоку свердловин : [Текст] / П.М. Райтер // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. - 2011. - № 4 (41). - С.26-35.

20. Райтер П.М. Застосування часо-частотних перетворень акустичних сигналів генерованих багатофазним потоком для прогнозування корозійно-ерозійних пошкоджень трубопроводів: [Текст] / П.М. Райтер, Р.М. Ільницький // *Методи та прилади контролю якості*. - 2011. - № 27. - С.96-101.

21. Ващишак С.П. Аналіз ризиків безпечної експлуатації інженерних споруд значної довжини та підходи до її оцінки: [Текст] / С.П. Ващишак, П.М Райтер, А.В. Яворський // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. - 2011. - № 2(39). - С.54-58.

22. Карпаш О.М. Засоби оцінки корозійного пошкодження нафтового обладнання: [Текст] / Карпаш О.М., Райтер П.М. Криничний П.Я. // *Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій: Зб.наук.праць*. - Львів: Фізико-механічний інститут ім.Г.В.Карпенка, 2004. - С.499-504.

23. Яворський А.В. Мобильная система мониторинга геодинамической активности в зоне пролегания магистральных нефтегазопроводов: [Текст] / Яворський А.В., Ващишак С.П., Рыбыцкий И.В., Райтер П.Н. // *Научные известия (Scientific Proceedings)*. - 2011. - №1 (121). - С.89-92.

24. Пат.71483 А Україна, МПК G01F 13/00, Спосіб експрес-повірки витратомірів та лічильників газу / Карпаш О.М., Карпаш М.О., Петришин І.С., Райтер П.М., Гончарук М.І.; заявник і патентовласник – ІФНТУНГ - № 20031213263; заявл. 31.12.2003; опубл. 15.11.04, Бюл. № 11.

25. Пат.71492 А Україна, МПК G01F 25/00, Пристрій оперативного експрес-контро-

- лю побутових та промислових лічильників природного газу / Карпаш О.М., Карпаш М.О., Петришин І.С., Райтер П.М., Гончарук М.І.; заявник і патентовласник – ІФНТУНГ - № 20031213285; заявл. 31.12.2003; опубл. 15.11.04, Бюл. № 11.
26. Нафтова та газова промисловість. Проектування і експлуатування систем підводного видобування. Частина 3. Системи прохідних викидних трубопроводів (ПВТ) (ISO 13628-3:2000, IDT) Видання офіційне [Текст]: ДСТУ ISO 13628-3: (Проект). /Тацакович Н.Л., Крижанівський Є.І., Карпаш О.М., Карпаш М.О., Райтер П.М., Ільницький Р.М., Школьна Н.–Київ: Держспоживстандарт України, –30 с. – (Нормативний документ Держспоживстандарту України: національний стандарт України).
27. Райтер П.М. Гідростатичний метод безсепараційного вимірювання рідини в багатofазному потоці свердловин з високим газовмістом: [Текст] / П.М. Райтер // Метрологія і вимірювальна техніка: 6 Міжн.наук.-техн.конф., 14-16 жовтня 2008р., Харків: Зб.наук.праць.– Харків: Нац.наук.центр«Інститут метрології», 2008.-С.158-161.
28. Райтер П.М. Реалізація імпедансного методу поточного контролю водовмісту в газорідному потоці свердловини: [Текст] / Райтер П.М., Миндюк В.Д. // Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів: 15-а Міжнар. наук.-техн. конф. ЛЕОТЕСТ-2010, 15-20 лютого 2010, Славсько, Львівська обл.: Зб.наук.праць. – Львів: Фізико-механічний інститут ім.Г.В.Карпенка, 2010. – С.57-58.
29. Райтер П.М. Алгоритм контролю структури газорідного потоку у свердловині при нафтогазовидобуванні: [Текст] / П.М. Райтер // Приладобудування-2005: стан і перспективи: 4-а наук.-техн. конф., 26-27 квітня, 2005р, Київ: тези доп. - Київ: КПІ, 2005. - С.276-277.
30. Ващишак І.Р. Система технічного моніторингу стану трубопроводів експлуатаційних свердловин в умовах шельфового видобутку: [Текст]/І.Р.Ващишак, С.П. Ващишак, П.М. Райтер, А.В. Яворський // Неруйнівний контроль та технічна діагностика: 5-а Націон. наук.-техн. конф., 10-14 квітня 2006, Київ. : Зб. матеріал. конф. – Київ: ІЕЗ ім.Пагона, 2006. - С.301-306.
31. Карпаш О.М. Определение соотношения фаз в двухфазном потоке с использованием нейронных сетей / О.М. Карпаш, М.О. Карпаш, П.Н. Райтер // Неразрушающий контроль-2002: Междунар. научно-техн. конф., 2002, Санкт-Петербург: Труды конф. - Санкт-Петербург, ЛПИ, 2002. - С. 126-129.
32. Райтер П.М. Нові технології та технічні засоби для контролю структури газорідного потоку: [Текст]/ П.М. Райтер, С.П.Ващишак // Нафта і газ – 2004: 8-а міжнар. наук.-практич. конф., 29 вересня-1 жовтня 2004 р., Судак: Збірн. матеріал. конф. - Київ: Укр. нафтогазова академія, 2004. - Т.2. - С.225-226.
33. Криничний П.Я. Визначення ступеня корозійного пошкодження труб нафтового сортаменту: [Текст] / П.Я. Криничний, О.М. Карпаш, П.М. Райтер, О.М.Величко, І.Я.Трощенко // Неруйнівний контроль та технічна діагностика – 2003: 4-а Націон. наук.-техн. конф. і вист., 19-23 травня 2003р., Київ: Збірн. праць. - Київ: НТК «Інститут електросварки ім. И.В.Пагона», 2003. - С.261-266.
34. Криничний П.Я. Комп'ютеризовані технічні засоби контролю корозійного пошкодження трубопроводу: [Текст] / П.Я. Криничний, О.М. Карпаш, П.М.Райтер //Забезпечення експлуатаційної надійності систем трубопровідного транспорту: наук.-практ. семінар, 25-27 квітня 2005р., Київ.: Збірн. допов. - Київ: НТК «Інститут елек-

тросварки им. И.В.Патона». 2005. - С.173-176.

35. Карпаш О.М. Удосконалення засобів контролю корозійного пошкодження металоконструкцій тривалої експлуатації: [Текст]/О.М.Карпаш, І.В.Рибіцький, П.М.Райтер // Організація неруйнівного контролю якості продукції в промисловості: 4-та наук.-практ. конф., 7-14 травня 2006р., м.Кемер (Турція): Збірн. тез доп. - Кемер, 2006. - С.42-43.

36. Райтер П.М. Застосування перетворення Гільберта-Хуанга для контролю фазового складу газорідного потоку : [Текст] / П.М. Райтер, С.П. Ващишак // Вимірювання витрати та кількості газу: 7-а Всеукр. наук.-техн. конф., 25-27 жовтня 2011 р., Івано-Франківськ: Збірн. тез допов. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. - С.31-34.

37. Райтер П.М. Застосування часо-частотних перетворень інформаційних сигналів газорідного потоку для прогнозування корозійно-ерозійних пошкоджень трубопроводів: [Текст] / П.М. Райтер // Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазпромислового обладнання: 6-а Міжнар. наук.-техн. конф., 29 лист. - 2 груд. 2011 р., Івано-Франківськ: Збірн. тез. доп. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. - С.161-166.

38. С.П.Ващишак С.П. Конструювання засобів вимірювань для вимірювання параметрів багатофазних потоків на основі сучасних мікроконтролерів: [Текст] / С.П.Ващишак, П.М. Райтер // Вимірювання витрати та кількості газу: 6-а Всеукр. наук.-техн. конф., 20-21 жовтня 2009р., Івано-Франківськ: Зб.тез допов. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. - С.33-34.

39. Лесков С.П. Исследование электрических параметров базальтового волокна / С.П.Лесков, А.В.Коваль, П.Н.Райтер // Техника и технология производства теплоизоляционных материалов из минерального сырья: IX Всерос. науч.-практ. конф., 17-19 июня 2009г., г.Бийск. - Бийск: БТИ АлтГТУ, 2009. - 172с. - С.39-40.

40. Райтер П.М. Дослідження хвильових процесів при снарядному режимі течії двофазових нафтогазових сумішей./Райтер П.М.,Стовбенко О.Б.//Наук.-техн. конф. проф.-викл.складу ІФНТУНГ:Зб.тез доп.-Івано-Франківськ:ІФНТУНГ,1997.- С. 130.

41. Райтер П.М. Моделювання невизначеностей автоматизованої системи вимірювань витрати фаз газорідного потоку: [Текст] / П.М. Райтер, Л.А.Витвицька // Вимірювання витрати та кількості газу: 6-а Всеукр. наук.-техн. конф., 20-21 жовтня 2009р., Івано-Франківськ: Зб.тез допов. - Івано-Франківськ:ІФНТУНГ,2009.-С.47-49.

АНОТАЦІЯ

Райтер П.М. Наукові засади та методи і система контролю складу газоводо-конденсатних потоків з високим газовмістом. – На правах рукопису.

Дисертація на здобуття вченого ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.11.13 - прилади і методи контролю та визначення складу речовин.- Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2012 р.

Дисертаційна робота присвячена вирішенню проблеми поточного контролю фазового складу багатофазних потоків з високим газовмістом. Запропоновано нові методи і засоби безсепараційного контролю структури та визначення фазового складу газорідних потоків нафтогазових і газоконденсатних свердловин.

Розроблено методи ідентифікації структури потоку на основі вейвлет-декомпозиції і символізації його сигналів, алгоритмів штучних нейронних мереж та аналі-

тичних двофлюїдних моделей потоку. Запропоновано комплексний метод поточного визначення фазового складу потоку шляхом поєднання гідростатичного, взаємо кореляційного акустичного та імпедансного методів контролю. Вдосконалено метод контролю водовмісту потоку застосовуючи розроблену конструкцію імпедансного давача та частотні годографи його сигналів як образи водовмісту потоку. Розроблено метод визначення фазових швидкостей потоку на основі вейвлет декомпозиції та взаємо кореляційного аналізу сигналів генерованих потоком. Наведено результати дослідження методів ідентифікації та прогнозування ерозійно-корозійних втрат металу трубопроводів з багатофазними потоками. Розроблено інформаційно-вимірвальну систему поточного контролю фазового складу потоку свердловини в умовах нафтогазових промислів та виконано її метрологічний аналіз.

Ключові слова: багатофазний потік, газоміст, структура потоку, імпедансний давач, водовміст, вейвлети, фазова швидкість, нейронна мережа.

ABSTRACT

Raiter P.M. Scientific foundation, methods and system of high gas volume fraction gas-water-condensate flow composition control

The dissertation is aimed at gaining the scientific of the Doctor of Science degree in technical applications on specialty 05.11.13 Devices and methods of control and determination of composition of matters. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, 2012.

The dissertation is devoted to solve the problem of the multiphase flow composition determination with high gas volume fraction phase flows. The new nonseparation methods and devices toward the structure and phase composition determination of the well oil-gas-condensate flows are suggested. The methods for the flow structure identification based on wavelet decomposition and its signals symbolization, algorithms of artificial neural networks and two-fluid analytical flow models are developed. A comprehensive method of the flow phase composition determination by the way of the hydrostatic, cross-correlation acoustic and impedance testing methods combination is proposed. The method of flow watercut control by using the developed impedance sensor construction, and frequency locus diagram of the impedance signals like image of the flow water content is improved. The method of the flow phase velocities determination based on wavelet decomposition and cross-correlation analysis of the flow generated signals is developed. The results of the erosion-corrosion metal wear processes identification (pipeline with multiphase flows inside) and forecasting methods research are presented. The information and measuring control system of the inline control of the well flow phase content in oil-and-gas industries is developed and its metrological analysis is fulfilled.

Keywords: multiphase flow, gas volume fraction, flow regime, impedance transducer, watercut, wavelet, phase velocity, neural network.

АННОТАЦИЯ

Райтер П.М. Научные основы и методы и система контроля состава газОВОДО-конденсатных потоков с высоким газосодержанием. – На правах рукописи.

Дисертація на соискание ученой степени доктора технических наук за специальностью 05.11.13 - приборы и методы контроля и определения состава веществ.-Ивано-Франковский национальный технический университет нефти і газа, Ивано-Франковськ, 2012 г.

Диссертация посвящена решению актуальной научно-прикладной проблемы – обеспечению поточного контроля фазового состава многофазных потоков с высоким газосодержанием путем разработки новых методов и средств беспарационного контроля структуры и определения фазового состава газожидкостных многокомпонентных потоков эксплуатационных нефтегазовых и газоконденсатных скважин.

Показано, что указанная проблема является актуальной для Украины. Для ее решения на базе теоретических и экспериментальных исследований физических процессов и явлений, сопряженных с движением многофазных потоков в горизонтальном трубопроводе, проведены теоретические исследования генерирования потоком информационных сигналов разной физической природы. Благодаря этому, разработаны и усовершенствованы поточные беспарационные методы контроля структуры и фазового состава потока и разработана информационно-измерительная система, которая реализует указанные методы.

Для определения структуры потока усовершенствованы аналитические двухфлюидные модели газоводоконденсатного потока; разработаны поточные методы идентификации структуры потока на основе символизации, вейвлет-декомпозиции сигналов гидродинамических и акустических пульсаций потока, а также алгоритмов искусственных нейронных сетей. Для поточного определения фазового состава газоводоконденсатного потока разработан комплексный метод, сочетающий обработку сигналов от: датчиков дифференциального давления в двух сечениях потока, двух групп акустических датчиков установленных на фиксированном расстоянии вдоль трубы и импедансного датчика потока. Для определения водосодержания потока усовершенствован импедансный метод контроля путем использования специально разработанной конструкции импедансного датчика и частотных годографов сигналов импеданса как образов водосодержания потока. Скорости фаз потока определяются на основании вейвлет декомпозиции синхронных реализаций сигналов двух групп акустических датчиков потока и последующей взаимокорреляционной обработки результатов декомпозиции на двух ее уровнях, которые экспериментально определены в процессе лабораторных и промышленных исследований.

Для контроля фазового состава потока отдельной скважины и оптимизации добычи углеводородов в условиях нефтегазовых промыслов разработана информационно-измерительная система контроля, содержащая измерительный участок с первичными преобразователями, конструкция которого рассчитана на функционирование при давлениях до 16,0 МПа, температурах контролируемой среды до 60 °С и газосодержаниях до 98-100%. Выполнен метрологический анализ разработанной системы контроля.

Рассмотрены вопросы мониторинга коррозионно-эрозионных процессов в технологических трубопроводах с многофазными потоками внутри. Определены основные факторы коррозии и методы ее идентификации. Приведены результаты исследования текущего импедансного метода контроля водосодержания газожидкостного потока скважины для прогнозирования коррозионных явлений. Разработана система контроля водосодержания и содержания твердой фазы в потоке скважин для идентификации условий возникновения коррозионных процессов в трубе.

Ключевые слова: многофазный поток, газосодержание, структура потока, импедансный датчик, водосодержание, вейвлет, фазовая скорость, нейронная сеть.