

Засновник: Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу

Видавництво: Івано-Франківського національного
технічного університету нафти і газу

Головний редактор:

д-р техн. наук Олійник А. П.

Відповідальний секретар:

к. т. н. Незамай Б. С.

Редакційна колегія:

д-р ф.-мат. наук Бандура А. І.

к. техн. наук Воронич А. Р.

д-р техн. наук Горбійчук М. І.

д-р техн. наук Джала Р. М.

д-р техн. наук Древецький В. В.

д-р техн. наук Дьомін Д. О.

д-р техн. наук Заміховський Л. М.

д-р техн. наук Карпаш О. М.

д-р техн. наук Косач Н. І.

к. техн. наук Кучірка Ю. М.

д-р техн. наук Лежнюк П. Д.

д-р техн. наук Лопатін В. В.

д-р техн. наук Лужецький В. А.

д-р ф.-мат. наук Никифорчин О. Р.

д-р. техн. наук Осадчий С. І.

д-р. техн. наук Пасєка М. С.

д-р техн. наук Рудакова Г. В.

д-р техн. наук Семенов Г. Н.

д-р техн. наук Середюк О. С.

д-р техн. наук Ситник О. С.

д-р техн. наук Сучков Г. М.

д-р техн. наук Учанін В. М.

д-р техн. наук Шекета В. І.

д-р техн. наук Ярук В. О.

PhD, prof. Rzata Mariusz

DrSc, prof. Wojcik Waldemar

Dr hab, prof. Gerhard Mook

Адреса редакції

76019, Україна, м. Івано-

Франківськ,

вул. Карпатська, 15, Івано-

Франківський національний
технічний університет нафти і

газу

Тел.: (0342) 72-71-68

Факс: (03422) 547-139

E-mail: nni@nung.edu.ua

<http://www.nung.edu.ua>

Редактори

Н. Р. Стецюк, О. О. Роспопа

Електронна верстка

Б. С. Незамай

Свідоцтво про державну
реєстрацію КВ №15834-4306 ПР
від 16.10.2009

Журнал включено до переліку
наукових фахових видань категорії

“Б” на підставі наказу МОН

України від 28 грудня 2019 р.

№ 1643

Ідентифікатор у Реєстрі суб’єктів

у сфері послуг R 30-01431 згідно

рішення №1154 від 26.10.23

Національної ради України

з питань телебачення і

радіомовлення

ЗМІСТ

МЕТОДИ І ЗАСОБИ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ

О. Г. Бондаренко ВИЗНАЧЕННЯ ІНФОРМАТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ ТА
ОБГРУНТУВАННЯ ПРАВИЛА ПОРОГОВОЇ ІДЕНТИФІКАЦІЇ
ДЕФЕКТІВ У ТЕПЛОМУ НЕРУЙНІВНОМУ КОНТРОЛІ 5

І. З. Лютак, З. П. Лютак ОПТИМІЗАЦІЯ КОНТРОЛЮ ДЕФЕКТІВ З
ВИКОРИСТАННЯМ ПЛАСТИНЧАТИХ НАПРЯМНИХ ХВИЛЬ ТА ЇХ
АЛГОРИТМІВ 16

ВИМІРЮВАННЯ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ РЕЧОВИН

О. С. Середюк, В. В. Малісевич, Д. О. Середюк, В. Б. Шевчук, Р.Т.Мануляк
МОДЕЛЮВАННЯ ВПЛИВУ ВОДНЮ НА КОЕФІЦІЄНТ
СТИСЛИВОСТІ ГАЗОВОДНЕВИХ СУМІШЕЙ 29

МЕТОДИ І ПРИЛАДИ ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ РІДКОЇ І ГАЗОПОДІБНОЇ ФАЗ

Н.-А. Ю. Сорока, М. О. Карпаш, В. С. Цих ОЦІНЮВАННЯ
МОЖЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ УЛЬТРАЗВУКОВИХ
ВИТРАТОМІРІВ ДЛЯ ФІКСАЦІЇ ВИТРАТИ ГАЗОВОДНЕВИХ
СУМІШЕЙ 39

МЕТОДИ І ПРИЛАДИ КОНТРОЛЮ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ

Т. В. Кепешук, Л. Б. Пастушин, Б. С. Незамай АНАЛІЗ ТА
ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ МІЖКАЛІБРУВАЛЬНИХ
ІНТЕРВАЛІВ ВИМІРЮВАЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ 50

АВТОМАТИЗАЦІЯ І КОМП’ЮТЕРНО-ІНТЕГРОВАНІ ТЕХНОЛОГІЇ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ

О. В. Кучмистенко, М. В. Шавранський, Г. Д. Матеїк, Б. С. Незамай
МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОЦІНКА ШЛЯХОМ ПРОГРАМНОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ
СТАТИСТИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ФЛУКТУАЦІЙ ТИСКУ І
ВИТРАТИ БУРОВОГО РОЗЧИНУ 57

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ В ЗАДАЧАХ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ

Д. О. Паневник МЕТОД КОНТРОЛЮ КАВІТАЦІЙНИХ ХАРАКТЕРИСТИК СВЕРДЛОВИННОГО СТРУМИННОГО НАСОСА.....72

METHODS AND DEVICES OF QUALITY CONTROL

№2 (51) 2023
Published since 1997

Founder: Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

Publisher: Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

Editor-in-Chief:

A. P. Oliinyk, Dr. of Technical Sciences

Executive Secretary:

B. S. Nezamai, PhD

Editorial Board:

A. I. Bandura, Dr. of Phys. - math. Sc.
A. R. Voronych, PhD
M. I. Horbiichuk, Dr. of Technical Sc.
R. M. Dzhalo, Dr. of Technical Sc.
V. V. Drevetskyi, Dr. of Technical Sc.
D. A. Domin, Dr. of Technical Sc.
L. M. Zamikhovskiy, Dr. of Technical Sc.
O. M. Karpash, Dr. of Technical Sc.
N. I. Kosach, Dr. of Technical Sc.
Y. M. Kuchirka, PhD.
P. D. Lezhniuk, Dr. of Technical Sc.
V. V. Lopatin, Dr. of Technical Sc.
V. A. Luzhetskij, Dr. of Technical Sc.
O. R. Nykyforchyn, Dr. of Phys.-math Sc.
S. I. Osadchyi, Dr. of Technical Sc.
M. S. Pasieka, Dr. of Technical Sc.
A. V. Rudakhova, Dr. of Technical Sc.
G. N. Sementsov, Dr. of Technical Sc.
A. A. Sytnyk, Dr. of Technical Sc.
H. M. Suchkov, Dr. of Technical Sc.
V. M. Uchanin, Dr. of Technical Sc.
V. I. Sheketa, Dr. of Technical Sc.
V. A. Yatsiuk, Dr. of Technical Sc.
Rzasa Mariusz, PhD.
Wojcik Waldemar, Dr. Sc.
Gerhard Mook, Dr.hab.

Adress

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
15 Carpathian str., 76019, Ivano-Frankivsk, Ukraine
Tel.: (0342) 72-71-68,
Fax: (0342) 545826
E-mail: mmi@nung.edu.ua
<http://www.nung.edu.ua>

Editors

N.R. Stetsiuk, O.O. Rospopa
Electron galley
B.S. Nezamai

State Registration Certificate
KB № 15834 - 4306 Regions
Of 16.10.2009

The journal is included in the list of scientific professional publications of category "B" on the basis of the order of the Ministry of Education and Science of Ukraine dated December 28, 2019 № 1643

Identifier in the Register of entities in the service sector R 30-01431 according to №1154 26.10.23

The National Council of Television and Radio Broadcasting

CONTENT

METHODS AND EQUIPMENT OF NON-DESTRUCTIVE CONTROL

O. G. Bondarenko DETERMINATION OF INFORMATIVE PARAMETERS AND JUSTIFICATION OF THE RULE FOR THE THRESHOLD IDENTIFICATION OF DEFECTS 5

I. Z. Lyutak, Z. P. Lyutak OPTIMIZATION OF DEFECT CONTROL USING PLATE DIRECT WAVES AND ALGORITHMS 16

MEASUREMENT OF PHYSICAL AND MECHANICS PARAMETERS OF SUBSTANCES

O. Ye. Serediuk, V. V. Malisevych, D. O. Serediuk, V. B. Shevchuk, R.T.Manuliak SIMULATION OF THE INFLUENCE OF HYDROGEN ON THE COMPRESSIBILITY COEFFICIENT OF GAS-HYDROGEN MIXTURES 29

METHODS AND DEVICES OF FLOW MEASUREMENT OF LIQUID AND GASEOUS PHASES

N.-A. Yu. Soroka, M. O. Karpash, V. S. Tsykh ASSESSMENT OF THE POSSIBILITY OF USING FLOW METERS FOR FIXING THE CONSUMPTION OF GAS-HYDRO MIXTURES 39

METHODS AND DEVICES FOR THE TECHNOLOGICAL PARAMETERS CONTROL

T. V. Kepeshchuk, L. B. Pastushchyn, B. S. Nezamai ANALYSIS AND APPLICATION OF METHODS FOR DETERMINING INTERCALIBRATION INTERVALS OF MEASURING EQUIPMENT..... 50

AUTOMATION AND COMPUTER-INTEGRATED NON-DESTRUCTIVE TESTING TECHNOLOGIES

O. V. Kuchmystenko, M. V. Shavranskyi, G. D. Matejik, B. S. Nezamai SIMULATION AND EVALUATION THROUGH SOFTWARE IMPLEMENTATION OF STATISTICAL CHARACTERISTIC OF PRESSURE FLUCTUATIONS AND DRILLING MUD LOSS 57

MATHEMATICAL MODELLING FOR THE UNDESTROYED CONTROL PROBLEMS

D. O. Panevnyk THE METHOD OF CONTROLLING THE CAVITATION CHARACTERISTICS OF A
DRILL JET PUMP72

МЕТОДИ І ЗАСОБИ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ

УДК 697.85

DOI 10.31471/1993-9981-2023-2(51)-5-15

ВИЗНАЧЕННЯ ІНФОРМАТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ПРАВИЛА ПОРОГОВОЇ ІДЕНТИФІКАЦІЇ ДЕФЕКТІВ У ТЕПЛОВОМУ НЕРУЙНІВНОМУ КОНТРОЛІ

О. Г. Бондаренко

*Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона НАН України;
вул. К. Малевича, 11, м. Київ-150, 03650, Україна; e-mail: usndt@ukr.net*

Виконано аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій, що стосуються застосування правила порогової ідентифікації дефектів у методах неруйнівного контролю різноманітних виробів та промислових об'єктів. Показано, що в основі правила для різних методів контролю може лежати своє порогове значення інформативного сигналу від несутцільностей, яка розділяє виміряні значення отриманих від них сигналів на відповідність бездефектним та дефектним зонам виробу чи об'єкта контролю. Проаналізовано способи ідентифікації дефектів в активному та пасивному методах неруйнівного контролю виробів та об'єктів контролю, зокрема з застосуванням правила порогової ідентифікації дефектів в активному тепловому контролі промислових об'єктів.

Шляхом порівняння характеристик методів активної і пасивної тепловізійної термографії визначено основні інформативні параметри, що використовуються у названих методах неруйнівного теплового контролю при виявленні несутцільностей у виробках та об'єктах контролю за гістограмами аномалій температурного поля на їх зовнішніх поверхнях тепловізійним методом. Показано, що визначення дефектів виробів при активній термографії потребує фіксації двох додаткових інформативних параметрів, пов'язаних з часом оптимального спостереження за температурним перепадом при термографуванні поверхні виробу та вибору частоти запису гістограм для накопичення їх необхідної кількості перед досягненням оптимального часу.

Обґрунтовано правило порогової ідентифікації дефектів промислових димових труб, яке базується на визначеній множині отриманих амплітуд сигналів від гістограм аномалій температурного поля на вибраній ділянці димової труби та визначенні порогового значення сигналу шляхом поділу їх на два класи.

Ключові слова: тепловізійна термографія, інформативні параметри, несутцільність, порогова ідентифікація дефектів, димова труба.

The analysis of modern foreign and domestic research and publications related to the application of the rule of threshold identification of defects in the methods of non-destructive testing of various products and industrial objects was carried out. It is shown that the rule for different control methods can be based on its own threshold value of the informative signal from discontinuities, which divides the measured values of the signals obtained from them into correspondence with defect-free and defective zones of the product or object of control. The methods of defect identification in active and passive methods of non-destructive control of products and control objects are analyzed, in particular, with the application of the rule of threshold identification of defects in active thermal control of industrial objects. By comparing the characteristics of the methods of active and passive thermal imaging thermography, the main informative parameters used in the mentioned methods of non-destructive thermal control when detecting discontinuities in products and control objects based on the histograms of anomalies of the temperature field on their external surfaces by the thermal imaging method were determined. It is shown that the

determination of product defects during active thermography requires the fixation of two additional informative parameters related to the time of optimal observation of the temperature drop during thermography of the surface of the product and the selection of the frequency of recording histograms to accumulate the necessary number of them before reaching the optimal time. The rule for the threshold identification of defects in industrial chimneys is substantiated, which is based on a defined set of received signal amplitudes from the histograms of anomalies of the temperature field on the selected section of the chimney and determination of the threshold value of the signal by dividing them into two classes.

Keywords: thermal imaging thermography, informative parameters, discontinuity, threshold identification of defects, smoke pipe.

Вступ

У нинішній непростий час якість та надійність функціонування промислових об'єктів різноманітних галузей народного господарства можуть бути забезпечені за умови використання ефективних систем контролю у циклі «виготовлення – експлуатація – обслуговування – відновлення». На всіх етапах цього циклу контроль технічного стану промислових об'єктів має виконуватись методами і засобами неруйнівного контролю (дефектоскопії), технічного діагностування та періодичного моніторингу їх стану.

Серед традиційних методів неруйнівного контролю (НК) промислових об'єктів в останні десятиліття одним із перспективних, і таким, що інтенсивно розвивається, є метод неруйнівного теплового контролю (ТК). Будь-які об'єкти, експлуатація яких насамперед пов'язана зі зміною температурних режимів функціонування, можна діагностувати за допомогою ТК.

На даний час найбільше поширення неруйнівний тепловий контроль отримав на практиці у зв'язку з використанням тепловізорів для реєстрації аномалій температурного поля (інфрачервоного випромінювання) на зовнішній поверхні об'єкта контролю двома тепловими методами: активним і пасивним.

Активний метод теплового контролю вимагає зміни теплового стану об'єкта за допомогою нагріваючих (охолоджуючих) пристроїв, й тому його використовують як традиційний метод дефектоскопії, що аналізує відгук на вплив теплового

навантаження. Найбільш часто цей метод застосовується для контролю виробів та об'єктів авіації, космонавтики, військово-промислового комплексу.

Пасивний метод теплового контролю найбільш перспективний у металургії, нафтохімічному комплексі, різноманітних видах транспорту, у будівництві та в енергетиці, особливо для дистанційного діагностування технічного стану важкодоступних та потенційно небезпечних промислових об'єктів. На відміну від активного методу ТК, пасивний метод ТК в основному застосовують для контролю та діагностування технічного стану об'єктів, що знаходяться під навантаженням без додаткового нагрівання або охолодження, температурне поле яких змінюється під дією природних чинників.

Основним універсальним кількісним показником для активного і пасивного методів теплового контролю при визначенні технічного стану різноманітних виробів та промислових об'єктів є температура, для реєстрації якої на їх поверхнях найбільше розповсюдження отримала тепловізійна термографія [1]. Остання дозволяє отримати просторове та часове розподілення теплової енергії (температури) на поверхні виробів та об'єктів контролю при наявності у їх структурах різноманітних несучільностей, що, як правило, супроводжується побудовою теплових зображень (термограм).

Термографія, як засіб активного теплового контролю, отримала назву теплової дефектоскопії й широко

застосовується при виявленні несуцільностей типу розшарування, повітряних включень, непроклеїв, непроварів у різноманітних композиційних виробках, багат шарових структурах, теплозахисних оболонках тощо [2].

Термографія як засіб пасивного теплового контролю отримала назву теплової діагностики й широко застосовується у більшості розвинених країн світу для діагностування технічного стану різноманітних промислових об'єктів на основі отриманої інформації про наявні дефекти у їх структурах [1].

Мета роботи – охарактеризувати основні підходи до оцінки параметрів дефектів при їх виявленні у виробках та об'єктах контролю різними методами неруйнівного контролю на основі правила порогової ідентифікації дефектів; визначити основні інформативні параметри виявлених дефектів при застосуванні тепловізійної термографії в активному і пасивному теплових методах контролю; обґрунтувати правило порогової ідентифікації дефектів у пасивному тепловому контролі при діагностуванні технічного стану промислових об'єктів.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Процедуру застосування будь-якого методу неруйнівного контролю можна представити у вигляді двох основних операцій:

- виявлення у структурі матеріалу будь-якого виробу та об'єкту контролю можливих несуцільностей, які виникають в процесі їх виготовлення або експлуатації;

- визначення серед виявлених несуцільностей таких, які можна ідентифікувати в якості дефектів у відповідності до нормативних вимог.

Перша операція для дефектоскопіста у загальному випадку не є складною при виконанні операції контролю. Складнішою та зазвичай тривалішою є операція оцінки несуцільності за типом, формою і розміром

відбитого від неї інформативного сигналу та ідентифікації несуцільності в якості дефекту.

Відомо, що практично кожен метод дефектоскопії ґрунтується на використанні найбільш розповсюдженого способу, що можна назвати «правила порогової ідентифікації», для реалізації якого у неруйнівному контролі застосовуються елементи порогової логіки. Застосування правила порогової ідентифікації в неруйнівному контролі полягає в порівнянні поточного інформативного сигналу від несуцільності із деяким сигналом від несуцільності, прийнятим в якості порогового, який однозначно дозволяє визначити характер несуцільності: дефект чи не дефект.

Правило порогової ідентифікації широко застосовується у різних методиках неруйнівного контролю. Але в залежності від методу контролю правило порогової ідентифікації формулюється по різному.

Рішення про наявність або відсутність дефекту в зоні контролю виноситься ним за результатами порівняння амплітуд A_i відбитих від несуцільностей сигналів з амплітудою A_n деякого еталонного порогового сигналу, що відповідає амплітуді сигналу від еталонного дефекту стандартного зразка [3].

Якщо амплітуда відбитого сигналу від реальних несуцільностей об'єкта контролю не перевищує порогового сигналу від дефекту еталонного дефекту стандартного зразка, то вважається, що в зоні контролю об'єкта дефект відсутній, тобто різниця ΔA між амплітудами менше або дорівнює нулю:

$$\Delta A = (A_i - A_n) \leq 0.$$

Якщо різниця амплітуд $\Delta A = (A_i - A_n) > 0$, то приймається рішення про визначення даної несуцільності в якості дефекту в зоні контролю об'єкта.

Еталонні дефекти – це механічно виготовлені штучні дефекти простої форми у стандартних зразках (СЗ), які модулюють

реальні дефекти визначеного виду. Тому штучні дефекти в стандартних зразках прийнято називати моделями дефектів. В ультразвуковому контролі основними моделями дефектів прийняті: отвори з плоским дном, сегментні відбивачі сигналів, бокові циліндричні відбивачі, зарубки. Саме відбитий сигнал від одного із штучних дефектів стандартних зразків використовує дефектоскопіст в якості порогового значення при визначенні несущільності в якості дефекту об'єкта контролю за правилом порогової ідентифікації дефектів.

Для активного тепловізійного методу контролю виробів деякі розробники також пропонують стандартні зразки за аналогією ультразвукового методу контролю [4]. Але специфіка процесів формування сигналу від дефекту при тепловому методі контролю не дозволяє застосовувати стандартні зразки, запозичуючи їх безпосередньо із акустичного або будь-якого іншого методу контролю. При виготовленні зразків для теплового контролю деякі автори застосовують принципи побудови цих стандартних зразків, наприклад, набір моделей дефектів в зразку у вигляді отворів та пазів, що зроблені на різну глибину. За прототип СЗ для теплового методу контролю автори пропонують взяти конструкцію зразка, наведену у роботі [5].

Особливістю цієї конструкції є наявність в моделі одночасно двох видів дефектів – порушення суцільності та різнотовщинності, параметри яких h та D варіюються в обумовлених межах. Як стверджують автори роботи [4], призначенням запропонованого СЗ є щоденна повірка та налаштування тепловізора перед проведенням операції теплового неруйнівного контролю. В даному СЗ діапазон геометричних параметрів дефектів (для отворів – діаметр D , для різнотовщинності – $\Delta h/h$) вибрано таким, що деяка частина дефектів на термограмі не виявляється, що дозволяє перевірити поріг чутливості теплового

методу. Цей поріг і фіксується в паспорті СЗ та використовується для тестування та налагодження тепловізора перед початком проведення контролю виробів даного типу.

Очевидно, що конкретний СЗ можна використовувати в якості налагоджувального зразку тільки для одного конкретного виду виробу – із відповідного матеріалу та з визначеною товщиною його стінки.

Разом з тим СЗ в активному тепловому контролі необхідні для вирішення іншої важливої задачі – визначення порогової чутливості методу для різноманітних виробів з наступним прийняттям рішення про доцільність застосування теплового методу контролю. З цією метою пропонується фізичний варіант СЗ доповнити його комп'ютерною моделлю, яка розробляється на основі теплофізичних розрахунків температурних перепадів на поверхні об'єкта контролю, що викликані дефектами, тобто сигналами від дефектів [4]. Тому в цьому випадку фактично мова йде про віртуальний СЗ, який володіє обумовленою універсальністю.

За допомогою віртуального СЗ можна знайти рішення наступних задач [4]: оцінити застосовність теплового методу для дефектоскопії конкретного виробу; визначити оптимальний режим контролю й відповідний йому поріг чутливості; сформулювати вимоги до виготовлення фізичного контрольного (налагоджувального) зразка для даного виду виробу при впровадженні теплової дефектоскопії у виробництво.

Відомі також дані про застосування в активному тепловому контролі правила порогової ідентифікації дефектів виробів шляхом використання карти дефектів, яка являє собою бінарне зображення, коли одиничний піксель тепловізора приписується дефектним зонам виробу, а нульовий – бездефектним. Карта дефектів будується для кожної області на поверхні виробу після введення відповідного порогового

бінаризації (порогу прийняття рішення). Найчастіше для побудови порогу прийняття рішення в неруйнівному контролі застосовується критерій Неймана-Пірсона. Найпростіший алгоритм побудови карти дефектів виражається такою умовою:

$$T(iJ) = 1, \text{ якщо } T(iJ) \geq T_{thz}, \\ \text{інакше } T(iJ) = 0,$$

де $T(iJ)$ - використовуваний інформативний параметр; T_{thz} - поріг прийняття рішень.

Побудована таким способом карта дефектів, згідно стратегії Неймана-Пірсона, буде характеризувати дефектні та бездефектні зони виробу при активному тепловому контролі.

Правило порогової ідентифікації застосовується також у світовій практиці при проведенні моніторингу та діагностуванні технічного стану різноманітних систем машин з використанням теплових зображень, отриманих пасивним тепловізійним методом [6]. Шляхом порівняння отриманих аномалій температурних полів елементів машин з еталонними зображеннями відомих дефектів або з моделями пошкоджень машин здійснюється порогова ідентифікація дефектів та визначається стан системи машин.

Пасивний тепловізійний метод в основному застосовується для дистанційного діагностування технічного стану важкодоступних та потенційно небезпечних промислових об'єктів, серед яких одним із найпоширеніших є димові труби різноманітних підприємств. У той же час специфікою пасивного контролю таких об'єктів є те, що з димових труб складно, а практично неможливо створити стандартні (еталонні) зразки з відомими дефектами в їх елементах. Тому навіть на сьогоднішній день роботи з діагностування технічного стану димових труб пов'язані з розробкою моделей термограм аномалій температурних полів на їх зовнішніх поверхнях,

викликаних наявними несутцільностями в їх структурі. Роботи в цьому напрямку проводяться з використанням двох типів моделей [7]:

- розробки теоретичних моделей температурних полів дефектів димової труби;

- отримання експериментальним шляхом моделей температурних полів штучних дефектів в структурі димової труби.

Застосування таких моделей в процесі діагностування технічного стану димових труб є неефективним внаслідок значних затрат часу на їх створення та неможливість врахування багатьох зовнішніх факторів, пов'язаних з експлуатацією димових труб. Тому для оцінки рівня дефектності димових труб та діагностування їх технічного стану також необхідно обґрунтувати правило порогової ідентифікації, за допомогою якого буде надана можливість серед множини окремих зображень аномалій температурних полів на зовнішній поверхні димової труби визначити в структурі її елементів несутцільності, що можуть бути віднесені до класу дефектів.

Формування цілей статті

Цілями статті є визначення основних інформативних параметрів активної і пасивної термографії шляхом проведення порівняльного аналізу основних характеристик активної і пасивної тепловізійної термографії у тепловому неруйнівному контролі та обґрунтування правила порогової ідентифікації дефектів на прикладі дистанційного діагностування технічного стану промислових димових труб пасивним тепловізійним методом.

Висвітлення основного матеріалу статті

Аналіз основних характеристик активної і пасивної тепловізійних термографій засвідчує, що вони відрізняються між собою способами формування теплового поля на поверхні об'єкта контролю та кількістю інформативних параметрів.

Основними спільними інформативними параметрами активної і пасивної термографії є гістограми розподілення амплітудного температурного профілю аномалії над несучільністю виробу та об'єкта контролю і морфологія температурної зони аномалії над несучільністю на їх зовнішній поверхні. В активній термографії фіксація гістограми розподілення амплітудного температурного профілю аномалії відбувається в динаміці і за короткий проміжок часу по мірі зміни значень температурного поля, а у пасивному тепловому контролі – в статичі при стаціонарному або квазістаціонарному температурному полі.

Тому в процесі проведення теплового контролю виробів та об'єктів контролю методом тепловізійної активної термографії в порівнянні з пасивною тепловізійною термографією використовуються два додаткові інформативні параметри – момент часу τ_m оптимального спостереження за температурним перепадом на зовнішній поверхні виробу або об'єкта контролю при тепловізійному термографуванні поверхні та частота f запису гістограм для накопичення їх необхідної кількості перед досягненням оптимального часу спостереження τ_m . Частота f може бути обрана із умови виду:

$$f \geq \frac{5 \dots 10}{\tau_m}.$$

Відповідно й морфологія температурної зони (її розміри) аномалій над несучільністю на зовнішній поверхні виробу чи об'єкта контролю в активній термографії буде ґрунтуватись на однозначному зв'язку між межами несучільності та швидкістю поверхневого температурного перепаду, а в пасивній термографії - на однозначному зв'язку лише з межею (розміром) несучільності.

Для визначення несучільностей в якості дефектів за їх температурними аномаліями необхідно, щоб:

- теплофізичні характеристики матеріалів у місцях виникнення несучільностей відрізнялись від теплофізичних характеристик основного матеріалу виробу або ОК;
- несучільності виробу або ОК створювали максимальне збудження для тих теплових полів, за допомогою яких виникають температурні аномалії на їх зовнішніх поверхнях.

Відомо, що гістограми розподілення амплітудних температурних профілів аномалій та морфологій їх температурних зон над несучільностями на зовнішній поверхні виробів та ОК при активному та пасивному термографічному контролі є функціями великої кількості різноманітних факторів, які можна розділити на внутрішні і зовнішні. Внутрішні фактори визначаються теплофізичними властивостями виробу або ОК та геометричними параметрами несучільностей.

Зовнішніми факторами є характеристики процесу теплообміну на зовнішній поверхні виробу чи об'єкта контролю, потужність джерела нагрівання та швидкість переміщення потоку тепла вздовж об'єкта контролю. При нестационарному температурному полі в активній термографії наведені внутрішні фактори визначають часові параметри процесу теплопередачі та особливості часового розвитку температурної аномалії на зовнішній поверхні виробу чи ОК. При активній термографії величина τ_m залежить від тепло- та температуропровідності виробу або об'єкта контролю та глибини залягання несучільності. У цьому випадку активна термографія ефективна при виявленні газонаповнених несучільностей великої площі в середині ОК, основна площина якого розміщена перпендикулярно тепловому потоку.

Таблиця 1 – Основні порівняльні характеристики методів тепловізійної термографії в тепловому неруйнівному контролі

№ п/п	Характеристики методів тепловізійної термографії	Активна термографія	Пасивна термографія
1	2	3	4
1	Сфера застосування методів тепловізійної термографії	Теплова дефектоскопія несущільностей в об'єкті контролю	Теплове діагностування технічного стану об'єкта контролю
2	Метод теплового неруйнівного контролю	Активний	Пасивний
3	Спосіб формування теплового поля об'єкта контролю	Об'єкт зазнає впливу стороннього джерела тепла (нестационарний режим)	Об'єкт не зазнає впливу стороннього джерела тепла (стационарний режим)
4	Характер взаємодії теплового поля з об'єктом контролю	Конвекційний або/та радіаційний	Конвекційний
5	Інформативна ознака несущільностей в структурі об'єкта контролю	Аномалії температурного поля на зовнішній поверхні об'єкта контролю	Аномалії температурного поля на зовнішній поверхні об'єкта контролю
6	Інформативні параметри тепловізійної термографії	1. Декілька гістограм динамічного розподілу амплітудного температурного профілю аномалії над несущільністю на зовнішній поверхні виробу чи об'єкта контролю в процесі термографування	1. Одинична гістограма статичного розподілу амплітудного температурного профілю аномалії над несущільністю на зовнішній поверхні виробу чи об'єкта контролю в момент термографування
		2. Морфологія температурних зон аномалій на зовнішній поверхні об'єкта контролю (розміри ґрунтуються на однозначному зв'язку між межами несущільностей та швидкістю поверхневого температурного перепаду)	2. Морфологія температурної зони аномалії на зовнішній поверхні об'єкта контролю (розміри ґрунтуються на однозначному зв'язку тільки з межею несущільності)
		3. Момент часу τ_m оптимального спостереження температурного перепаду при термографуванні поверхні об'єкту	- « -
		4. Частота f запису гістограм для накопичення їх необхідної кількості перед досягненням оптимального часу спостережень τ_m	- « -

Момент настання максимального перепаду та глибина залягання несущільності зазвичай пов'язані лінійною залежністю, при цьому кут нахилу відповідної прямої залежить від теплофізичних властивостей виробу та несущільності. Чим більша теплопровідність виробу, тим менша величина τ_m . В залежності від типу матеріалу та глибини залягання несущільності величина τ_m в активній термографії коливається від сотих до десятків секунд.

Саме за такий час здійснюється теплова дефектоскопія активним тепловим методом матеріалів виробів та об'єктів, результатом якого будуть гістограми динамічного розподілу профілю аномалій нестационарного температурного поля на зовнішній поверхні виробу чи ОК в момент термографування, що відповідають наявності в них виявлених несущільностей.

Застосування пасивної тепловізійної термографії у неруйнівному контролі виробів та ОК здійснюється шляхом знімання гістограм статичного розподілу амплітудного температурного профілю аномалій над несущільністю на їх зовнішніх поверхнях. Для визначення розмірів гістограм аномалій температурного поля за координатами x, y на зовнішній поверхні об'єкта контролю при його термографуванні дистанційним пасивним тепловізійним методом (на прикладі димової труби) запропоновано спосіб, суть якого наведена в роботі [8].

Обґрунтуємо одне із можливих правил порогової ідентифікації дефектів на прикладі дистанційного діагностування технічного стану димових промислових труб.

Припустимо, що при виконанні процедури тепловізійного термографування зовнішньої поверхні димової труби тепловізором була зафіксована множина інформативних ознак несущільностей в конструктивних елементах труби. Під

множиною інформативних ознак будемо розуміти сукупність аномалій температурного поля на зовнішній поверхні труби, яка розглядається як єдине ціле. Елементи такої множини - ознаки аномалій температурного поля, з яких складається множина. Інформативним параметром кожної аномалії є сформована тепловізором гістограма амплітудного розподілу температурного поля над відповідною несущільністю. В кінцевому результаті ми отримаємо множину амплітуд гістограм розподілення температурного поля над несущільностями труби.

Якщо таку множину гістограм температурного поля за допомогою комп'ютеру або інших засобів електроніки перетворити в електричні сигнали, то отримуємо множину електричних сигналів різної амплітуди. Позначимо отриману множину електричних сигналів літерою A , а кількість електричних сигналів окремих гістограм температурних полів як елементів множини A позначимо літерами a_1, a_2, \dots, a_n .

В загальному випадку наведена множина електричних сигналів може бути описана наступною математичною залежністю:

$$A = f\{a_1, a_2, \dots, a_n\}. \quad (1)$$

Амплітуди a_1, a_2, \dots, a_n у виразі (1) відповідають значенням електричних сигналів від несущільностей, упорядкованих згідно збільшенню амплітуд. Модель упорядкованої за значенням амплітуд множини електричних сигналів згідно виразу (1) подана на рис. 1.

Наведена модель широко використовується для розв'язання задач класифікації. На рис. 1 позначення A множини сигналів являє собою цільову змінну, що може набувати (A_1, \dots, A_k) , де A_i – стан цільової функції, а позначення a_1, \dots, a_n – множина незалежних вхідних змінних амплітуд електричних сигналів гістограм температурного поля, які можуть впливати на цільову. Основним

припущенням моделі є те, що всі вхідні змінні незалежні між собою.

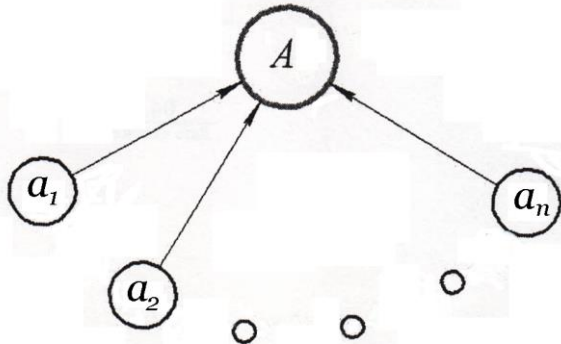


Рисунок 1 – Модель упорядкованої за значенням амплітуди множини електричних сигналів

Враховуючи наведене, основні характерні особливості наведеної множини можна визначити наступним чином:

1) інформативними ознаками несущільностей димової труби є множина аномалій температурного поля на її зовнішній поверхні, тобто своєрідних теплових «відбитків» несущільностей;

2) аномалії температурного поля на зовнішній поверхні труби формуються випадково і незалежно одна від одної та відображають характер неупорядкованої множини несущільностей в структурі її конструкції;

3) інформативними параметрами несущільностей є множина незалежних амплітуд гістограм температурного поля над ними в процесі тепловізійної зйомки зовнішньої поверхні димової труби;

4) при перетворенні гістограм температурного поля в електричні сигнали формується множина незалежних та різних за амплітудою дискретних детермінованих інформативних параметрів несущільностей, зв'язок між якими відсутній;

5) амплітуди електричних сигналів змінюються в часі по мірі збільшення несущільностей в процесі експлуатації димової труби, що, в свою чергу, впливає на значення амплітуди A множини.

Таким чином, при тепловізійному термографуванні зовнішньої поверхні димової труби саме електричні сигнали є тими інформативними сигналами, що відображають процес утворення несущільностей в конструктивних елементах труби в процесі її експлуатації. Форма інформативних сигналів у вигляді окремих імпульсів є зручною для передачі, обробки та використання їх при діагностуванні технічного стану та моніторингу димових труб в процесі їх експлуатації. Саме тому за формою та амплітудою детермінованих інформативних сигналів від аномалій температурних полів на зовнішній поверхні труби здійснюється процедура діагностування її технічного стану пасивним тепловізійним методом.

Множину (1) при пасивному тепловізійному методі діагностування стану димових труб можна назвати полімодальною, оскільки вона містить в своєму складі інформативні сигнали різних амплітуд від несущільностей труби, які можуть відноситись до дефектних та якісних ділянок поверхні. Достовірність віднесення їх до однієї з двох сукупностей буде залежати від встановлення порогового значення, тобто від визначення правила порогової ідентифікації дефектів.

При пасивному тепловізійному методі діагностування димових труб оптимальне визначення дефектів буде залежати від визначення параметрів гіперплощини, що розділяє контрольовані ділянки труби на дефектні та бездефектні.

Для визначення параметрів гіперплощини необхідно створити впорядковану вибірку інформативних сигналів від несущільностей труби, яка повинна містити в собі достатню кількість сигналів від мінімальних до максимальних амплітуд. Оскільки використовуються одновимірні інформативні сигнали, то вони мають одновимірну функцію нормального розподілу.

Виходячи з цього, при виборі величини порогового значення інформативних сигналів для пасивного тепловізійного методу діагностування технічного стану димових труб, з достатнім ступенем формалізації можна скористатись однозв'язним алгоритмом з гістограмним методом класифікації дефектів.

Для інформативних сигналів a_1, a_2, \dots, a_n множини (1) упорядкованих за зростанням їх амплітуд, приймемо величину порогового значення:

$$q_i = a_{(i+1)} - a_i. \quad (2)$$

Тоді однозв'язним алгоритмом полімодальні інформативні сигнали множини (2) будуть розділені на два класи:

$$a_1, a_2, \dots, a_i; a_{i+1}, a_{i+2}, \dots, a_n. \quad (3)$$

Гіперплощина такого ділення буде характеризуватись ознакою $q_i = \max$.

Модель розділення впорядкованої множини інформативних сигналів на два класи наведена на рис. 2.

Місце розміщення максимального порогового значення $q_i = \max$ при достатній кількості інформативних сигналів у множині (1) збігається з місцем розміщення мінімуму щільності розподілу сигналів a_p .

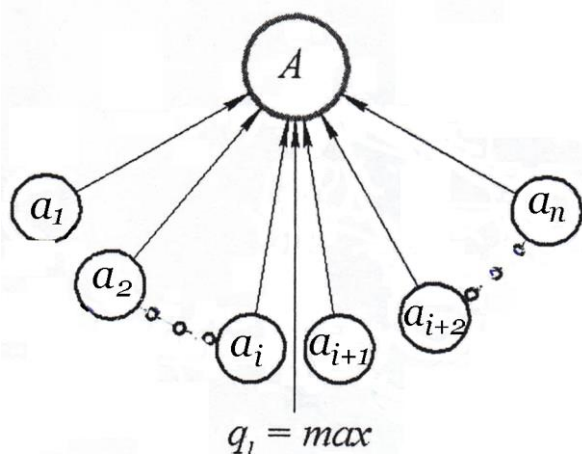


Рисунок 2 – Модель розділу впорядкованої множини інформативних сигналів на два класи

Саме тому значення сигналу a_p , що відповідає $q_i = \max$, і є межею розділення двох сукупностей інформативних сигналів множини (1), які належать якісним та дефектним ділянкам димової труби.

Виходячи з цього, порогове значення інформативних сигналів, тобто правило порогової ідентифікації дефектів, можна визначити за виразом:

$$a_{\text{пор}} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{i} \sum_{p=1}^i a_p + \frac{1}{n-1} \sum_{p=i+1}^n a_p \right). \quad (4)$$

Наведене правило порогової ідентифікації дефектів для діагностування технічного стану димових труб пасивним тепловізійним методом можна застосовувати при полімодальності гістограм аномалій температурного поля на зовнішній поверхні димової труби.

Запропонований підхід до обґрунтування правила порогової ідентифікації дефектів при діагностуванні технічного стану димових труб вимагає проведення експериментальних досліджень з визначення кількісних розмірів вибірки множини гістограм аномалій температурного поля над несучільностями труби, визначення розмірів її діагностуємої ділянки, розробки методології оцінки рівня дефектності труби шляхом класифікації дефектів на основі правила порогової ідентифікації. Це дозволить, у разі потреби, розробити методичну документацію з технології застосування пасивного тепловізійного методу при діагностуванні технічного стану димових труб.

Висновки

1. Подано аналіз сутності та наведено приклади застосування правила порогової ідентифікації дефектів у методах неруйнівного контролю при оцінці якості виробів та об'єктів контролю.

2. Виконано порівняльний аналіз основних характеристик активної та пасивної термографій в тепловому неруйнівному контролі та визначено їх

основні інформативні параметри при контролі виробів та об'єктів тепловізійним методом.

3. Обґрунтовано підхід до побудови правила порогової ідентифікації дефектів при діагностуванні технічного стану промислових димових труб із застосуванням пасивного тепловізійного методу.

Список використаних джерел

1. Маслова В., Стороженко В. (2004). Термографія в діагностиці і неруйнівному контролі. Харків: Компанія «СМІТ».
2. Білокур І. (2004). Основи дефектоскопії. Київ: «Азимут-Україна».
3. Krautkramer J., Krautkramer H. (1986). *Werkstoffprüfung mit Ultraschall*. Berlin.
4. Стороженко В., Хорло М., Мешков С., Маслова В. (2005). Підходи до створення стандартних зразків для теплового неруйнівного контролю. Технічна діагностика та неруйнівний контроль. 1. 21-25.
5. Xavier P., Maldague V. (2001). *Theory and Practice of Infrared Technology for Nondestructive Testing*. John. Welle Sons, Inc. p. 684.
6. International standard ISO/FDIS 18434-2:2019(E). Condition monitoring and diagnostics of machines systems. – *Thermography*. – Part 2: Image interpretation and diagnostics.
7. Бондаренко О, Глуховський В. (2019). Аналіз способів діагностування технічного стану димових труб пасивним тепловізійним методом. Збірник доповідей 9-ої Національної науково-технічної конференції «Неруйнівний контроль та технічна діагностика». Київ: 199-205.
8. Бондаренко О, Глуховський В. (2022). Спосіб термографування зовнішньої поверхні димових труб дистанційним пасивним тепловізійним методом. Технічна діагностика та неруйнівний контроль. 3. 19-21.

References

1. Maslova V., Storozhenko V. (2004). *Thermography in diagnostics and non-invasive control*. Kharkiv: SMITH Company. [in Ukrainian]
2. Bilokur I. (2004). *Basics of flaw detection*. Kiev: "Azimuth-Ukraine". [in Ukrainian]
3. Krautkramer J., Krautkramer H. (1986). *Werkstoffprüfung mit Ultraschall*. Berlin.
4. Storozhenko V., Khorlo M., Meshkov S., Maslova V. (2005). Approach the creation of standard signs for thermal non-destructive control. *Technical diagnostics and non-invasive control*. 1. 21-25. [in Ukrainian]
5. Xavier P., Maldague V. (2001). *Theory and Practice of Infrared Technology for Nondestructive Testing*. John. Welle Sons, Inc. p. 684.
6. International standard ISO/FDIS 18434-2:2019(E). Condition monitoring and diagnostics of machines systems. *Thermography*. Part 2: Image interpretation and diagnostics.
7. Bondarenko O, Glukhovsky V. (2019). Analysis of methods for diagnosing the technical mill of smoke pipes using the passive thermal imaging method. *Collection of proceedings of the 9th National Scientific and Technical Conference "Non-invasive control and technical diagnostics"*. Kiev: 199-205. [in Ukrainian]
8. Bondarenko O, Glukhovsky V. (2022). Method of thermographing the external surface of smoke pipes using a remote passive thermal imaging method. *Technical diagnostics and non-invasive control*. 3. 19-21. [in Ukrainian]

УДК 004.9:534.8

DOI 10.31471/1993-9981-2023-2(51)-16-28

ОПТИМІЗАЦІЯ КОНТРОЛЮ ДЕФЕКТІВ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ ПЛАСТИНЧАТИХ НАПРЯМНИХ ХВИЛЬ ТА АЛГОРИТМІВ

І. З. Лютак, З. П. Лютак

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна, 76019, e-mail: ihorlt@gmail.com*

Робота присвячена вивченню і оптимізації контролю деформації під час використання пластинчатих напрямних хвиль. Автори підкреслюють важливість цього дослідження в контексті сучасного виробничого процесу, де постійно росте попит на високоякісні вироби, а технологічний прогрес вимагає постійної оптимізації. Основна мета дослідження полягає у виявленні ключових параметрів, що впливають на процеси деформації. Для цього автори проводять детальний аналіз, використовуючи математичний опис. Цей математичний опис допомагає краще зрозуміти динаміку процесів та взаємодію різних факторів, які впливають на виявлення дефектів в матеріалі об'єкту контролю. Наведено математичний опис параметрів роботи ультразвукового первинного перетворювача із детальним аналізом матеріалів виготовлення та способів застосування. Значну увагу приділено аналізу акустичного поля відбитого від границі розділу матеріал середовища поширення – дефект з практичної точки зору, а саме як найбільш оптимально виявити дефект та отримати його метричні показники. Стаття також акцентує увагу на необхідності розробки нових алгоритмів оброблення результатів. Це важливо для того, щоб забезпечити точність вимірювань та адекватність отриманих даних. Графіки та рисунки, представлені в статті, ілюструють досліджені процеси та їх особливості. Також наведено графік виявлення дефекту в стінці труби з застосуванням наведеного в статті математичного апарату. Автори підкреслюють, що вдосконалення технологічних процесів є ключовим елементом для підвищення ефективності виробництва. Оптимізація процесів контролю дефектів дозволить знизити виробничі витрати, покращити якість виробів та забезпечити їх довговічність. У підсумку, стаття представляє собою цінний внесок у вивчення та оптимізацію контролю наявності дефектів в металах, зокрема трубопроводах. Дослідження авторів має велике практичне значення для виробників, інженерів та науковців, які працюють у сфері неруйнівного контролю, матеріалознавства та технологій обробки матеріалів.

Ключові слова: ультразвук; металокопструкції; напрямні хвилі; неруйнівний контроль.

The study is dedicated to the examination and optimization of deformation control when using plate-guided waves. The authors emphasize the significance of this research in the context of the modern manufacturing process, where there's a continuous demand for high-quality products, and technological advancements necessitate ongoing optimization. The primary objective of the research is to identify key parameters that influence deformation processes. To achieve this, the authors conduct an in-depth analysis using a mathematical description. This mathematical representation aids in better understanding the dynamics of the processes and the interplay of various factors that affect defect detection in the material of the inspected object. A mathematical description of the parameters of the ultrasonic primary transducer is provided, with a detailed analysis of manufacturing materials and application methods. Considerable attention is given to the analysis of the acoustic field reflected from the boundary of the medium propagation-material interface – defect from a practical standpoint, specifically how to optimally detect a defect and obtain its metric indicators. The article also focuses on the need to develop new data processing algorithms. This is crucial to ensure measurement accuracy and the adequacy of the obtained data. Graphs and illustrations presented in the article offer a clear representation of the studied processes and their peculiarities. There's also a graph illustrating defect detection in a pipe wall using the mathematical framework discussed in the article. The authors stress that refining technological processes is a key element

in enhancing production efficiency. Optimizing defect control processes will help reduce production costs, improve product quality, and ensure their longevity. In conclusion, the article is a valuable contribution to the study and optimization of defect control in metals, especially pipelines. The authors' research holds significant practical importance for manufacturers, engineers, and scientists working in the fields of non-destructive testing, material science, and material processing technologies.

Key words: ultrasound; metal structures; guided waves; non-destructive testing.

Вступ

Ультразвукова дефектоскопія використовує пружні коливання і хвилі. Ультразвукові коливання - це механічні коливання частинок пружного середовища навколо свого положення рівноваги, а ультразвукові хвилі - це поширення в цьому середовищі механічних деформацій. Дане явище найбільш широко застосовуються при дефектоскопії матеріалів, медичній техніці. Для цього використовуються об'ємні однорідні хвилі, які представляють собою поздовжні і поперечні коливання.

Недоліком використання однорідних хвиль є їх низька чутливість, яка зумовлена допустимим розміром контрольованого дефекту, його формою, способом зварювання, структурою матеріалу, місцем знаходження у складних конструкціях, що не дає можливості безпосереднього доступу ультразвукового перетворювача до місця контролю. Це спостерігається, наприклад, при контролі окремих таврових з'єднань. Результати багатьох досліджень показують, що для пластинчатих матеріалів за їх розмірами, при статичних навантаженнях вплив величини непроварювання прямо пропорційно глибині непровару і його площі, що приводить до зменшення чутливості контролю. Для матеріалів з малою товщиною і високоміцних матеріалів при статичних і динамічних вібраційних навантаженнях використання класичних методів контролю з використанням поздовжніх і поперечних хвиль стає недоцільною через велику ймовірність недостовірності результатів.

Враховуючи, що при класичних методах контролю з використанням однорідних хвиль отримуємо пучок енергії, який з

поширенням на певні віддалі розходить і коли його ефективна ширина є співрозмірною з товщиною контрольованого об'єкту, виділення корисного сигналу є ускладненим, а то і неможливим. Селекція корисного сигналу на фоні шумів стає складною і малопродуктивною задачею. Практикою встановлено, що для серійних ультразвукових перетворювачів для контролю матеріалів товщиною до 5 мм використання класичних методів стає не ефективним. При ультразвуковому контролі труб діаметром 100 мм і менше спостерігається розфокусування променя, який вводиться в досліджуваний матеріал, що приводить до нерівномірності розподілення його енергії у перерізі на границі розділу середовищ перетворювач - матеріал, а також до збільшення шумів і відповідно зниження точності контролю.

Мета роботи

Найбільш ефективним методом контролю якості матеріалів є використання пластинчатих напрямних хвиль. Дані хвилі відносяться до класу нормальних хвиль і утворюються при нахиленому падінні хвилі на поверхню матеріалу чи трубопроводу при певних умовах, таких як кутовому введення хвилі в досліджуваний об'єкт, визначеній частоті коливань ультразвукового перетворювача та товщині матеріалу співрозмірної з довжиною хвилі. Важливою частиною цієї роботи є спрямованість на виявлення та охарактеризування параметрів роботи ультразвукового первинного перетворювача. Також ми прагнемо виявити особливості відбитого від дефекту акустичної хвилі, щоб оптимізувати його виявлення. Зусилля будуть спрямовані на

розробку алгоритму проведення контролю, який сприятиме більш оптимальному застосуванню досліджень у цій області.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Так в [1] було здійснено дослідження розвитку теорії ультразвукових спрямованих хвиль. Проведено розгляд апаратних розв'язків, включаючи новітні розробки трансдукторів для виявлення ультразвукових спрямованих хвиль у трубопроводах та аналіз, як спрямовані ультразвукові хвилі взаємодіють з дефектами та особливостями трубопроводів. В [2] досліджується різниця між керованими хвилями та об'ємними хвилями полягає в їх характеристиках поширення, де керовані хвилі вимагають виконання межових умов у хвилеводних структурах. Показано, що поперечні хвилі, подовжні хвилі або їх комбіновані хвилі постійно відбиваються і поширюються вперед межами хвилеводу, надаючи напрямним хвилям вищі можливості поширення на довгі відстані порівняно з об'ємними хвилями. Автори [2] показали, що тестування з використанням напрямних хвиль вимагає меншої щільності перетворювачів через їх відмінні показники поширення. Один або кілька перетворювачів можуть ефективно покривати значну частину трубопроводу для скринінгу. Тестування за допомогою напрямних хвиль охоплює весь переріз трубопроводу, дозволяючи всебічне виявлення пошкоджень як у поперечному, так і в осьовому напрямках. В результаті, інспекція за допомогою напрямних хвиль пропонує переваги мінімальних точок вимірювання, повного покриття поперечного перерізу та можливості дії на довгі відстані. На противагу цьому, об'ємні хвилі в основному концентруються безпосередньо під перетворювачами. Тому об'ємні хвилі переважно використовуються для виявлення дефектів у напрямку товщини об'єкта. Завдяки їх меншому діапазону акустичного випромінювання,

об'ємне ультразвукове інспектування вимагає використання перетворювачів для точкового виявлення дефектів у трубопроводах. В [3] показано, що ультразвукова техніка керованих хвиль виявила великий потенціал для тестування трубопроводів у нафтогазовій та енергетичній промисловості. Проте чутливість та точність ідентифікації невеликих дефектів потребують подальшого вдосконалення. Сигнал однієї точки, отриманий традиційними методами з використанням фіксованих перетворювачів, містить обмежену інформацію для ідентифікації дефектів, тоді як інтерференційні режими не завжди можуть бути повністю видалені. Дослідження [3] розробляє покращений метод інспекції труб на основі 2-D збору та обробки сигналів з місцевим осьовим скануванням для покращення здатності виявляти дефекти невеликого розміру. Дані вихідного поля хвиль у просторово-часовому домені ($t-x$) аналізуються та фільтруються у частотно-хвильовому домені ($f-k$) та покращуються віртуальним фокусуванням у часовому домені. У домені $f-k$ використовується вузько смуговий фільтр з вікном високого порядку 2-D Гаусового типу для видалення компонентів інтерференційного режиму. Для спрощення процесу сканування, забезпечуючи при цьому прийнятне виявлення дефектів, оптимізація параметрів сканування вивчається на основі числового моделювання методом скінченних елементів (FEM). Результати досліджень в [3] показали, що експерименти з осьовим скануванням за допомогою гнучкого електромагнітного акустичного перетворювача показують ефективність виявлення невеликих дефектів. У дослідження [4] запропоновано підхід до інспекції трубопроводів, який може бути застосований для декількох роботів або одного робота з інтегрованими акустичними датчиками високої роздільної здатності та доброї точності локалізації. Даний підхід

демонструється успішною інспекцією декількох дефектів на сталевій трубі за допомогою вручну керованих перетворювачів акустичних напрямлених хвиль. Підхід було розділено на два етапи: виявлення дефектів та їх локалізація. На етапі виявлення характеристика приймача визначає порогове значення амплітуди виявлення та зону виявлення одного перетворювача, в якій може бути присутній дефект (наприклад, круглий отвір діаметром 8,5 мм). Розмір цієї зони визначає відстань між перетворювачем для забезпечення 100% покриття всієї труби. Це призвело до успішного виявлення дефектів. На етапі локалізації, для кожного місця розташування перетворювача, де було виявлено дефект, проводилося п'ять додаткових вимірювань для визначення місця дефекту в зоні виявлення, і це призвело до помилок визначення місця дефекту менше ніж на 30 мм, що добре корелює з прогнозами зі симуляцій Монте-Карло. Алгоритм на основі щільності для виявлення кластерів був успішно використаний для ідентифікації та комбінування декількох вимірювань.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Попри інтенсивний розвиток у сфері неруйнівного контролю та значний прогрес в оптимізації ультразвукових первинних перетворювачів, деякі аспекти загальної проблеми залишаються невирішеними. Однією з ключових проблем, яку потрібно врахувати, є визначення оптимальних параметрів для різних типів дефектів у різних матеріалах. Це особливо важливо, оскільки характеристика дефекту та матеріал об'єкту контролю можуть впливати на якість виявлення. Також, попри детальний аналіз акустичної хвилі, яка відбивається від дефекту, залишається питання про те, як різні параметри цієї хвилі можуть впливати на здатність системи виявляти дефекти різного типу і розміру. Є потреба в подальшому дослідженні

взаємодії між характеристиками акустичної хвилі та особливостями дефекту. Щодо алгоритму проведення контролю із застосуванням вейвлет обробки сигналів, це сучасний підхід, що відкриває нові можливості. Однак, також виникає питання про його ефективність у різних умовах, а також про можливість його оптимізації для специфічних задач. Загалом, попри значний прогрес у дослідженні, ще багато аспектів загальної проблеми потребують подальшого вивчення та розробки. Це підкреслює важливість продовження досліджень в цій області, з метою подальшого вдосконалення методів та технік неруйнівного контролю.

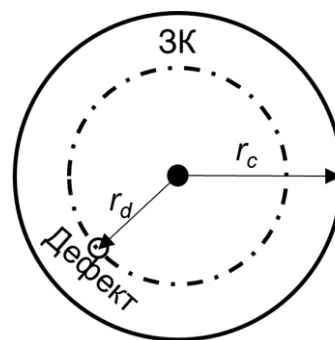
Формулювання цілей статті

Оптимізація контролю дефектів є критично важливою в сучасних промислових умовах, особливо коли мова йде про великогабаритні об'єкти. Використання пластинчатих напрямних хвиль у комбінації з передовими алгоритмами оброблення результатів відкриває нові можливості для виявлення дефектів з вищою точністю та швидкістю. Дослідження цього напрямку дасть змогу вирішити актуальну проблему застосування технології пластинчатих напрямних хвиль існуючими технічними засобами. Це не тільки сприятиме оптимізації ресурсів та часу, але й значно збільшить продуктивність та точність контролю, що, в кінцевому підсумку, гарантує вищу надійність та безпеку експлуатації великогабаритних конструкцій.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Метод проведення ультразвукового контролю. Процес контролю має два етапи: виявлення та локалізація дефекту. Кожен етап використовує різні стратегії вимірювань, що призводить до різних компромісів і оптимальних методів. На етапі виявлення оцінюється продуктивність перетворювача за максимальною дистанцією виявлення та порогом амплітуди. Ці оцінки проводяться для

попередньо визначеного дефекту-еталону при конкретних рівнях шуму, враховуючи бажану ймовірність виявлення та ймовірність помилкового спрацювання. На основі цих оцінок формується план виявлення. Порядок проведення контроль керується згідно цього плану, проводячи вимірювання на кожному наперед визначеному місці. Після виявлення характерної особливості, додаткові вимірювання проводяться поблизу зони виявлення з рівномірним кутовим розподілом в межах заданого кола. Цей підхід дозволяє локалізувати виявлену особливість. Щоб полегшити процес локалізації, роботи реконфігуруються або місця вибірки коригуються. Зазначимо, що ця інспекція може проводитися на всіх попередньо визначених точках вибірки за допомогою одного проходження або кількох послідовних кроків ультразвукового контролю. На етапі виявлення розташування позицій вибірки для роботів розроблено таким чином, щоб досягти визначеного покриття контролю для вказаного дефекту-еталону, наприклад, отвору в повну товщину діаметром певного розміру. Рис. 1 показує як отримується відбиття від дефекту на відстані r_d . Оскільки вважається, що передавач є всенапрямленим, напрямні хвилі поширюються від перетворювача у вигляді кругового фронту хвилі, і кожне положення перетворювача визначає зону контролю (ЗК), яка є колом радіусу r_c . Теорія виявлення [5] використовується для визначення і порогу амплітуди сигналу на основі вимог до заданої ймовірності визначення наявності дефекту для визначеного еталону в умовах експериментального шуму. Тут r_c є малим порівняно з об'ємом труби, тому хвилі можна розглядати як у пластині.



r_d – відстань до дефекту, r_c – радіус зони контролю

Рисунок 1 – Контроль дефекту за луно-імпульсом

Ми припускаємо, що у отриманих експериментальних даних присутній Гаусовий білий шум [6] через теплові коливання та електричний шум. Обробка за допомогою обгортки Гільберта (тобто абсолютне значення перетворення Гільберта сигналів) призводить до Релеєвого розподілу амплітуд шуму a_n . Для порогової амплітуди a_t виявлення дефекту може мати таку ймовірність помилкової тривоги D_p [7]:

$$D_p = e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{a_t}{\sigma_n}\right)^2}, \quad (1)$$

де σ_n - це квадратний корінь середньоквадратичної амплітуди шуму.

При додаванні Гаусового білого шуму амплітуди луно-сигналу від дефекту a_d після обробки з допомогою обгортки Гільберта призводять до розподілу Райса [8]. Для порогової амплітуди a_t , a_t може надати ймовірність виявлення P_d за [8] так:

$$P_d = Q_1\left(\frac{\mathcal{G}(a_d)}{\sigma_n}, \frac{a_t}{\sigma_n}\right), \quad (2)$$

де Q_1 - Q -функція Маркума, \mathcal{G} - масштабний фактор і залежить від a_d .

Виявлення дефекту здійснюється, коли амплітуда сигналу в часовій області перевищує порогову амплітуду виявлення a_t . Для отримання 100%-ного покриття контроль поверхні перетворювачі повинні рухатися по структурі таким чином, щоб усі

точки потрапляли в ЗК принаймні в одного перетворювача у певний момент. Це можна досягти за допомогою одного перетворювача, який сканує область, або групи які працюють спільно. Коли дефект виявлено, наступний крок - його локалізація. Процес контролю реконфігурується для отримання додаткових вимірювань у точках r_s , розташованих на однаковій відстані навколо кола з радіусом, центр якого знаходиться на місці спрацювання сигналу пластинчатої напрямної хвилі. Дані з цих місць потім об'єднуються для формування зображення. У зображенні амплітуда кожного пікселя є зваженою сумою внесків від кожного сигналу в часовій області в відповідний момент надходження. Піксель з найвищою амплітудою на зображенні вибирається як знаходження виявленого дефекту. Це реалізовано за допомогою алгоритму формування зображення з затримкою та сумою, де інтенсивність пікселя на певному місці (x, y) може бути записана за допомогою такої формули [4]:

$$I(x, y) = \sum_{i=1}^{N_s} \left| H(s_i(t - \tau_i(x, y))) \right|, \quad (3)$$

де $s_i(t)$ – сигнал в часовому просторі, отриманий на i -й точці контролю; H – перетворення Гілберта; τ_i – час поширення від точки контролю i до границі розділу і назад до тієї самої точки; x, y, z – координати, де z співпадає з віссю труби.

Спосіб збудження перетворювачем ультразвукових хвиль можна розглядати як взаємодію падаючої хвилі з багатократним відбиттям хвиль у всередині матеріалу де виникають резонансні явища. Вони приводять до утворення нормальних напрямних хвиль, які поширюються вздовж напрямку і стоячих у перпендикулярно до поширення напрямку, рис. 2.



Рисунок 2 – Принцип збудження пластинчатих напрямних хвиль ультразвуковим первинним перетворювачем

В дослідженнях ультразвукової дефектоскопії в якості первинних перетворювачів, які випромінюють і приймають ультразвукові коливання, використовують круглі, прямокутні або квадратні п'єзопластини з п'єзокераміки типу ЦТС - 19 чи іншого п'єзоматеріалу, зокрема кварцу. При подачі на п'єзопластину електричної енергії вона змінює свою товщину внаслідок чого утворюється зворотній п'єзоэффект. Аналіз і вибір п'єзоперетворювачів, які використовуються для створення пластинчатих напрямних хвиль є важливою задачею, так як вони впливають на чутливість методу контролю і на його роздільну здатність.

Підхід до оптимізації характеристик ультразвукового первинного перетворювача. Придаючи п'єзоелементу різну форму, по різному розміщуючи під певним кутом до досліджуваної поверхні об'єкту контролю і наділяючи їх функціями окремо випромінювача, приймача, або одночасно випромінювача - приймача отримуємо різні режими роботи. Тому вирішення задачі створення базового п'єзоперетворювача для створення пластинчатих напрямних хвиль відкриває можливість для їх ефективного використання. При цьому характеристики перетворювачів можуть бути визначені за параметрами п'єзоелементу, який генерує і приймає ультразвукові хвилі. Наприклад, у нахилених перетворювачах амплітуду

зондуючого і приймаючого ультразвукових сигналів, а також акустичне поле, яке створюється у виробі можна визначити за параметрами п'єзоелементу методом уявного випромінювання. Основні характеристики, за якими визначають властивості п'єзоперетворювача є [9]:

1) коефіцієнт електромеханічного перетворення L , який характеризує ефективність роботи перетворювача в режимі випромінювання:

$$L = P_{1c} / U_0, \quad (4)$$

де P_{1c} - середнє значення амплітуди акустичного тиску хвилі, яка випромінюється, U_0 - амплітуда електричної напруги, яка збуджує перетворювач у режимі приймання;

2) коефіцієнт зворотного випромінювання M :

$$M = I / P_{2c}, \quad (5)$$

де P_{2c} - середнє значення амплітуди тиску ультразвукової хвилі, яка поступає на перетворювач, I - електричний струм, що протікає між електродами п'єзоперетворювача в режимі приймання;

3) коефіцієнт подвійного електромеханічного перетворення D :

$$D = L \cdot M. \quad (6)$$

Даний коефіцієнт характеризує ефективність роботи суміщеного первинного перетворювача в режимі випромінювання - приймання.

Для оцінки коефіцієнта подвійного електромеханічного перетворення використаємо методику розрахунку перехідних процесів за час t у перетворювачі у режимі приймання, що дозволяє визначити імпульс струму $I(t)$, який протікає у перетворювачі при прийманні сигналу:

$$I(t) = G U(t) \quad (7)$$

де $U(t)$ - електрична напруга збудження в режимі випромінювання; G - константа п'єзоэффекту, яка залежить від ємності п'єзопластини, кута нахилу п'єзопластини, коефіцієнта загасання і характеристичного імпедансу:

$$G = 2(h_{33}C_0)^2 Z_2 K_{23} \frac{\exp(-2\alpha H)}{S(Z+Z_2)^2}, \quad (8)$$

$$K_{23} = Z_3 - Z_2 / Z_3 + Z_2$$

де Z , Z_2 , Z_3 - відповідно характеристичні імпеданси перетворювача, контактної рідини і досліджуваного матеріалу; S - площа пластини; H - віддаль між пластиною і досліджуваним матеріалом; α - коефіцієнт загасання; h_{33} - п'єзоелектричний модуль, який визначає зв'язок між прикладеним електричним полем і виникненням механічного напруження в матеріалі; індекс 33 вказує на напрямок, в якому прикладено електричне поле, та напрямок, в якому спостерігається механічне напруження. Значення h_{33} високе для матеріалів із високим п'єзоэффектом; C_0 - діелектрична проникливість матеріалу при нульовому п'єзоэффекті (тобто без зовнішнього електричного поля).

В залежності від навантаження пластини п'єзоперетворювача, а це залежить від структури матеріалу, його товщини, зовнішніх впливів, імпульс струму, який протікає через п'єзоперетворювач буде змінюватися [10]:

$$I(t) = \frac{G}{RC} \int_0^t U(t) \exp\left(-\frac{t-y}{RC}\right) dy, \quad (9)$$

де y - змінна інтегрування, R - імпеданс пластини і матеріалу, C - ємність пластини.

Якщо в якості збуджуючого сигналу перетворювача використовувати імпульс напруги в вигляді одного періоду з синусоїдальною частотою і певною амплітудою достатньою для збудження, то імпульс струму буде:

$$I(t) = \frac{GU_0}{\sqrt{1+tg^2\varphi}} \left(\sin(\omega t - \varphi) + \sin\left(\varphi \exp(-t\omega/tg\varphi)\right) \right), (10)$$

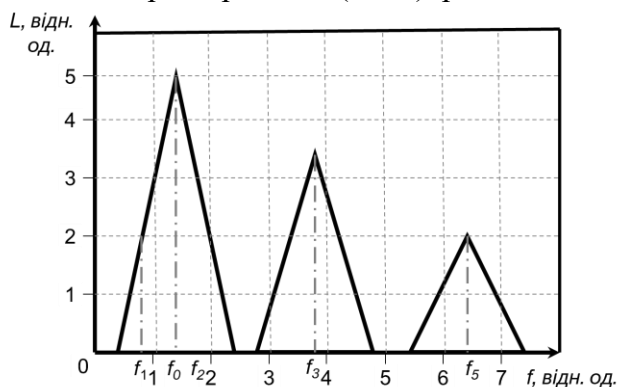
де φ - кругова частота; $tg\varphi = \omega R \cdot C_0$.

Амплітудне значення струму I_m досягається при $t = \pi/2$:

$$I_m = \frac{G}{\sqrt{1+tg^2\varphi}} \left(\cos\varphi + \sin\varphi \exp(e^{-\pi/2tg\varphi}) \right). (11)$$

При експериментальних дослідженнях перетворювач збуджувався імпульсом тривалістю пів періоду, частотою 5МГц, а також імпульсом в вигляді одного періоду, частотою 10 МГц. Найбільшої величини амплітуди відбитого сигналу на границі розділу двох середовищ з різною густиною отримували при збудженні перетворювача зондуючим імпульсом тривалістю пів періоду при контактному способі перетворювача з поверхнею матеріалу. Експеримент проводився на матеріалі труби з сталі X50 діаметром 720мм.

Важливою характеристикою, яка показує зміну модуля коефіцієнта перетворення п'єзоперетворювача в залежності від частоти є його амплітудно - частотна характеристика (АЧХ), рис. 3:



L – коефіцієнт прямого електромеханічного перетворення; f - частота

Рисунок 3 - Амплітудно - частотна характеристика прямого пів хвильового резонансного п'єзоперетворювача частотою 5 МГц

В якості параметрів АЧХ досліджувались наступні величини:

- частота, яка відповідає першому максимуму f_0 (перша гармоніка);
- f_1, f_2 частоти, при яких АЧХ в області першої гармоніки нижче максимальної на 5 дБ, а режим двійного перетворення рівний 2дБ;
- f_3, f_5 - частоти непарних гармонік;
- $\Delta f = f_1 - f_2$ - смуга пропускання, що характеризується граничними частотами.

Ширина смуги пропускання робочих частот п'єзоперетворювачів вказує на можливість забезпечення з високою точністю основних параметрів контролю. Чим ширша смуга, тим кращі основні показники апаратури, зокрема у таких приладах вища чутливість, роздільна здатність, ширший діапазон вибору частот і менша похибка вимірювання контрольованих параметрів. Смуга робочих частот від десяти долей до десятків мегагерц дозволяють зменшити тривалість випромінюючих і приймаючих акустичних імпульсів до десятків долей мікросекунди і тим самим підвищити роздільну здатність дефектів за глибиною їх розташування, розширити область контролю малих товщин, тобто збільшити діапазон вимірювань ультразвукових товщиномірів. Широка смуга пропускання перетворювачів дає можливість плавно змінювати частоту пластинчатих напрямних ультразвукових хвиль таким чином, щоб забезпечити максимальну чутливість контролю різномірних дефектів у конкретних матеріалах.

Поле випромінювання перетворювача має різну форму, яке представляє просторовий розподіл акустичного тиску P , який створюється перетворювачем в досліджуваному об'єкті. Поле тиску, яке створюється п'єзоперетворювачем на різних відстанях від випромінюючої пластини z і віддалі від осі симетрії випромінювання x має різну форму і відповідно різний

розподіл енергії у досліджуваному матеріалі:

$$P(z) = P(0) \left| 2 \sin \left(\frac{k}{2} \left(\sqrt{z^2 + a^2} - z \right) \right) \right|, \quad (12)$$

де a - радіус перетворювача, k - хвильове число.

Результати досліджень. Форма акустичного поля найбільш залежить від параметрів п'єзоматеріалу, з якого виготовлений даний п'єзоелемент. Ці параметри впливають на коефіцієнт електромеханічного перетворення перетворювача і на його амплітудно - частотну характеристику. Дані параметри забезпечуються шляхом демпфування

п'єзоперетворювача, узгодженням його з електричними елементами R , L , C генератора зондуючих імпульсів, а також використання спеціальних електронних схем збудження п'єзоелементів і включення їх у режим приймання ультразвукових коливань (компенсація вільних коливань п'єзоелементів, зменшення реактивних складових, узгодження вхідного опору). Важливу роль для позитивного вирішення даної задачі має застосування п'єзоелементів спеціальної форми, наприклад, сферично вигнутих, застосування спеціального складу п'єзокераміки, властивості якої показані у табл. 1, а умовні позначення у табл. 2.

Таблиця 1 – Властивості п'єзокераміки

Позначення	Одиниця виміру	ЦТС–26	ЦТС–26м	ЦТС–21	ЦТС–45
T_k	°C	350	350	400	330
$\varepsilon_{33}^T/\varepsilon_0$	–	1700	1700	500	1750
$\text{tg} \delta$, не більше	%	2.0	2.0	2.0	2.0
Q_m^E	–	80	80	150	75
v_{l1}^E	103м/с	3.0	3.0	3.70	2.77
σ_p	–	0.36	0.38	0.32	–
k_p	–	0.60	0.60	0.30	0.61
k_{33}	–	0.68	0.68	0.42	0.70
d_{31}	10^{-12} Кл/Н	–170	–160	–40	–180
d_{33}	10^{-12} Кл/Н	350	340	100	380
d_{15}	10^{-12} Кл/Н	–	–	120	–
g_{31}	10^{-3} В·м/Н	–11.3	–10.6	–9.0	–11.6
g_{33}	10^{-3} В·м/Н	–	23.3	22.6	24.5
$t_{роб}$	°C	250	250	350	250
ρ_v	10^8 Ом·м, при 100 °C	1	1	1	1
ρ_v	10^4 , при $t_{роб}$	–	–	10	–
ρ	10^3 кг/м ³	7.6	7.6	7.6	7.5

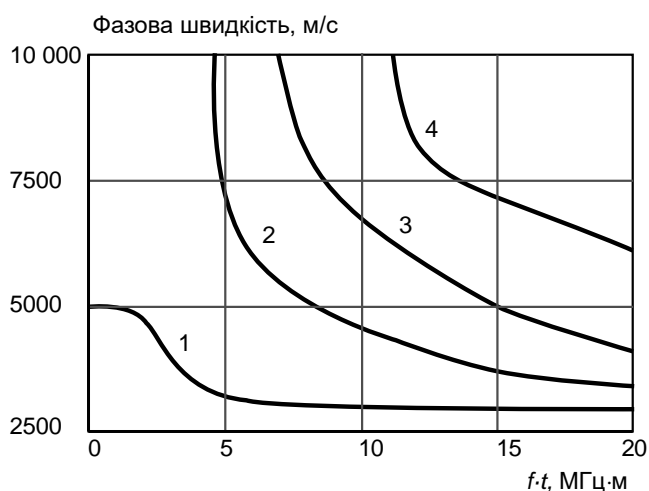
Таблиця 2 – Умовні позначення п'єзокерамічних констант

Позначення	Пояснення
T_k	Температура точки Кюрі
$\varepsilon_{33}^T/\varepsilon_0, \varepsilon_{11}^T/\varepsilon_0$	Відносна діелектрична проникність
$\text{tg} \delta$	Тангенс кута діелектричних втрат в слабких полях при $E=25$ кВ/м
Q_m^E	Механічна добротність
v_{l1}^E	Швидкість звуку
σ_p	Планарний коефіцієнт Пуассона
d_{31}, d_{33}, d_{15}	П'єзоелектричні модулі
g_{31}, g_{33}	Електричні константи за напругою (чутливість в режимі приймання)
$T_{роб}$	Рекомендована підвищена температура
ρ_v	Питомий об'ємний електричний опір

Практика показує, що враховуючи перехідні процеси у перетворювачі найбільш ефективним є суміщений перетворювач контактного типу. Основними параметрами пластинчатих напрямних хвиль є фазова і групова швидкість, рис. 4. Вибір мод для проведення контролю об'єкту здійснюють за наступними міркуваннями. Симетричні моди характеризуються тим, що вони збуджують рух матеріалу вздовж одного напрямку. Це може бути, наприклад, вертикальний рух вгору та вниз. Асиметричні моди збуджують рух матеріалу в двох або більше напрямках. Це може бути, вертикальний рух вгору та вниз, а також горизонтальний рух вліво та вправо. Моди з вищою фазовою швидкістю зазвичай передають більше енергії. Моди з низькою фазовою швидкістю краще реагують на дефекти, оскільки вони мають здатність "відчувати" невеликі зміни в матеріалі. Для контролю об'єктів на довшій відстані краще використовувати моди з великою енергією, оскільки вони менше загасають на відстані.

Важливою частиною ультразвукового контролю є оброблення сигналу, отриманого від первинного перетворювача. Ми обрали вейвлет-аналіз сигналів, оскільки він став досить популярним у сфері аналізу ультразвукових сигналів, особливо при виявленні дефектів. Однією з його ключових особливостей є масштабний аналіз, який дозволяє розглядати сигнал на різних рівнях деталізації. Це означає, що користувач може сконцентруватися на високочастотних або низькочастотних аспектах сигналу за потреби. Там, де багато інших методів аналізу зосереджуються або на часі, або на частоті, вейвлет-аналіз враховує обидва цих параметри. Це означає, що можна відслідковувати, як змінюється сигнал у часі, не втрачаючи при цьому даних про частоту. Ця локалізація в часі та частоті особливо корисна, коли потрібно виявити короткочасові збурення або дефекти. Вейвлет-трансформація також

володіє чутливістю до слабких або трудно помітних характеристик сигналу, що може не бути поміченим за допомогою інших методів. Ще однією важливою особливістю є можливість вибору між різними вейвлет-функціями. Різні функції можуть бути оптимальними для різних типів ультразвукових сигналів, тому аналіз може бути налаштований під конкретну задачу. Завдяки цим особливостям, вейвлет-аналіз може виявляти та локалізувати дефекти з великою точністю, адаптуючись до особливостей кожного сигналу. Для аналізу ультразвукових напрямних хвиль ми використовуємо вейвлет функцію Добеші (Daubechies wavelets) або вейвлет Мексиканського капелюха (Mexican Hat wavelet). Вейвлет Добеші популярний через його здатність забезпечувати гарну локалізацію в часі та частоті. Він володіє компактною опорою і може бути використаний для реконструкції сигналу без будь-яких втрат, що робить його особливо корисним для аналізу сигналів, де деталі є важливими, як це часто відбувається при виявленні дефектів. Вейвлет Мексиканського капелюха, з іншого боку, є гарно локалізованим в часі та частоті, що робить його дуже чутливим до короткочасових збурень в сигналах. Це особливо корисно при виявленні дефектів, які можуть бути тимчасовими або локальними в сигналі. Так, для проведення аналізу сигналу напрямних хвиль, де деталі не є важливими Мексиканський капелюх є оптимальним вибором. Вейвлет Добеші є кращим варіантом, де потрібна висока чутливість до короткочасових збурень, його ми застосовуємо при локалізації дефекту місце якого отримано за допомогою застосування напрямних ультразвукових хвиль. Для оптимального застосування ультразвукових напрямних хвиль та оброблення сигналу нами запропоновано алгоритм.



номери 1...4 позначають порядковий номер моди

Рисунок 4 – Зв'язок між фазовою швидкістю та добутком частоти f на товщину t пружного середовища для симетричних мод пластинчатих напрямних хвиль

Алгоритм проведення ультразвукового контролю:

1. Підготовка об'єкта до контролю:

1.1 Визначте ділянки для ультразвукового тестування (залежить від геометрії об'єкту контролю, його стану, доступності поверхонь).

1.2 Очистіть поверхню об'єкта від забруднень та корозії у місцях контакту із ультразвуковими перетворювачами.

2. Використання напрямних хвиль:

2.1 Підключіть ультразвуковий перетворювач до вторинного пристрою (дефектоскоп).

2.2 Застосуйте контактний гель на поверхню об'єкта для кращого зв'язку між перетворювачем та поверхнею.

2.3 Встановіть перетворювач на відповідне місце об'єкта.

2.4 Запустіть процес ультразвукового контролю.

2.5 Запишіть отриманий сигнал.

3. Оброблення сигналу напрямних хвиль з використанням вейвлету Мексиканського капелюха:

3.1. Завантажте сигнал до програми обробки.

3.2. Застосуйте вейвлет-перетворення Мексиканського капелюха до сигналу.

3.3. Визначте аномалії чи можливі дефекти на основі обробленого сигналу.

4. Використання об'ємних хвиль для локалізації дефектів:

4.1. Перемістіть датчик на ділянки, де було виявлено можливі дефекти.

4.2. Запустіть процес ультразвукового контролю для отримання даних об'ємних хвиль та детального визначення параметрів дефекту.

5. Оброблення сигналу об'ємних хвиль з використанням вейвлету Добеші:

5.1. Завантажте сигнал до програми обробки.

5.2. Застосуйте вейвлет-перетворення Добеші до сигналу, що дає змогу точніше визначити положення та розмір дефекту.

6. Аналіз результатів та документація:

6.1. Зробіть висновки про стан об'єкта на основі отриманих даних.

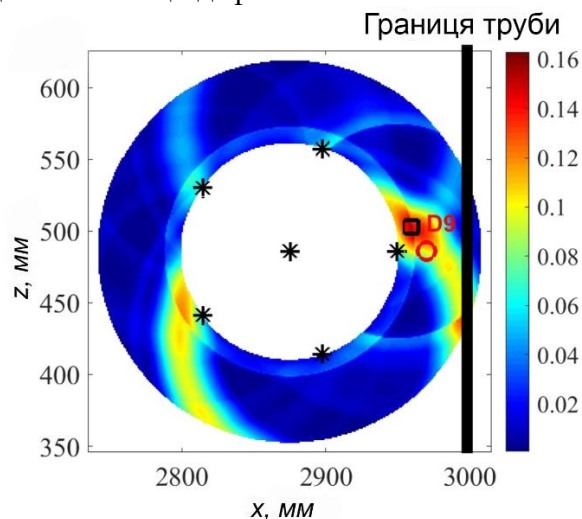
6.2. Запишіть всі знаходження та рекомендації щодо подальшого обслуговування об'єкта.

7. Завершення процесу контролю.

Контроль дефектів в трубопроводі.

Коли відстань між перетворювачем і краєм труби d_{ed} є меншою ніж r_c , відбивання від краю труби може викликати помилкове спрацювання на етапі виявлення дефектів та створювати артефакти на зображенні під час локалізації дефекту. Використання коротшого часового вікна може обмежити цей ефект, але може також видалити сигнали від дефектів біля краю труби, тому зона виявлення зменшується. Проте, використання короткого кроку контролю перетворювачем p_s може зменшити цей недолік. Було виявлено, що для областей біля краю труби p_s може бути коротшим,

щоб зберегти 100% покриття виявлення. Наприклад, $p_s = 125$ мм використовують для інспекції області труби від 375 мм до 2625 мм, тоді як для ближчої до краю області використовують $p_s = 62.5$ мм. Дефект D9 вивчає вплив відбивання від краю труби. Навіть якщо покриття не 100% при $p_s = 125$ мм, дефект все ще може бути виявлений. На етапі локалізації проблема полягає в тому, що сигнали від дефекту у додаткових вимірах можуть бути поглинені відбитими сигналами і видалені під час формування зображення. Дефект може бути виявлений, але не вірно локалізований, коли відбивання від труби не враховуються. Однак дефект може бути локалізований з похибкою в 19 мм, як показано на рис. 5, що свідчить про можливість використання відбитих сигналів для локалізації дефектів.



* - місце контролю перетворювачем

Рисунок 5 – Зображення акустичного поля від дефекту D9 включаючи відбиття від границі труби

На основі (3), підходу оптимізації ультразвукового перетворювача та приведеного алгоритму проведено обчислення контролю дефекту в трубі (рис. 5). Показано ефективне застосування розробленого відходу.

Висновки

Аналізуючи деформацію при використанні пластичних напрямних хвиль, було виявлено декілька ключових параметрів, які визначають якість і стабільність процесу. Через застосування специфікованих математичних формул, встановлено взаємозв'язок між різними факторами, які впливають на деформаційні процеси. Це дозволило краще зрозуміти динаміку і взаємодію цих процесів. В рамках дослідження було розроблено нові алгоритми оброблення результатів. Ці алгоритми забезпечують вищу точність вимірювань і дозволяють отримувати більш адекватні дані про деформаційні процеси. Вдосконалення технологічних процесів деформації, яке пропонується в цій статті, може значно підвищити ефективність виробництва. Це не тільки знизить виробничі витрати, але і поліпшить якість кінцевих продуктів.

Список використаних джерел

1. ZANG, Xulei, et al. Ultrasonic guided wave techniques and applications in pipeline defect detection: A review. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 2023, 105033.
2. Wenbo Duan, Ray Kirby, Guided wave propagation in buried and immersed fluid-filled pipes: Application of the semi analytic finite element method, *Computers & Structures*, Volume 212, 2019, Pages 236-247, ISSN 0045-7949, <https://doi.org/10.1016/j.compstruc.2018.10.020>.
3. LIU, Tianhao, et al. An Enhanced Long-range Guided-wave Pipe Inspection Method Based on Local Axial 2D Signal Acquisition and Processing. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 2023.
4. ZHANG, Jie, et al. Pipe inspection using guided acoustic wave sensors integrated with mobile robots. *NDT & E International*, 2023, 139: 102929.

5. Hang J., Niu X., Croxford A.J., Drinkwater B.W. Strategies for guided acoustic wave inspection using mobile robots Proc R Soc A, 478 (2022), Article 20210762, 10.1098/rspa.2021.0762.

6. Michaels J.E., Lee S.J., Croxford A.J., Wilcox P.D. Chirp excitation of ultrasonic guided waves Ultrasonics, 53 (2013), pp. 265-270, 10.1016/j.ultras.2012.06.010

7. Beckmann P. Rayleigh distribution and its generalizations Radio Sci, 68D (1964), pp. 927-932, 10.6028/jres.068D.092.

8. Talukdar K.K., Lawing W.D. Estimation of the parameters of the rice distribution J Acoust Soc Am, 89 (1991), pp. 1193-1197, 10.1121/1.400532.

9. Цапенко В.К. .Основи ультразвукового неруйнівного контролю: Підручник/ В.К.Цапенко, Ю.В.Куц. –К.: НТТУ «КПІ».- 2010.-448 с.

10. Храмов А.В. Первинні вимірювальні перетворювачі вимірювальних приладів і автоматичних систем: Навч. посібник.-К.: Вища шк., 1998.-527с.

4. ZHANG, Jie, et al. Pipe inspection using guided acoustic wave sensors integrated with mobile robots. NDT & E International, 2023, 139: 102929.

5. Hang J., Niu X., Croxford A.J., Drinkwater B.W. Strategies for guided acoustic wave inspection using mobile robots Proc R Soc A, 478 (2022), Article 20210762, 10.1098/rspa.2021.0762.

6. Michaels J.E., Lee S.J., Croxford A.J., Wilcox P.D. Chirp excitation of ultrasonic guided waves Ultrasonics, 53 (2013), pp. 265-270, 10.1016/j.ultras.2012.06.010

7. Beckmann P. Rayleigh distribution and its generalizations Radio Sci, 68D (1964), pp. 927-932, 10.6028/jres.068D.092.

8. Talukdar K.K., Lawing W.D. Estimation of the parameters of the rice distribution J Acoust Soc Am, 89 (1991), pp. 1193-1197, 10.1121/1.400532.

9. Tsapenko V.K. .Osnovy ultrazvukovoho neruivivnoho kontroliu: Pidruchnyk/ V.K.Tsapenko, Yu.V.Kuts. – К.: NTTU «КПІ».- 2010.-448 с. . [in Ukrainian]

10. Khramov A.V. Pervynni vymiriuvalni peretvoriuvachi vymiriuvalnykh pryladiv i avtomatychnykh system: Navch. posibnyk.-К.: Vyshcha shk., 1998.-527s. [in Ukrainian]

References

1. ZANG, Xulei, et al. Ultrasonic guided wave techniques and applications in pipeline defect detection: A review. International Journal of Pressure Vessels and Piping, 2023, 105033.

2. Wenbo Duan, Ray Kirby, Guided wave propagation in buried and immersed fluid-filled pipes: Application of the semi analytic finite element method, Computers & Structures, Volume 212, 2019, Pages 236-247, ISSN 0045-7949, <https://doi.org/10.1016/j.compstruc.2018.10.020>.

3. LIU, Tianhao, et al. An Enhanced Long-range Guided-wave Pipe Inspection Method Based on Local Axial 2D Signal Acquisition and Processing. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2023.

ВИМІРЮВАННЯ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ РЕЧОВИНИ

УДК 681.121:006.91

DOI: 10.31471/1993-9981-2023-2(51)-29-38

МОДЕЛЮВАННЯ ВПЛИВУ ВОДНЮ НА КОЕФІЦІЄНТ СТИСЛИВОСТІ ГАЗОВОДНЕВИХ СУМІШЕЙ

О. Є. Середюк¹⁾, В. В. Малісевич²⁾, Д. О. Середюк²⁾, В. Б. Шевчук¹⁾, Р. Т. Мануляк¹⁾

*¹⁾ Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, e-mail: mivt@nung.edu.ua*

*²⁾ Державне підприємство «Івано-Франківський науково-виробничий центр
стандартизації, метрології та сертифікації»;
вул. Вовчинецька, 127, м. Івано-Франківськ, 76006,
e-mail: vitaliy_malisevych@ukr.net*

Розглянуто актуальність визначення коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей. Обґрунтовано доцільність розроблення практичного алгоритму розрахунку коефіцієнта стисливості природного газу з різним вмістом водню. Описано суть розроблених трьох методів визначення коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей при конкретизації об'ємного вмісту водню і компонентного складу природного газу з вмістом вуглекислого газу і азоту. Перший метод базується на використанні методу композиції компонентів газоводневої суміші з використанням базового методу розрахунку коефіцієнта стисливості NX-19 мод. Другий метод передбачає використання методології на базі використання комплексних коефіцієнтів приведення параметрів робочого середовища, які застосовуються при проектуванні витратомірів змінного перепаду тиску. Третій метод передбачає використання концепції компонентного оцінювання складу газу. Кожен із методів передбачає враховування об'ємного вмісту водню як компонента газоводневої суміші. Наведені алгоритми розроблених трьох методів визначення коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей і здійснене чисельне моделювання зміни коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей з вмістом водню до 30 % при абсолютному тиску газу 0,3 МПа і температурі 15 °С. Здійснено порівняльний аналіз трьох алгоритмів розрахунку. Встановлено закономірності зміни коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей, які стосуються зростання цього коефіцієнта близько 0,4- 0,5 % при зростанні вмісту водню до 30 % від його значення у безводневому природному газі. Показано, що розходження трьох запропонованих методів розрахунку коефіцієнта стисливості не перевищує 0,2 %, що можна вважати кожен із цих методів придатним для практичного застосування.

Ключові слова: природний газ, компонентний склад, водень, газоводнева суміш, абсолютний тиск, температура, псевдокритична температура, псевдокритичний тиск, коефіцієнт стисливості, комп'ютерне моделювання, декарбонізація енергетичних ресурсів, об'єм газоводневої суміші.

The relevance of determining the compressibility coefficient of gas-hydrogen mixtures is considered. The expediency of developing a practical algorithm for calculating the compressibility coefficient of natural gas with different hydrogen content is substantiated. The essence of the developed three methods for determining the compressibility coefficient of gas-hydrogen mixtures when specifying the volume content of hydrogen and the component composition of natural gas with the content of carbon dioxide and nitrogen is described. The first method is based on the use of the method of composition of the components of the gas-hydrogen mixture using the basic method of calculating the compressibility coefficient NX-19 mod. The second method involves the use of a methodology based on the use of complex coefficients for reducing parameters of the working environment, which are used in the design of variable pressure drop flowmeters. The third method involves the use of the concept of component evaluation of gas composition. Each of the methods involves taking into account the volume content of hydrogen as a component of the gas-hydrogen mixture. Algorithms of the developed three methods for determining

the compressibility coefficient of gas-hydrogen mixtures and numerical simulation of the change in the compressibility coefficient of gas-hydrogen mixtures with a hydrogen content of up to 30% at an absolute gas pressure of 0.3 MPa and a temperature of 15 °C are presented. A comparative analysis of three calculation algorithms was carried out. The regularities of changes in the compressibility coefficient of gas-hydrogen mixtures have been established, which relate to the growth of this coefficient by about 0.4-0.5% when the hydrogen content increases to 30% of its value in anhydrous natural gas. It is shown that the difference between the three proposed methods of calculating the compressibility coefficient does not exceed 0.2%, which means that each of these methods can be considered suitable for practical use.

Keywords: natural gas, component composition, hydrogen, gas-hydrogen mixture, absolute pressure, temperature, pseudocritical temperature, pseudocritical pressure, compressibility factor, computer modeling, decarbonization of energy resources, volume of gas-hydrogen mixture.

Вступ. На даний час значної актуальності набуло завдання розроблення методів декарбонізації енергетичної галузі України, яка зводиться насамперед до зменшення викидів вуглекислого газу у навколишнє середовище при спалюванні природного газу як енергоносія. У світлі такого підходу Міністерством енергетики та захисту довкілля України розроблено проєкт Концепції "Ukrainian Green Deal" для реалізації "зеленого" енергетичного переходу України, яка ставить основною метою зменшення обсягу викидів парникових газів при забезпеченні переходу до кліматично нейтральної економіки України до 2070 року [1]. Одним із важливих напрямків цієї Концепції є поступова декарбонізація енергетики шляхом зменшення об'єму використовуваного природного газу за рахунок використання енергії відновлюваних джерел, у тому числі водню. Практичним напрямком використання такого підходу є застосування технологій із додаванням водню як компоненту до природного газу при його транспортуванні газовими мережами і постачанні до споживачів.

За цих умов необхідним є вирішення питань обліку газоводневих сумішей за умов використання різних засобів обліку, які реалізують вимірювання об'єму і витрати газу у сфері промисловості, а також в комунально-побутових споживачах. Це вимагає проведення досліджень щодо впливу компоненту водню в газоводневих

сумішах на їх фізичні властивості, наприклад, густину, коефіцієнт стисливості, показник адіабати, швидкість поширення ультразвуку, тощо, які використовуються при застосуванні алгоритмів опосередкованого вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу. Ці параметри безпосередньо визначають метрологічні аспекти реалізації методу змінного перепаду тиску, критичних, термоанемометричних, ультразвукових витратомірів, а також турбінних та роторних лічильників газу у складі вузлів обліку газу [2].

Для засобів, які використовуються у комунально-побутовій сфері, актуальним є дослідження впливу водню у складі природного газу на герметичність і еластичність рухомих полімерних матеріалів (мембран) у побутових лічильниках газу мембранного типу. Також практично для всіх механічних перетворювачів витрати газу у лічильниках газу, наприклад, турбінних, роторних, мембранних, необхідно провести експерименти щодо перевірки герметичності корпусу та ущільнюючих вузлів при їх функціонуванні на газоводневих сумішах, оскільки це безпосереднім чином також впливає на метрологічні характеристики лічильників газу.

Метою роботи є математичне моделювання впливу водню на зміну коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Аналіз відомих методик по визначенню коефіцієнта стисливості газів згідно чинних нормативних документів, вказаних у одному з розділів довідника [2], показав, що вони не можуть бути застосовуваними, оскільки стосуються природного газу, який не містить у своєму складі водню.

Відомим також є національний стандарт України ДСТУ ISO 12213, який регламентує методику обчислення фактора стисливості природного газу, який складається із трьох частин. Для визначення фактора стисливості на основі фізичних властивостей природного газу розроблена третя частина цього стандарту [3], який в принципі передбачає присутність водню і відомим його кількісним вмістом як складової частини для газів із синтетичними домішками. Однак викладена методологія розробленого програмного забезпечення, яка реалізує методи визначення фактора стисливості цього стандарту, є складною для практичного застосування, оскільки передбачає використання комп'ютерної програми, власником якої є технічний комітет ISO/TC 193/SC 1. Також вказаний стандарт рекомендує можливим отримання інформації щодо наявності такого програмного забезпечення в місцевій організації ISO, що також ускладнює практичне використання цього алгоритму. Крім того очевидно є потреба значних коштів для використання програмного забезпечення і можливо, навіть, ліцензійний дозвіл на його практичне застосування.

Поряд з цим вивчення викладення у стандарті [3] методу SGERG-88, у якому наведені рівняння та числові значення коефіцієнтів, які використовуються для обчислення фактору стисливості сумішей, які містять водень, показало, що є технічні неточності в пункті В.2.2 обов'язкового додатку В при реалізації ітерації для визначення другого віріального коефіцієнта. Ця обставина не дозволяє авторам

використати цей стандарт для розрахунку достовірних значень фактора стисливості згідно наведеного в стандарті алгоритму розрахунку. Крім того, цей стандарт передбачає розрахунок фактора стисливості для газоводневих сумішей з молярною часткою водню до 10 %, а відомі експериментальні дослідження показують про можливість застосування газоводневих сумішей з молярною часткою водню до 20 % і більше [1], що вимагає дослідження коефіцієнта стисливості в ширших межах порівняно із наведеними даними у стандарті.

Відомими є дослідження впливу сумішей водню та природного газу на транспортування їх газорозподільними мережами, де були використані суміші до 50 % водню [4, 5]. Однак в них не розглядалося питання дослідження фізичних властивостей газоводневих сумішей.

В публікації [1] розглянуті результати визначення впливу водню та газоводневих сумішей на метрологічні характеристики побутових лічильників газу тільки з врахуванням вмісту водню у газоводневих сумішах (10 і 20 %) і без оцінювання фізичних властивостей, зокрема, коефіцієнту стисливості.

При експериментальному дослідженні герметичності газорозподільних мереж в роботі [6] за низьких і високих робочих тисків встановлено практично несуттєву негерметичність при низьких тисках і суттєво більшу негерметичність для мереж високого тиску тільки з врахуванням тиску і температури газоводневих сумішей без врахування розраховуваних значень фізичних властивостей сумішей.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми вказує на необхідність врахування коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей при вимірюваннях їх об'єму і об'ємної витрати.

Формулювання цілей статті Розроблення і порівняльний аналіз алгоритмів для визначення розрахунковим

методом коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей за різного вмісту в них водню.

Виклад основного матеріалу

Враховуючи, що моделювання повинно здійснюватися з використанням конкретних числових значень, то необхідно оперувати

конкретними кількісними характеристиками, які би слугували основою для теоретичних досліджень. За основу при реалізації моделювання вибрані три склади природного газу з різним значенням теплоти згорання, компонентний склад яких наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Компонентний склад природних газів (у об'ємних %) при моделюванні

Компоненти природного газу	Природний газ з теплою згорання 36,02 МДж/м ³	Природний газ з теплою згорання 37,56 МДж/м ³	Природний газ з теплою згорання 38,39 МДж/м ³
CH ₄	97,06	96,88	93,76
C ₂ H ₆	0,10	1,79	3,54
C ₃ H ₈	0,01	0,56	1,47
CO ₂	2,68	0,68	0,64
N ₂	0,15	0,09	0,59

В процесі моделювання до складу природного газу додавався водень, об'єм якого в складі газоводневої суміші змінювався в діапазоні від 0 % до 30 % з кроком 5 %. Одночасно при зростанні вмісту водню в газоводневій суміші вміст інших складових природного газу пропорційно зменшувався для досягнення загального об'єму 100 %.

Робочі умови для досліджуваних газоводневих сумішей приймемо такими: абсолютний тиск $p = 300$ кПа, $T = 288,15$ К або $t = 15$ °С.

За перший напрям дослідження використаємо на нині чинний метод розрахунку коефіцієнта стисливості на базі NX-19 мод. [2] з врахуванням двох складових в суміші: перша – це природний газ певного компонентного складу з вмістом вуглекислого газу і азоту, а друга складова – водень. Для врахування методу композиціонування цих двох складових у газоводневій суміші використаємо відомий метод з розрахунком псевдоприведених і псевдокритичних значень тиску і температури компонентів газової суміші шляхом застосування правила суміщення за методом Кея, описаного в [7]. При цьому методом NX-19 мод. будемо розраховувати псевдоприведені і псевдокритичні значення

тиску і температури природного газу, а критичні значення тиску і температури для водню виберемо із таблиць довідкових даних [8].

Псевдокритичні значення температури $T_{пкрГВС}$ та тиску $p_{пкрГВС}$ газоводневої суміші розраховуємо за формулами:

$$T_{пкрГВС} = 0,01(r_{H_2}T_{крH_2} + r_G T_{пкрГ}), \quad (1)$$

$$p_{пкрГВС} = 0,01(r_{H_2}p_{крH_2} + r_G p_{пкрГ}), \quad (2)$$

де r_{H_2} , r_G – об'ємний вміст компонентів у газоводневій суміші водню та природного газу відповідно, сума об'ємних відсотків яких повинна становити 100%; $T_{крH_2}$, $T_{пкрГ}$ – абсолютна критична температура водню та псевдокритична температура природного газу відповідно; $p_{крH_2}$, $p_{пкрГ}$ – абсолютний критичний тиск водню та псевдокритичний тиск природного газу відповідно.

Псевдокритичні значення температури та тиску природного газу відомого складу, який входить як один із компонентів газоводневої суміші розраховуємо за формулами:

$$T_{пкр} = 88,25(0,9915 + 1,759\rho_c - x_{CO_2} - 1,681x_{N_2}), \quad (3)$$

$$p_{пкр} = 2,9585(1,608 - 0,05994\rho_c + x_{CO_2} - 0,392x_{N_2}), \quad (4)$$

де ρ_c – густина природного газу за стандартних умов; x_{CO_2} , x_{N_2} – молярні долі CO₂ та N₂ відповідно.

Молярні доли компонентів CO₂ та N₂ можна розрахувати відповідно до заданих їх об'ємних концентрацій за відомою формулою [2]:

$$x_i = \frac{r_i / z_{ci}}{\sum_i (r_i / z_{ci})}, \quad (5)$$

де r_i – об'ємна частка i -го компонента; z_{ci} – фактор стисливості i -го компонента газу за стандартних умов, числове значення якого подано в [8].

Густина природного газу ρ_c відомого компонентного складу за стандартних умов розраховують за відомою формулою:

$$\rho_c = \sum_i r_i \rho_{ci}, \quad (6)$$

де ρ_{ci} – густина окремого компонента газозводневої суміші за стандартних умов.

Далі використовуючи формули (1) і (2) знаходимо значення псевдокритичних значень температури $T_{пкрГВС}$ та тиску $p_{пкрГВС}$ газозводневої суміші. Тут скористаємося наступними довідковими даними [8] щодо критичних параметрів водню: $p_{крH2} = 1,297$ МПа, $T_{крH2} = 33,2$ К.

Після цього знаходимо псевдоприведену температуру $T_{ппрГВС}$ та псевдоприведений тиск $p_{ппрГВС}$ для газозводневої суміші за формулами:

$$T_{ппрГВС} = \frac{(t + 273,15)}{T_{пкрГВС}} = \frac{T}{T_{пкрГВС}}, \quad (7)$$

$$p_{ппрГВС} = \frac{p}{p_{пкрГВС}}, \quad (8)$$

де t – температура газозводневої суміші, °С; p – абсолютний тиск, Па;.

Далі використовуємо графік (рис. 1), наведений в [7], для графічного визначення коефіцієнта стисливості вуглеводневих газів. При цьому на графіку під приведеними значеннями тиску $p_{пр}$ і температури $T_{пр}$ будемо розуміти їх псевдоприведені значення, як це прийнято термінологічно вказувати при розрахунку параметрів природного газу, які розраховані вище за формулами (3) і (4).

Використовуючи інтерполяційний метод, який нами викладений в [7], знаходимо числове значення коефіцієнта стисливості для робочих умов досліджуваних газозводневих сумішей.

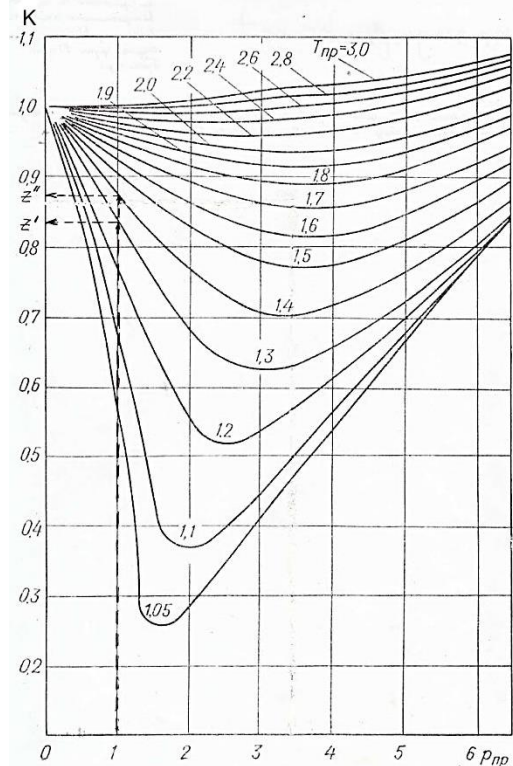


Рисунок 1 – Графіки функції коефіцієнта стисливості $K = f(T_{пр}, p_{пр})$ [10]

За результатами визначення коефіцієнта стисливості газозводневої суміші за цим методом (рис. 2) видно, що із зростанням вмісту водню відбувається за нелінійною закономірністю зростання числового значення коефіцієнта стисливості. При цьому для природних газів з нижчою теплою згорання коефіцієнт стисливості переважає коефіцієнт стисливості газів з вищою теплою згорання. Водночас ця різниця із зростанням вмісту водню зменшується. Зокрема різниця в значеннях коефіцієнта стисливості безводневої суміші становить близько 0,001, при 10 % вмісту водню – близько 0,0005, а при 25 % вмісту водню – близько 0,0002.

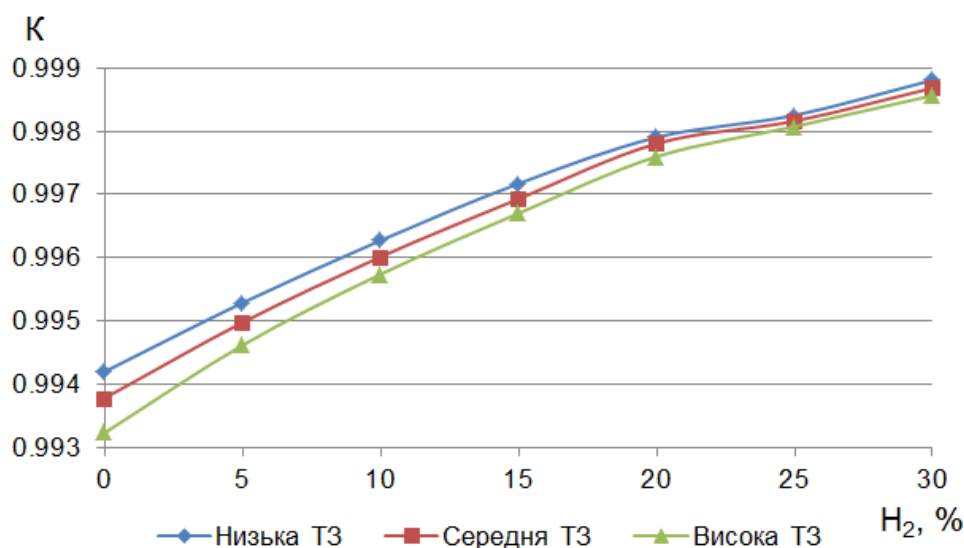


Рисунок 2 – Графічна ілюстрація зміни коефіцієнта стисливості газоводневої суміші від об'ємного вмісту водню з використанням методу композицій на базі NX-19 мод. (метод 1)

За другий напрям дослідження використаємо раніше відомий метод для визначення коефіцієнта стисливості на базі нормативного раніше чинного документа щодо правил вимірювання витрати газів і рідин стандартними звужувальними пристроями. Його застосування передбачає попередній розрахунок приведених значень надлишкового тиску і температури газу з використанням комплексних коефіцієнтів приведення і наступним чисельним визначенням на базі табличних значень. При цьому вплив водню будемо враховувати у значеннях комплексних коефіцієнтів приведення тиску і температури. Така методологія дослідження реалізується за допомогою поданого нижче алгоритму.

Комплексні коефіцієнти приведення K_p і K_T обчислюємо за формулами:

$$K_p = \frac{156,47}{5,993(26,831 - \rho_c) + (x_{CO_2} + 0,392x_{N_2})}, \quad (9)$$

$$K_T = \frac{226,29}{175,91(0,56364 + \rho_c) - (x_{CO_2} + 1,681x_{N_2})}. \quad (10)$$

При цьому густину ρ_c розраховуємо за формулою (6) з врахуванням об'ємного вмісту водню.

Значення псевдоприведеного надлишкового тиску $P_{НП}$ та псевдоприведеної температури $t_{П}$ газоводневої суміші обчислюємо за формулами:

$$P_{НП} = p_H K_p, \quad (11)$$

$$t_{П} = K_T (t + 273,15) - 273,15. \quad (12)$$

Після цього на базі відомих табличних значень (рис. 3), які реалізують практичну сторону визначення коефіцієнта стисливості на базі попередньо розрахованих комплексних коефіцієнтів приведення параметрів робочого середовища, визначаємо інтерполяційним методом значення коефіцієнта стисливості. Результати розрахунку числових значень коефіцієнта стисливості для газоводневих сумішей за умови наведеного вище компонентного складу природного газу і його надлишкового тиску $p_H = 200$ кПа подані на рис. 3. Отримані результати також підтверджують нелінійне зростання коефіцієнта стисливості газоводневої суміші зі збільшенням вмісту водню. Однак при цьому коефіцієнти стисливості газів з низькою і середньою теплотою згорання практично не відрізняються, а різниця цього

коефіцієнта порівняно з газом з високою теплою згорання не містить очевидно вираженої закономірності, як це ілюстровано на рис. 2. Також отримані

значення коефіцієнта стисливості є вищими приблизно на 0,002 при малих значеннях водню і нижчими близько 0,001 при 25 % водню.

Таблиця 2 – Табличні значення коефіцієнта стисливості природного газу за даними приведених значень надлишкового тиску $p_{нп}$ і приведеної температури $t_{п}$

$p_{нп}$, МПа	$t_{п}$, °C								
	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25
0,1	0,9970	0,9970	0,9972	0,9974	0,9976	0,9978	0,9978	0,9980	0,9980
0,15	0,9952	0,9954	0,9958	0,9960	0,9962	0,9966	0,9966	0,9970	0,9970
0,2	0,9934	0,9938	0,9942	0,9946	0,9948	0,9952	0,9954	0,9958	0,9960
0,25	0,9918	0,9922	0,9926	0,9930	0,9934	0,9940	0,9942	0,9946	0,9950
0,3	0,9900	0,9907	0,9912	0,9916	0,9922	0,9928	0,9932	0,9936	0,9940
0,35	0,9885	0,9891	0,9899	0,9905	0,9911	0,9916	0,9920	0,9924	0,9930
0,4	0,9869	0,9877	0,9883	0,9891	0,9899	0,9905	0,9911	0,9914	0,9920
0,45	0,9853	0,9861	0,9869	0,9877	0,9887	0,9893	0,9899	0,9903	0,9909
0,5	0,9838	0,9846	0,9855	0,9863	0,9873	0,9880	0,9887	0,9893	0,9899

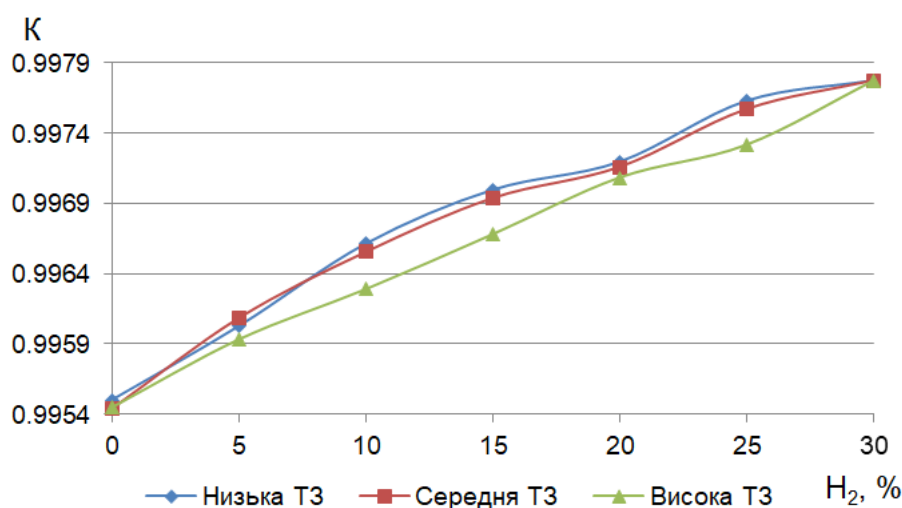


Рисунок 3 – Графічна ілюстрація зміни коефіцієнта стисливості газозводневої суміші від концентрації водню з використанням комплексних коефіцієнтів приведення параметрів робочого середовища (метод 2)

Також нами досліджені закономірності зміни коефіцієнта стисливості за методом компонентного оцінювання складу газу. Застосований таким чином метод передбачає використання порівняно простого алгоритму розрахунку коефіцієнта стисливості газозводневої суміші на базі об'ємного вмісту компонентів газозводневої суміші з врахуванням їх критичних параметрів і розрахунку псевдоприведених

значень тиску і температури для конкретних параметрів абсолютних значень тиску і температури газозводневої суміші.

Суть цього алгоритму визначення коефіцієнта стисливості газозводневої суміші передбачає визначення абсолютної псевдокритичної температури $T_{пкрГВС}$ та абсолютного псевдокритичного тиску $p_{пкрГВС}$ газозводневої суміші за формулами:

$$T_{крГВС} = 0,01(r_1T_{кр1} + r_2T_{кр2} + r_3T_{кр3} + r_4T_{кр4} + r_5T_{кр5} + r_6T_{кр6}), \quad (13)$$

$$P_{крГВС} = 0,01(r_1P_{кр1} + r_2P_{кр2} + r_3P_{кр3} + r_4P_{кр4} + r_5P_{кр5} + r_6P_{кр6}), \quad (14)$$

де $r_1 \dots r_6$ – об'ємний вміст у відсотках компонентів газоводневої суміші CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , CO_2 , N_2 , H_2 відповідно, сума відсотків яких повинна становити 100%; $T_{кр1} \dots T_{кр6}$ – абсолютні критичні температури окремих компонентів газоводневої суміші CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , CO_2 , N_2 , H_2 відповідно; $P_{кр1} \dots P_{кр6}$ – абсолютні критичні тиски окремих компонентів газоводневої суміші CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , CO_2 , N_2 , H_2 відповідно.

За табличними даними [8] критичні параметри окремих компонентів газоводневої суміші становлять: $P_{кр\text{CH}_4} = 4,5988 \text{ МПа}$; $P_{кр\text{C}_2\text{H}_6} = 4,880 \text{ МПа}$; $P_{кр\text{C}_3\text{H}_8} = 4,250 \text{ МПа}$; $P_{кр\text{CO}_2} = 7,386 \text{ МПа}$; $P_{кр\text{N}_2} = 3,390 \text{ МПа}$; $P_{кр\text{H}_2} = 1,297 \text{ Мпа}$; $T_{кр\text{CH}_4} = 190,55 \text{ К}$; $T_{кр\text{C}_2\text{H}_6} = 305,83 \text{ К}$; $T_{кр\text{C}_3\text{H}_8} = 369,82 \text{ К}$; $T_{кр\text{CO}_2} = 304,20 \text{ К}$; $T_{кр\text{N}_2} = 126,20 \text{ К}$; $T_{кр\text{H}_2} = 33,2 \text{ К}$.

Псевдоприведену температуру $T_{мрГВС}$ та псевдоприведений тиск $P_{мрГВС}$ для газоводневої суміші, як суміші газів, визначають за формулами (7) і (8).

Далі коефіцієнт стисливості газоводневої суміші визначають за допомогою графіків (рис.1) при використанні методу інтерполяції, процедура якого описана вище за текстом і детально викладена у [7].

Отримані результати обчислень коефіцієнта стисливості газоводневої суміші (рис. 5) графічно подібні до результатів обчислень з використанням методу композиції на базі NX-19 мод., поданих на рис. 2. Вони відображають достатньо чіткий вплив теплоти згорання природного газу на зміну коефіцієнта стисливості газоводневої суміші, але виявлена несуттєва зміна різниці значень між коефіцієнтом стисливості для різних газів із зростанням вмісту водню, тобто менш виражене зближення цих значень при значеннях водню 25 % і вище. При цьому загальна тенденція зростання коефіцієнту стисливості є порівняно меншою від наведеної на рис. 4.

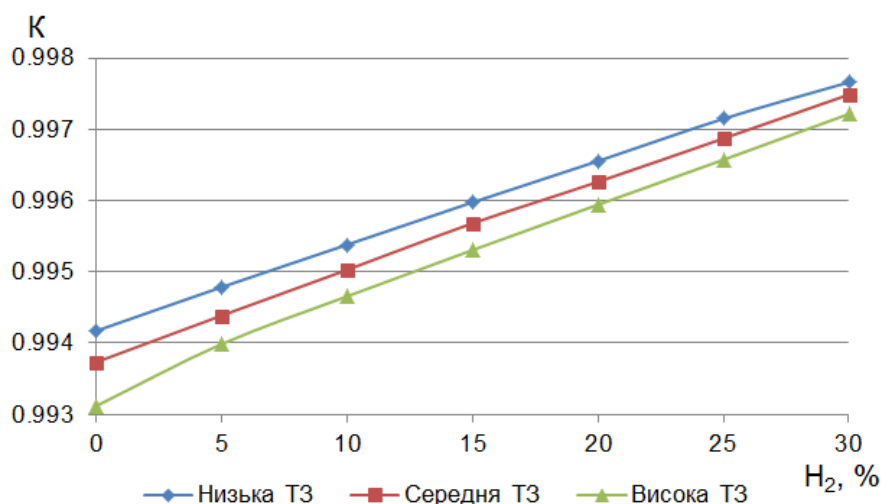


Рисунок 4 – Графічна ілюстрація зміни коефіцієнта стисливості газоводневої суміші від концентрації водню з використанням методу компонентного оцінювання складу газу (метод 3)

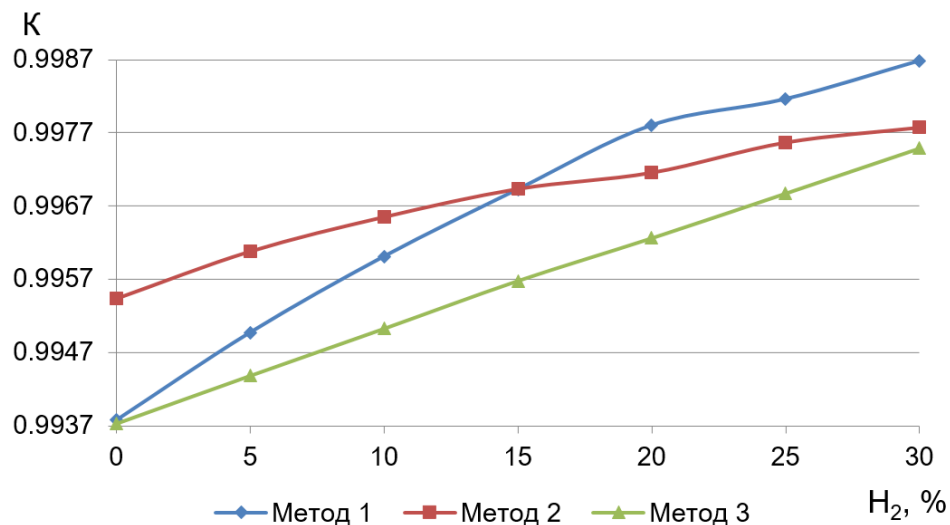


Рисунок 6 – Порівняльний аналіз методів розрахунку коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей

Для порівняльного аналізу різних запропонованих і досліджених нами трьох методів розрахунку коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей проведено порівняння зміни стосовно використання природного газу середньої теплоти згорання (рис. 6). Всі запропоновані нами алгоритми підтверджують зростання коефіцієнту стисливості із зростанням вмісту водню. При цьому третій метод характеризується найбільш лінійною закономірністю зростання. Стосовно приросту зростання значення коефіцієнта стисливості, то він є найбільшим у першому методі (близько 0,5 %) при зростанні вмісту водню до 30 %, а найменший – в другому методі (близько 0,2 %). Також встановлено, що метод 1 і метод 3 дають однакові результати обчислення коефіцієнта стисливості при відсутності водню в природному газі, що можна характеризувати як методологічно правильний підхід стосовно визначення коефіцієнта стисливості в природному газі. Незважаючи на те, що результати обчислення різними методами коефіцієнта стисливості є дещо різними, однак розходження всіх трьох методів не перевищує 0,2 %, що можна вважати умовою їх придатності для практичного застосування.

Висновки

Розроблені три методи розрахунку коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей. Перший метод базується на використанні методу композиції компонентів газоводневої суміші з використанням базового методу розрахунку коефіцієнта стисливості NX-19 мод. Другий метод передбачає використання методології з використанням комплексних коефіцієнтів приведення параметрів робочого середовища. Третій метод передбачає використання концепції компонентного оцінювання складу газу. Кожен із методів передбачає врахування об'ємного вмісту водню як компонента газоводневої суміші.

Встановлені аналогічні закономірності зростання коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей із зростанням вмісту водню в них, які є близькими до 0,4-0,5 % при зростанні вмісту водню до 30 % в залежності від використаного алгоритму розрахунку.

Предметом подальших досліджень буде метрологічний аналіз кожного із методів розрахунку коефіцієнта стисливості і порівняльний аналіз його із методом, регламентованим в стандарті ДСТУ ISO 12213-3:2009 [3].

Список використаних джерел

1. Середюк Д., Пелікан Ю., Бас О., Мануляк Р., Шевчук В. Визначення впливу водню та газоводневих сумішей на метрологічні характеристики побутових лічильників газу. *Нафтогазова галузь України*. 2022. № 1. С. 16-21.
2. Облік природного газу: довідник / М.П. Андрійшин, О.Є. Середюк, С.А. Чеховський [та ін.] / за ред. С.А. Чеховського. Івано-Франківськ: ПП "Сімик", 2008. 180 с.
3. ДСТУ ISO 12213-3:2009. (ISO 12213-3:2006, IDT). Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 3. Обчислення на основі фізичних властивостей. [Чинний від 2011-01-01]. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2010. IV, 29 с. (національний стандарт України).
4. Казда С., Уніговський Л. Наукове супроводження експериментів транспортування сумішей водню та природного газу розподільними газопроводами. *Нафтогазова галузь України*. 2020. № 5. С. 9-14.
5. Костогриз К. Перші випробування українських газових мереж на водні. *Нафтогазова галузь України*. 2020. № 5. С. 24-30.
6. Карпаш М.О., Райтер П.М., Яворський А.В., Олійник А.П., Уніговський Л.М. Дослідження герметичності газорозподільних мереж у разі їх використання для постачання газоводневих сумішей. *Нафтогазова галузь України*. 2020. № 6. С. 14-23.
7. Середюк О.Є., Малісевич Н.М., Середюк Д.О., Малісевич В.В. Аналітико-метрологічні дослідження коефіцієнта стисливості біогазу за низьких робочих тисків. *Методи та прилади контролю якості*. 2021. № 2(47). С. 5-13.
8. El-Bandi A., Alzahabi A., El-Maraghi A. PVT Property Correlations: Selection and Estimation. Elsevier, 2018. 433 p.

References

1. Seredyuk D., Pelikan YU., Bas O., Manulyak R., Shevchuk V. Vyznachennya vplyvu vodnyu ta hazovodnevykh sumishey na metrolohichni kharakterystyky pobutovykh lichyl'nykiv hazu. *Naftohazova haluz' Ukrayiny*. 2022. № 1. S. 16-21. [in Ukrainian]
2. Oblik pryrodnoho hazu: dovidnyk / M.P. Andriyishyn, O.YE. Seredyuk, S.A. Chekhovs'kyu [ta in.] / za red. S.A. Chekhovs'koho. Ivano-Frankivs'k: PP "Simyk", 2008. 180 s. [in Ukrainian]
3. DSTU ISO 12213-3:2009. (ISO 12213-3:2006, IDT). Pryrodnyy haz. Obchyslennya faktora styslyvosti. Chastyna 3. Obchyslennya na osnovi fizychnykh vlastyvostey. [Chynnyy vid 2011-01-01]. Vyd. ofits. Kyiv: Derzhspozhyvstandart Ukrayiny, 2010. IV, 29 s. (natsional'nyy standart Ukrayiny). [in Ukrainian]
4. Kazda S., Unihovs'kyu L. Naukove suprovodzhennya eksperymentiv transportuvannya sumishey vodnyu ta pryrodnoho hazu rozpodil'nymy hazoprovodamy. *Naftohazova haluz' Ukrayiny*. 2020. № 5. S. 9-14. [in Ukrainian]
5. Kostohryz K. Pershi vyprobuvannya ukrayins'kykh hazovykh merezh na vodni. *Naftohazova haluz' Ukrayiny*. 2020. № 5. S. 24-30. [in Ukrainian]
6. Karpash M.O., Rayter P.M., Yavors'kyu A.V., Oliynyk A.P., Unihovs'kyu L.M. Doslidzhennya hermetychnosti hazorozpodil'nykh merezh u razi yikh vykorystannya dlya postachannya hazovodnevykh sumishey. *Naftohazova haluz' Ukrayiny*. 2020. № 6. S. 14-23. [in Ukrainian]
7. Seredyuk O.YE., Malisevych N.M., Seredyuk D.O., Malisevych V.V. Analityko-metrolohichni doslidzhennya koefitsiyenta styslyvosti biohazu za nyz'kykh robochykh tyskiv. *Metody ta prylady konrolyu yakosti*. 2021. № 2(47). S. 5-13. [in Ukrainian]
8. El-Bandi A., Alzahabi A., El-Maraghi A. PVT Property Correlations: Selection and Estimation. Elsevier, 2018. 433 p.

МЕТОДИ І ПРИЛАДИ ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ РІДКОЇ І ГАЗОПОДІБНОЇ ФАЗ

УДК 662.769.2:620.92

DOI: 10.31471/1993-9981-2023-2(51)-39-49

ОЦІНЮВАННЯ МОЖЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ УЛЬТРАЗВУКОВИХ ВИТРАТОМІРІВ ДЛЯ ФІКСАЦІЇ ВИТРАТИ ГАЗОВОДНЕВИХ СУМІШЕЙ

*Н.-А.Ю. Сорока^{*1}, М.О. Карнаш², В.С. Цих¹*

¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, nazarii-andrii.soroka@nung.edu.ua

²Університет Короля Данила, вул. Є. Коновальця, 35, м. Івано-Франківськ, 76018, university@ukd.edu.ua

Розглянуто актуальну проблему сьогодення, яка полягає в необхідності розвитку водневих технологій в нашій країні, що прописано в прийнятій енергетичній стратегії до 2050 року. В публікації вказано на важливість вибору оптимальної технології транспортування значних обсягів водню на великі відстані, що може бути реалізовано на базі існуючої трубопровідної системи. Доведено необхідність якісного та ефективного обліку витрати газоводневих сумішей із різним вмістом водню. Проведено аналіз сучасних технологій, які можуть бути використані для таких потреб, що базуються на основі наявних досліджень та публікацій за даним напрямом в розвинутих країнах європейського континенту. Розглянуто можливість використання витратомірів різних типів в житловому, громадському, промисловому та транспортному секторах та встановлено, що саме ультразвукові лічильники є найбільш придатними до застосування у кожному з наведених секторів народного господарства. Також проаналізовано досвід використання партнерами проекту NewGasMet різних вимірювальних технологій для обліку водню та підтверджено найбільший відсоток серед ультразвукового методу. На основі проведеного загального аналізу наявних технологій обрано ультразвукові витратоміри як такі, що є найбільш придатними для поставленої задачі фіксації витрати газоводневих сумішей. Детально розглянуто як приклад кілька типів ультразвукових витратомірів відомих виробників із аналізом їх особливостей функціонування, розміщення на вимірювальних ділянках та із врахуванням їх основних характеристик. В результаті проведеного детального аналізу великої кількості ультразвукових витратомірів сформовано перелік основних засобів, для яких пронормовані та вказані в наявній технологічній документації метрологічні характеристики, та які можуть бути в подальшому розглянуті з метою підвищення їх точності вимірювань із врахуванням коефіцієнту стиснення вимірювального середовища, що є наступною задачею наукового дослідження.

Ключові слова: газоводнева суміш, водень, облік витрати, коефіцієнт стиснення, точність.

The article presents an extremely topical issue of our time, which is the need to develop hydrogen technologies in our country, as set out in the adopted Energy Strategy until 2050. The publication emphasizes the importance of choosing the optimal technology for transporting large volumes of hydrogen over long distances, which can be implemented on the basis of the existing pipeline system. The necessity of high-quality and efficient metering of gas-hydrogen mixtures with different hydrogen content is proved. An analysis of modern technologies that can be used for such needs, based on existing research and publications in this area in developed countries of the European continent, is carried out. The possibility of using various types of flow meters in the residential, public, industrial and transport sectors is considered and it is established that ultrasonic meters are the most suitable for use in each of these sectors of the national economy. The experience of using different measuring technologies for hydrogen metering by NewGasMet project partners was also analyzed and the highest percentage of ultrasonic metering was confirmed. Based on the general analysis of existing technologies, ultrasonic flowmeters were selected as the most suitable for the task of recording the flow of gas-hydrogen mixtures. Several types of ultrasonic flowmeters from well-known

manufacturers are considered in detail as an example, analyzing their features of functioning, placement on the measuring sites, and taking into account their main characteristics. As a result of the detailed analysis of a large number of ultrasonic flowmeters, a list of basic equipment has been formed for which metrological characteristics are normalized and indicated in the available technological documentation, and which can be further considered in order to improve their measurement accuracy, taking into account the compression ratio of the measuring medium, which is the next task of the scientific research.

Key Words: hydrogen-enriched natural gas, hydrogen, flow measurement, compressibility factor, accuracy.

Українська енергетична інфраструктура потерпає від регулярних обстрілів росією, що актуалізує потребу відновлення енергетичних систем та удосконалення енергетичної безпеки країни. Відповідно, Міністр енергетики України презентував у червні 2023 року Енергетичну стратегію України до 2050 року. Ключовими принципами даної стратегії визначено економічну обґрунтованість, екологічність, доступність, соціальну справедливість та ринковість. Глобальною ціллю Енергетичної стратегії України є досягнення максимального рівня кліматичної нейтральності до 2050 року. Для досягнення цієї мети необхідно модернізувати енергетичну інфраструктуру та підвищити її ефективність, максимально витіснити споживання вугілля, збільшити частку відновлюваних джерел енергії та виконати всі необхідні умови для повноцінної інтеграції енергосистем України та Європейського Союзу. Міністр енергетики України відзначив, що Україна має потенціал збільшити обсяг генерації енергії вітровими та сонячними електростанціями до 140 ГВт та 94 ГВт відповідно. Також, було згадано значний потенціал країни для виробництва водню, і можливість залучення до \$72 млрд. на розвиток та впровадження водневих технологій в Україні [1,2].

Потенціал вітрової та сонячної енергетики в Україні значно перевищує згадані 140 ГВт та 94 ГВт потужності. Наприклад, IRENA оцінює потенціал оншорної вітрової енергії України на рівні 320 ГВт, а офшорної – 146 ГВт згідно з даними NREL. Інститут відновлюваної енергетики НАН України в свою чергу

оцінює потенціал оншорної та офшорної енергії вітру на рівні 438 ГВт та 250 ГВт відповідно. [3] Проте, джерела відновлюваної енергетики не можуть бути надійною основою енергосистеми без відповідних акумулюючих та балансуючих потужностей. Надлишкову енергію сонячних та вітрових електростанцій можна використовувати для отримання «зеленого» водню на основі електролізу води. При піковому споживанні електроенергії, водень можна конвертувати назад в електроенергію за допомогою паливних елементів. Потенціал водню для накопичення енергії є дуже високим, оскільки дозволяє накопичувати значні потужності протягом тривалого періоду часу [4](від одного дня до місяця, інколи згадують про міжсезонне збереження енергії).

Генерація та споживання водню допоможе зменшити залежність від імпортного палива, а також сприятиме досягненню кліматичних цілей, дозволивши зменшити викиди у транспортному секторі, секторі теплопостачання, виробництва цементу та сталі. Можливість міжсекторального застосування даного палива і робить його одним з ключових елементів досягнення кліматичної нейтральності. Оскільки Україна доєдналась до Європейського «зеленого» курсу, то має зобов'язання щодо зниження рівня викидів парникових газів. У 2021 році уряд України затвердив оновлений національно визначений внесок до Паризької угоди, згідно з яким держава зобов'язується зменшити рівень викидів парникових газів на 65% від рівня 1990-го року [5].

Важливим питанням для розвитку водневих технологій є транспортування водню від місць генерації до центрів споживання. Найоптимальнішою технологією транспортування значних обсягів водню на великі відстані є транспортування трубопроводами. Оскільки спорудження нової трубопровідної інфраструктури для чистого водню потребує великих капіталовкладень, активно досліджується придатність наявних магістральних та розподільних газових мереж для даних цілей. Перехідним етапом прийнято вважати транспортування газоводневих сумішей до кінцевих споживачів. Використання водню чи газоводневих сумішей в газових мережах так чи інакше піднімає питання обліку палива.

Тому, **мета роботи** полягає у оцінюванні придатності використання сучасних засобів обліку для потреб фіксації витрати газоводневої суміші.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Важливим питанням обліку водню та газоводневих сумішей є вибір технології вимірювання. У звіті PA Consulting 2020-го року [6], зокрема наведено розгляд щодо придатності різних технологій для вимірювання витрати водню у промисловому, житловому та транспортному секторах. Рисунок 1-3 відображають результати, наведені у згаданому звіті.

Окремо для кожного сектору було розглянуто мембранні, ультразвукові, термомасові, турбінні, роторні витратоміри, витратоміри Коріоліса та диференційні манометри. Числове відображення на шкалі відповідає придатності технології для відповідного сектору і відповідає наступним результатам:

- 1 – рекомендовано для застосування;
- 0.5 – потенційно придатні для застосування;
- 0 – непридатні для застосування.

Як видно з інфографіки (рисунок 1), для житлового сектору рекомендованими для застосування є ультразвукові та термомасові витратоміри. Потенційно придатними є мембранні лічильники, інші ж типи технологій не підходять для використання у даному секторі.

В промисловому секторі (рисунок 2) рекомендованими для застосування є ультразвукові, турбінні витратоміри, а також диференційні манометри. Роторні, термомасові витратоміри та витратоміри Коріоліса є потенційно придатними, а мембранні – непридатні.

Для транспортного сектору (рисунок 3) рекомендованими для застосування є ультразвукові витратоміри та витратоміри Коріоліса. Потенційно придатними вважаються термомасові та турбінні витратоміри.

У проєкті NewGasMet в рамках програми EMPIR [6] у 2019-му році було проведено опитування стейкхолдерів та партнерів проєкту щодо їх досвіду з обліку відновлюваних газів та визначення прийнятної концентрації таких газів для різних вимірювальних технологій.



Рисунок 1 – Придатність технологій лічильників для вимірювання витрати водню у житловому та громадському секторі

Промисловий



Рисунок 2 – Придатність технологій лічильників для вимірювання витрати водню у промисловому секторі

Транспортний



Рисунок 3 – Придатність технологій лічильників для вимірювання витрати водню у транспортному секторі

Результати опитування базуються на 26 отриманих відповідях. Дослідження розглядає варіанти для наступних відновлюваних газів: водню, газозводневих сумішей, біогазу, біометану та сингазу. Щодо водню було отримано 14 відгуків, а для газозводневих сумішей – 21 відповідь. У зв'язку з тим, що газозводневі суміші

розглядаються як перехідний варіант до використання чистого водню, їх застосування у великих масштабах розповсюдиться раніше. Тому, більший інтерес партнерів саме до газозводневих сумішей є логічним. Рисунок 4 відображає кількість результатів опитування щодо досвіду обліку суто цих двох відновлюваних газів для різних типів облікових пристроїв.

Наприклад, для чистого водню найбільше дослідів проводилося з ультразвуковими витратомірами, оскільки було отримано 4 відповіді, інші технології однаково часто досліджувалися. Для газозводневих сумішей по 5 відповідей отримали ультразвукові, турбінні та роторні витратоміри. 3 відповіді отримали мембранні лічильники, термомасові витратоміри та витратоміри Коріюліса по 2 та 1 відповіді відповідно. Можна зробити висновок, що найбільше зацікавлення стейкхолдери вбачають у використанні ультразвукових технологій для обліку водню.

Оскільки концентрація водню впливає на характеристики газозводневих сумішей, це викликає ряд технічних викликів щодо адекватного обліку наявними витратомірами. Тому допустима концентрація водню для різних типів лічильників також становить вагомий інтерес наукової спільноти. Ще у 2013-му році DVGW опублікувало дослідження, в якому наведено допустимі межі для деяких типів витратомірів. Так, для ультразвукових, турбінних та мембранних лічильників DVGW приймає допустимою концентрацію водню до 30% для роботи без проведення модифікацій обладнання [7].

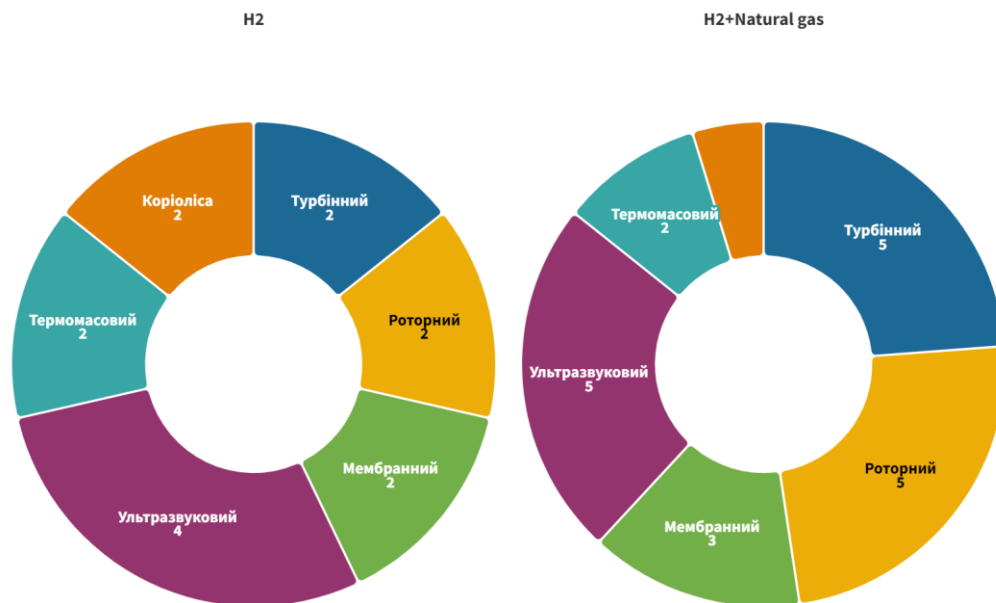


Рисунок 4 – Досвід партнерів проекту NewGasMet щодо обліку водню різними вимірювальними технологіями

Висвітлення невіршених раніше частин загальної проблеми

Вимірювання об'єму газоводневих сумішей залежить також напряму від тиску в системі та температури суміші, тому питання правильної роботи коректорів обсягів спожитого газу має велике значення. Згідно з DVGW, приймають, що коректори обсягів спожитого газу можуть працювати без модифікацій при концентрації водню до 10%. Корекція спожитого газу відносно тиску відбувається зазвичай за допомогою врахування коефіцієнта стиснення. У коректори переважно внесені алгоритми розв'язку рівнянь стану SGERG, AGA-8 або GERG2004, які враховують тиск, температуру та 21 показник компонентного складу газу. AGA-8 та SGERG коректно працюють із допустимою концентрацією водню 10%, а GERG2004 – 40% [7].

Наразі на ринку представлені вимірювачі об'єму компанії RMG Messtechnik GmbH, які по суті є турбінними витратомірами зі встановленими

електронними коректорами об'єму газу. Наприклад, TME 400-VC має встановлений коректор об'єму газу, що враховує коефіцієнт стиснення, і в якому можна обрати згідно з яким рівнянням стану проводити обчислення: GERG88, AGA 8, AGA 8 NX19 чи ГОСТ 30319.

Для вирішення питання реального обліку витрати газоводневої суміші необхідно мати чітку інформацію про складові цієї суміші та перевірити, яке з рівнянь стану найкраще підходить для врахування коефіцієнту стиснення при різних концентраціях водню. Однак, питання адекватності результатів рівнянь стану для сумішей з концентрацією водню понад 10% потребує ґрунтовнішого дослідження.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Як було описано вище, виробники активно розглядали використання ультразвукових витратомірів для обліку водню та газоводневих сумішей. Також слід

відзначити придатність такого типу витратомірів для їх використання у всіх секторах: як в житловому та громадському, так і в промисловому чи транспортному (рисунки 1-3). З метою більш детального аналізу ультразвукових витратомірів розглянемо, наприклад, основні характеристики витратомірів FIOSONIC компанії Pietro Fiorentini та FLOWSIC600-XT акціонерного товариства SICK.

FIOSONIC – витратомір, призначений для застосування у газотранспортних системах, важкій промисловості, а також газорозподільних мережах середнього та низького тиску. Діапазон робочого тиску витратоміра становить 5 кПа – 15,3 МПа. Виробники зазначають, що цей прилад придатний для роботи з газоводневими сумішами з об'ємним вмістом водню до 30% і відповідає наступним нормативним документам: AGA-9; ISO 17089-1:2019, OIML R137-1&2; MID 2014/32/EU, PED 2014/68/EU, а також отримав сертифікацію ATEX, IECEx, CSA and UL (сQPSus). Похибка витратоміра становить до $\pm 0.5\%$ при заводському калібруванні та $\pm 0.2\%$ при калібруванні при високому тиску. Пристрій доступний у модифікаціях з 4-ма та 3-ма вимірювальними шляхами, а також в односторонній та двосторонній конфігурації вимірювань. Рисунки 5 та 6 відображають модифікації з 4-ма вимірювальними шляхами та можливістю двостороннього вимірювання витрати [8].

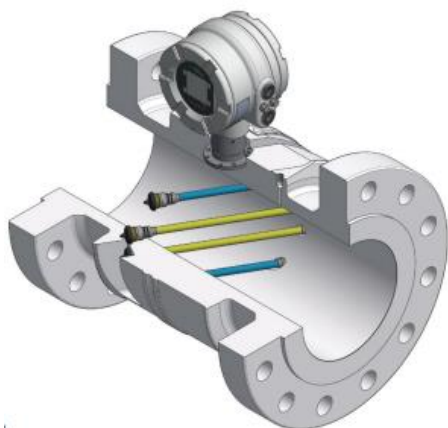


Рисунок 5 – FioSonic-FSN-4P [8]

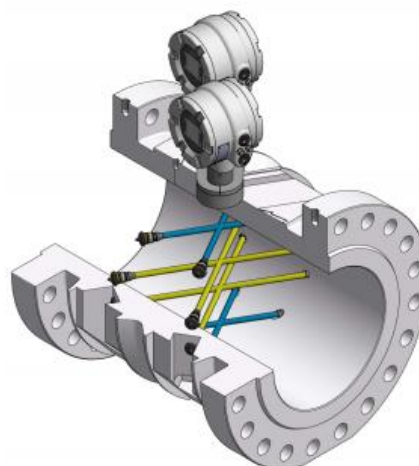


Рисунок 6 – FioSonic-BX-4P-4P [8]

FIOSONIC виготовляється з номінальними діаметрами DN 80 - DN 750 для версії з 4-ма вимірювальними шляхами та DN 50 - DN 750 для версії з 3-ма вимірювальними шляхами. На замовлення можна виготовити витратоміри з номінальними розмірами понад DN 750. Діапазони вимірювання витрат для різних номінальних діаметрів і класі точності 0,5 наведені у таблиці 1.

За умов, наведених у таблиці 1, витратоміри підключаються з кондиціонуванням потоку за технологією РТВ або NOVA 50-E. Конфігурації підключень наведені на рисунку 7.

FLOWSIC600-XT – витратомір, придатний для обліку газоводневих сумішей з об'ємним вмістом водню до 30% з класом точності 1 та 0,5 відповідно до вимог OIML R137. Робочий тиск витратоміра становить 0 – 450 бар, номінальні діаметри DN 80 - DN 1400, а потік – 5 - 750 м³/год (мінімальні значення) та 1000-120000 м³/год (максимальні значення) залежно від розміру діаметрів. FLOWSIC600-XT виконаний відповідно до вимог OIML R 137-1&2:2012, OIML D 11:2013, ISO 17089-1, AGA-9, MID: 2014/32/EU, PED: 2014/68/EU, ATEX: 2014/34/EU, EMC: 2014/30/EU, ГОСТ 8.611-2013, і ГОСТ 8.733-2011. Виконання витратоміра наявне з 4-ма та 8-ма

вимірювальними шляхами. Похибка вимірювання витрати від порогового значення до максимального, становить $\leq \pm 0.5\%$, $\leq \pm 0.2\%$, $\leq \pm 0.1\%$ при сухому калібруванні, калібруванні потоку з використанням константи та поліноміальної корекції відповідно. Для значень витрати від

мінімального до порогового, похибка становить $\leq \pm 1\%$, $\leq \pm 0.5\%$, $\leq \pm 0.2\%$ [9]. Конфігурація встановлення витратоміра для одностороннього та двостороннього вимірювання витрати наведено на рисунках 8 та 9.

Таблиця 1 – Діапазони вимірювання витрат для різних номінальних діаметрів витратомірів FIOSONIC

Class 0.5 OIML R-137 FioSonic 4P Capacity table [pipe configuration 1 or 2]									
Nominal size		Pipe schedule	Capacity						
Inches	DN		Qmin		Qt		Q max		Turndown
			m3/h	cfh	m3/h	cfh	m3/h	cfh	1:X
2"	50	STD	-	-	-	-	-	-	-
3"	80	STD	9	300	60	2.100	601	21.200	67
4"	100	STD	15	500	99	3.400	991	34.900	66
6"	150	STD	27	900	99	3.400	2.014	71.100	75
8"	200	STD	35	1.200	99	3.400	3.487	123.100	100
10"	250	STD	55	1.900	99	3.400	5.492	193.900	100
12"	300	STD	79	2.700	99	3.400	7.878	278.100	100
14"	350	STD	96	3.300	99	3.400	9.608	339.200	100
16"	400	STD	127	4.400	99	3.400	12.728	449.400	100
18"	450	STD	163	5.700	99	3.400	16.285	575.000	100
20"	500	STD	203	7.100	99	3.400	20.280	716.000	100
24"	600	STD	296	10.400	99	3.400	28.597	1.009.700	97
30"	750	STD	468	16.500	99	3.400	43.700	1.543.000	93

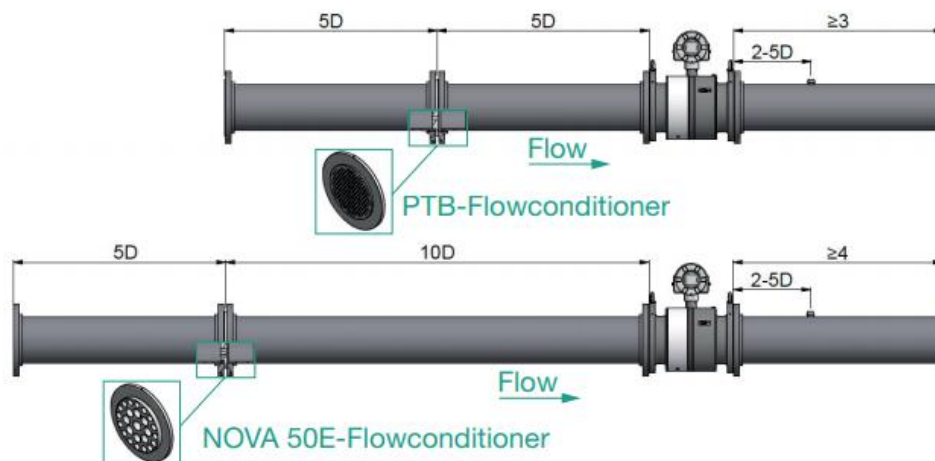


Рисунок 7 – Конфігурації підключення витратоміра FioSonic [8]

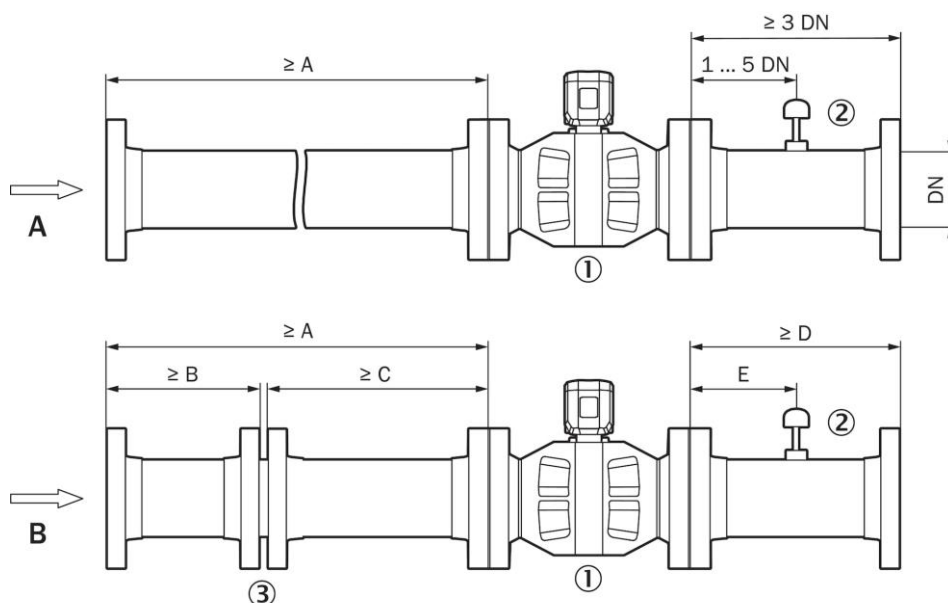


Рисунок 8 – Встановлення FLOWSIC600-XT для одностороннього вимірювання [9]

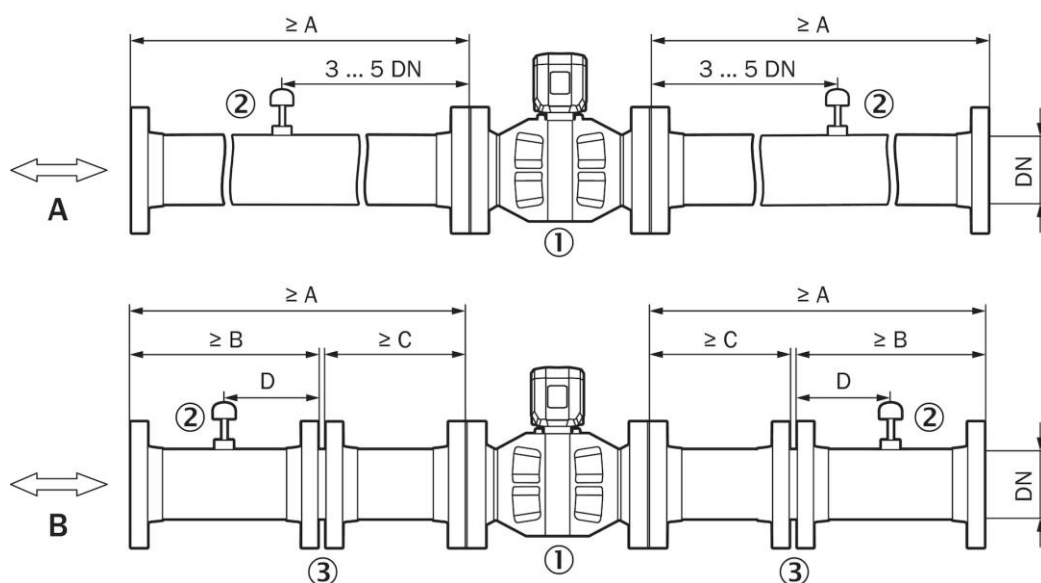


Рисунок 9 – Встановлення FLOWSIC600-XT для двостороннього вимірювання [9]

Варто відмітити, що FLOWSIC600-XT має вбудований коректор об'єму газу, який визначає коефіцієнт стиснення на вибір згідно з SGERG88, AGA 8, AGA NX-19, GOST 30319.2-2015, чи заданим фіксованим значенням [9]. Важливою складовою оцінювання придатності використання ультразвукових витратомірів до фіксації витрати газоводневої суміші є аналіз їх

основних метрологічних характеристик. Також слід звернути увагу на допустимі максимальні концентрації водню, на які розраховані відповідні витратоміри.

В таблиці 2 наведено декілька моделей витратомірів з їх метрологічними характеристиками. Деякі дані можуть бути неповними, у зв'язку з відсутністю даних у відкритому доступі на сайті виробників.

Таблиця 2 – Основні метрологічні характеристики витратомірів та допустимі концентрації водню, відповідно до даних виробників

Лічильник	Виробник	DN	Діапазон	Похибка	H ₂ %
FLAWSIC600-XT	SICK AG	80-1400	5-1000 m ³ /h min 1000-120000 m ³ /h max	≤±0.5%/0.2/0.1 ≤±1%/0.5/0.2	30
FLAWSIC500	SICK AG	50 80 100 150	1-160 m ³ /h 2.5-400 m ³ /h 4-650 m ³ /h 4-1000 m ³ /h	≤±1% ≤±0.5% ≤±2% ≤±1%	30
FLAWSIC600	SICK AG	50-1200	4 - 400 m ³ /h 1600 - 100000 m ³ /h	≤±1% (для версії з 2-ма вимірювальними шляхами) ≤±0.5% (для версії з 4-ма вимірювальними шляхами та сухим калібруванням) ≤±0.2%/±0.1% (для версії з 4- ма вимірювальними шляхами після калібрування потоку з використанням константи/ поліноміальної корекції)	100
ALTOSONIC V12	KROHNE	100 - 1600		≤±0.5%	100
USM GT400	RMG Messtechnik GmbH	80-600 700-1000	5 – 34000 m ³ /h 420 – 108000 m ³ /h	≤±0.5% (сухе калібрування) ≤±0.1% (калібрування при високому тиску)	30 mol%
FIOSONIC	Pietro Fiorentini S.p.a.	80-750	9 - 43700 m ³ /h	≤±0.5% (заводське калібрування) ≤±0.2% (калібрування при високому тиску)	30
FIOSONIC H	Pietro Fiorentini S.p.a.	80-750	9 - 43700 m ³ /h	≤±0.5% (заводське калібрування) ≤±0.2% (калібрування при високому тиску)	100
H2-SSM- ICON	Pietro Fiorentini S.p.a.		0.13-20 m ³ /h (для водню)	≤±1.5%	20 100
H2-SSM	Pietro Fiorentini S.p.a.		0.13-20 m ³ /h (для водню)	≤±1.5%	100

Відповідно до таблиці 2, можна спостерігати збереження границі допустимої концентрації водню у газоводневих сумішах, що становить 30%. Для чистого водню розроблялася окрема лінійка продукції. Найбільше значення похибки становить ≤±2% для витрати 4-650 м³/год (витратомір FLOWSIC500), а найменше становить ≤±0.1%.

Враховуючи той факт, що виробники витратомірів не завжди вказують в документації, чи враховується корекція об'єму за тиском, в подальшому слід буде провести розрахунок впливу коефіцієнту стиснення на точність вимірювань описаними вище витратомірами.

Висновки

Використання водню для досягнення кліматичних, економічних цілей, а також забезпечення енергетичної безпеки країни неможливе без точного обліку водню та газоводневих сумішей. Результати досліджень показують, що ультразвукові витратоміри рекомендовані для застосування в житловому, промисловому та транспортному секторах. Термомасові витратоміри рекомендовані для житлового сектора, а для промислового та транспортного – потенційно придатні. Турбінні витратоміри та диференційні манометри рекомендовані для застосування в промисловому секторі, а витратоміри Коріюса – в транспортному. Мембранні лічильники наразі оцінюються як потенційно придатні для житлового сектору і не придатні для інших застосувань.

Ультразвукові технології активно розглядаються як для застосування з чистим воднем, так і для газоводневих сумішей. Для забезпечення відповідних метрологічних характеристик, приймають допустиму об'ємну концентрацію водню на рівні 30%, і, як показано у таблиці 2, в існуючих витратомірах, придатних для роботи із водневмісними сумішами, зберігається така пропорція.

Оскільки на вимірювання витрати безпосередньо впливає тиск у системі, важливим є перерахування спожитого об'єму до нормованих умов. З цього випливає, що необхідно враховувати коефіцієнт стиснення газоводневих сумішей. Рівняння стану SGERG та AGA8 коректно працюють з концентрацією водню до 10%, а GERG2004 – до 40%. Однак інші рівняння станів повинні також бути досліджені на придатність обрахунків для газоводневих сумішей. Також, не всі виробники наведених витратомірів вказують інформацію про врахування коефіцієнту стиснення, тому доцільно вважати, що для підвищення точності вимірювань необхідно розрахувати даний

параметр для різних концентрацій водню за різними методиками.

Список використаних джерел

1. Стратегія майбутнього: Україна – це енергетичний хаб, який допоможе Європі позбутися залежності від росії. Міністерство енергетики України. Урядовий портал [Електронний ресурс], режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/news/stratetiia-maibutnoho-ukraina-tse-enerhetychnyi-khab-iaki-dopomozhe-ievropi-pozbutysia-zalezhnosti-vid-rosii>.

2. Енергетична стратегія. Міністерство енергетики України [Електронний ресурс], режим доступу: <https://www.mev.gov.ua/reforma/enerhetychna-stratetiya>.

3. Книш К., Кудря С. та ін. Біла книга 2021. Офшорна вітроенергетика та «зелений» водень: відкриття нових меж енергетичної потужності України [Електронний ресурс], режим доступу: https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/2_5438583199909284286.pdf.

4. Schiller M. Hydrogen Energy Storage: A New Solution To the Renewable Energy Intermittency Problem / Renewable Energy World [Електронний ресурс], режим доступу: <https://www.renewableenergyworld.com/storage/hydrogen-energy-storage-a-new-solution-to-the-renewable-energy-intermittency-problem/>.

5. Кліматичні цілі та українська промисловість: модернізуйся або програй. Heinrich Boll Stiftung [Електронний ресурс], режим доступу: <https://ua.boell.org/uk/2021/11/16/klimatychni-tsili-ta-ukrayinska-promyslovis-t-modernizuysya-abo-prohrai>.

6. Report on the impact of renewable gases, and mixtures with natural gas, on the accuracy, cost and lifetime of gas meters: Literature overview for renewable gases flow metering. Deliverable D1, NewGasMet (2020) [Електронний ресурс], режим доступу: <https://newgasmet.eu/wp->

content/uploads/2020/11/18NRM06-Newgasmet-D1-Report-on-the-impact-of-renewable-gases-...-on-the-accuracy-cost-and-lifetime-of-gas-meters.pdf.

7. Gert Muller-Syring, Marco Henel, Wolfgang Koppel [et al.]. Management summary. Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. 2013. 350 p.

8. FioSonic. Industrial metering. Technical brochure [Електронний ресурс], режим доступу: https://www.fiorentini.com/wp-content/uploads/2021/03/FioSonic_technicalbrochure_ENG_revB.pdf.

9. FLOWSIC600-XT. Product detail. Technical details [Електронний ресурс], режим доступу: <https://www.sick.com/sg/en/catalog/products/flow-measurement/gas-flow-meters/flowsic600-xt/flowsic600-xt/p/p406745?tab=detail#technical-details>.

References

1. Stratehiya maybutn'oho: Ukrayina – tse enerhetychnyy khab, yakyy dopomozhe Yevropi pozbutysya zalezhnosti vid rosiyi. Ministerstvo enerhetyky Ukrayiny. Uryadovyy portal [Elektronnyy resurs], rezhym dostupu: <https://www.kmu.gov.ua/news/stratehiia-maibutnoho-ukraina-tse-enerhetychnyi-khab-iakyi-dopomozhe-ievropi-pozbutysia-zalezhnosti-vid-rosii>. [in Ukrainian]

2. Enerhetychna stratehiya. Ministerstvo enerhetyky Ukrayiny [Elektronnyy resurs], rezhym dostupu: <https://www.mev.gov.ua/reforma/enerhetychna-stratehiya>. [in Ukrainian]

3. Knysh K., Kudrya S. ta in. Bila knyha 2021. Ofshorna vitroenerhetyka ta «zelenyy» voden': vidkryttya novykh mezh enerhetychnoyi potuzhnosti Ukrayiny [Elektronnyy resurs], rezhym dostupu: https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/2_5438583199909284286.pdf. [in Ukrainian]

4. Schiller M. Hydrogen Energy Storage: A New Solution To the Renewable Energy Intermittency Problem / Renewable Energy World [Електронний ресурс], режим доступу: <https://www.renewableenergyworld.com/storage/hydrogen-energy-storage-a-new-solution-to-the-renewable-energy-intermittency-problem/>.

5. Klimatychni tsili ta ukrayins'ka promyslovis't': modernizuysya abo prohray. Heinrich Boll Stiftung [Elektronnyy resurs], rezhym dostupu: <https://ua.boell.org/uk/2021/11/16/klimatychni-tsili-ta-ukrayinska-promyslovis-t-modernizuysya-abo-prohray>. [in Ukrainian]

6. Report on the impact of renewable gases, and mixtures with natural gas, on the accuracy, cost and lifetime of gas meters: Literature overview for renewable gases flow metering. Deliverable D1, NewGasMet (2020) [Електронний ресурс], режим доступу: <https://newgasmet.eu/wp-content/uploads/2020/11/18NRM06-Newgasmet-D1-Report-on-the-impact-of-renewable-gases-...-on-the-accuracy-cost-and-lifetime-of-gas-meters.pdf>.

7. Gert Muller-Syring, Marco Henel, Wolfgang Koppel [et al.]. Management summary. Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. 2013. 350 p.

8. FioSonic. Industrial metering. Technical brochure [Електронний ресурс], режим доступу: https://www.fiorentini.com/wp-content/uploads/2021/03/FioSonic_technicalbrochure_ENG_revB.pdf.

9. FLOWSIC600-XT. Product detail. Technical details [Електронний ресурс], режим доступу: <https://www.sick.com/sg/en/catalog/products/flow-measurement/gas-flow-meters/flowsic600-xt/flowsic600-xt/p/p406745?tab=detail#technical-details>.

МЕТОДИ І ПРИЛАДИ КОНТРОЛЮ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ

УДК 53.08

DOI: 10.31471/1993-9981-2023-2(51)-50-56

АНАЛІЗ ТА ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ МІЖКАЛІБРУВАЛЬНИХ ІНТЕРВАЛІВ ВИМІРЮВАЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ

Т. В. Кенещук¹, Л. Б. Пастушин¹, Б. С. Незамий²

¹Державне підприємство «Івано-Франківськстандартметрологія»;
76007, м.Івано-Франківськ, вул.Вовчинецька, 127, тел./факс: (0342)53-56-34, (0342)53-56-21,
e-mail: ktv.metr77@gmail.com, pastywin@ukr.net

²Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу; вул. Карпатська,
15, м. Івано-Франківськ, 76019 e-mail: borysnezamai@nung.edu.ua

У роботі відмічено, що одним з чинників, що забезпечує довіру до результатів вимірювань і визначає метрологічну простежуваність – це калібрування вимірювального обладнання (еталонів, засобів вимірювальної техніки, допоміжного обладнання), що проводиться через певні проміжки часу – міжкалібрувальний інтервал. Міжкалібрувальний інтервал – відрізок часу або напрацювання часу між двома послідовними калібруваннями вимірювального обладнання. Визначення максимально допустимого періоду, який має пройти між двома періодичними калібруваннями вимірювального обладнання, є дуже важливим для підтримання спроможності калібрувальних та випробувальних лабораторій отримувати достовірні та метрологічно простежувані результати вимірювань. Необхідність та термін проведення повторного калібрування вимірювального обладнання, яке експлуатується у калібрувальних та випробувальних лабораторіях, визначає їх власник (користувач). При цьому, термін чинності сертифікату калібрування не зазначається (за винятком, коли за згодою заявника робіт з калібрування у сертифікаті зазначається рекомендований термін наступного калібрування). Для робочих еталонів, які використовують під час перевірки засобів вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації та застосовуються у сфері законодавчо регульованої метрології, встановлено міжкалібрувальні інтервали відповідно до Порядку калібрування вторинних та робочих еталонів, затвердженого Наказом Мінекомрозвитку України від 10.08.2020 № 1518. Відмічено, що при визначенні міжкалібрувального інтервалу вимірювального обладнання можна застосовувати наступні методи: автоматичне регулювання або «сходи»; контрольні діаграми; час експлуатації; перевіряння під час експлуатації або тестування «чорним ящиком»; інші статистичні підходи. Наведено інформацію щодо визначення первинного міжлабораторного інтервалу для вимірювального обладнання, а також розглянуто наведені вище методи його визначення. Виходячи з практичного досвіду при визначенні міжкалібрувального інтервалу досить часто застосовується метод автоматичного регулювання або «сходинок», зокрема для мір фізичних величин. Проведено розрахунки та наведено результати визначення міжкалібрувального інтервалу для міри довжини штрихової типу IV.

Ключові слова: калібрування; міжкалібрувальний інтервал; еталони; засоби вимірювальної техніки; метрологічна простежуваність.

In this paper noted that one of the factors that ensures confidence in measurement results and determines metrological traceability is the calibration of measuring equipment (standards, measuring equipment, auxiliary equipment), which is carried out at certain time intervals - the calibration intervals. The calibration intervals is the period of time or time elapsed between two successive calibrations of the measuring equipment. Determining the maximum allowable period that should elapse between two periodic calibrations of measuring equipment is very important in maintaining the ability of calibration and testing laboratories to obtain reliable and metrologically traceable measurement results. The necessity and term of re-calibration of measuring equipment used in calibration

and testing laboratories is determined by their owner (user). At the same time, the validity period of the calibration certificate is not specified (except for cases when, with the consent of the applicant for calibration work, the recommended term of the next calibration is specified in the certificate). For working standards that are used during the calibration of measuring equipment operating and used in the field of legally regulated metrology, the inter-calibration intervals are established in accordance with the Procedure for calibration of secondary and working standards, approved by the order of the Ministry of Development of Ukraine dated 10.08.2020 No. 1518. It is noted that the following methods can be used to determine the calibration interval of measuring equipment: automatic adjustment or "stairs"; control cards; work time; checking during operation or "black box" testing; other statistical approaches. Information on determining the primary calibration interval for measuring equipment is given, as well as the given methods of its determination are considered. Based on practical experience, when determining the inter-calibration interval, the method of automatic adjustment or "steps" is often used, in particular for measures of physical quantities. Calculations were made and the results of determining the calibration intervals for the measure of the length of the type IV bar were given.

Keywords: calibration; calibration interval; standards; measuring equipment; metrological traceability.

Вступ

Калібрування вимірювального обладнання (еталонів, засобів вимірювальної техніки, допоміжного обладнання) є одним з чинників, що забезпечує довіру до результатів вимірювань і визначає метрологічну простежуваність та проводиться через певні проміжки часу – міжкалібрувальні інтервали [1].

Відповідно до ІЛАС-Р10:01 [2] ключовим аспектом, необхідним для забезпечення довіри до результатів калібрувань, випробувань або вимірювань, є забезпечення простежуваності результатів вимірювань. Як відмічено у ДСТУ ІЛАС-G24/OIML D 10 [3], важливою складовою підтримування спроможності калібрувальної/випробувальної лабораторії отримувати достовірні та метрологічно простежувані результати вимірювань є визначення допустимого періоду, що має пройти між двома періодичними калібруваннями вимірювального обладнання. На даний час необхідність та термін проведення повторного калібрування вимірювального обладнання визначає їх користувач (власник), термін дії сертифікату калібрування не зазначається [4]. Варто відмітити, що згідно ДСТУ EN ISO/IEC 17025 [5] передбачено зазначення рекомендованого терміну наступного калібрування за згоди заявника робіт, втім,

це є, скоріше, винятком, ніж розповсюдженою практикою.

Нормативно-правовим актом [6] встановлено міжкалібрувальні інтервали для робочих еталонів, які використовують повірочні лабораторії під час повірки засобів вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації та застосовуються у сфері законодавчо регульованої метрології.

ДСТУ EN ISO/IEC 17025 передбачає наявність у калібрувальній/випробувальній лабораторії програми (графіку) калібрування власного вимірювального обладнання, яку потрібно, за необхідності, коригувати і переглядати, щоб підтримувати впевненість у статусі калібрування. Тобто, калібрувальна/випробувальна лабораторія на власний розсуд повинна встановити міжкалібрувальні інтервали для свого вимірювального обладнання, розробити та запровадити відповідні критерії, згідно з якими можна буде визначати терміни проведення повторних калібрувань.

Враховуючи вищенаведене, питання щодо визначення та коригування міжкалібрувальних інтервалів вимірювального обладнання є досить актуальним, зокрема при провадженні діяльності калібрувальними та випробувальними лабораторіями.

Мета роботи – визначення та коригування міжкалібрувальних інтервалів вимірювального обладнання, що

використовується у калібрувальних та випробувальних лабораторіях.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

З урахуванням відсутності єдиного уніфікованого методу, який підходить для різноманітного вимірювального обладнання (різних категорій та типів), можуть застосовуватися різні методи при визначенні та коригуванні міжкалібрувальних інтервалів та придатності цього обладнання. Ці методи наведені наведено та описано в різних документах, серед яких стандарти [3], [7], [8] публікації провідних інститутів [9], [10], [11] тощо. Приклад практичного визначення міжкалібрувальних інтервалів, необхідності проведення калібрування вимірювального обладнання із застосуванням контрольних карт Шухарта наведено в [4].

Формулювання цілей статті

У зв'язку з відсутністю універсальних рекомендацій відносно встановлення, визначення та коригування міжкалібрувальних інтервалів, ціллю даної статті є аналіз методів та практичні настанови щодо визначення міжкалібрувальних інтервалів вимірювального обладнання для категорії - матеріальні міри довжини, зокрема міри довжини штрихової типу IV.

Основний текст статті

Міжкалібрувальний інтервал – відрізок часу або напрацювання часу між двома послідовними калібруваннями вимірювального обладнання.

Відповідно до [3] при визначенні міжкалібрувального інтервалу вимірювального обладнання можна застосовувати наступні методи: автоматичне регулювання або «сходи»; контрольні діаграми; час експлуатації; перевіряння під час експлуатації або тестування «чорним ящиком»; інші статистичні підходи.

Первинне значення міжкалібрувального інтервалу встановлює розробник

вимірювального обладнання. У процесі експлуатації воно може коригуватися, чинники, що впливають на зміну (зменшення або збільшення) міжкалібрувального інтервалу є наступними [3]:

- рекомендації виробника вимірювального обладнання;
- очікувана тривалість та умови експлуатації вимірювального обладнання;
- вплив навколишнього середовища (кліматичні умови, вібрація, електромагнітне випромінювання тощо);
- вимоги до похибки/невизначеності вимірювань;
- регулювання (або зміни) в конкретному вимірювальному обладнанні;
- вплив вимірювальної величини (наприклад, вплив температури, тиску тощо на вимірювальне обладнання);
- відомі дані щодо такого самого або аналогічного вимірювального обладнання.

Для кожного типу або групи вимірювального обладнання необхідно провести оцінювання часу, упродовж якого після калібрування невизначеність вимірювань (похибка засобу вимірювальної техніки) залишиться у встановлених границях.

Для встановлення міжкалібрувальних інтервалів вимірювального обладнання обробляються статистичні дані за основними показниками надійності в конкретних умовах експлуатації, а саме: можливість безвідмовної роботи на протязі встановленого проміжку часу (t) МКІ (P_t); інтенсивність відказів (λt), напрацювання на відмову T_0 .

При цьому виконуються наступні операції:

- формуються однорідні групи вимірювального обладнання;
- збирається та обробляється статистична інформація про його стан для кожної однорідної групи в конкретних умовах експлуатації на протязі встановленого міжкалібрувального інтерва-

лу та збираються статистичні дані за показниками надійності;

- дається оцінка придатності вимірювального обладнання щодо раніше встановленого міжкалібрувального інтервалу та, у разі необхідності, його коригування (зменшуються чи збільшуються міжкалібрувальний інтервал).

Розглянемо методи коригування міжкалібрувальних інтервалів вимірювального обладнання.

При застосуванні методу автоматичного регулювання міжкалібрувальний інтервал розширюється, якщо виявлено, що невизначеність знаходиться в межах, наприклад, 80% від попередньо встановленої, або зменшується, якщо виявлено, що невизначеність перевищує попереднє значення. Цей метод, який відомий як «метод сходинок», дозволяє швидко регулювати інтервали. Після підготовки та оброблення звітів будуть відомі всі можливі проблеми, пов'язані з групою вимірювального обладнання, результати чого будуть свідчити про необхідність профілактичного обслуговування чи технічної зміни.

Незручність цього підходу полягає у тому що при його застосуванні кожний засіб вимірювального обладнання розглядається індивідуально. При цьому може виникнути складність рівномірного розподілу ресурсів під час проведення калібрування, що може вимагати детального планування.

При застосуванні методу контрольних діаграм вибираються ключові точки калібрування та раніше отримані результати, зібрані протягом певного періоду часу. На основі цих даних обчислюється дисперсія результатів і дрейф. Дрейф може бути обчислений як середній зсув за один інтервал між калібруваннями або, в разі дуже стабільних вимірювальних засобів, як зсув за декілька інтервалів. Інтервали обчислюються на основі даних, представлених на цих діаграмах.

Цей підхід складний у використанні та здебільшого можливий лише при автоматизованій обробці даних. Для його впровадження потрібне розуміння закону нестабільності засобів вимірювальної техніки або подібного обладнання. При застосуванні вказаного методу важко забезпечити рівномірний розподіл робочого навантаження. Однак при умові суттєвих відмінностей міжкалібрувальних інтервалів від попередньо зазначених, можна провести розрахунок надійності та теоретично визначити ефективний міжкалібрувальний інтервал.

При застосуванні методу «час експлуатації» міжкалібрувальний інтервал визначається в годинах експлуатації вимірювального обладнання. Вимірювальне обладнання піддається повторному калібруванню, якщо час експлуатації досягає певного значення. Перевага цього методу полягає в тому, що кількість калібрувань може змінюватися, що впливає на вартість процедури калібрування протягом періоду використання вимірювального обладнання. Відповідно до [3] існують певні недоліки вказаного методу визначення міжкалібрувальних інтервалів, серед яких наступні:

- метод не варто використовувати з пасивними засобами вимірювальної техніки (наприклад, з атенюаторами) або еталонами (наприклад, еталонами опору або ємності);

- метод не варто використовувати, якщо відомо, що вимірювальний засіб характеризується дрейфом або його метрологічні характеристики поступово погіршуються в разі його консервації або у випадку багаторазового умикання/вимкнення;

- якщо вартість підготовки та впровадження відповідних таймерів є високою, а враховуючи можливість впливу на них з боку користувача, необхідно встановити нагляд, що суттєво підвищить витрати;

- складність досягнення рівномірного розподілу робіт між фахівцями лабораторії, у порівнянні з вищенаведеними методами, оскільки відсутня будь-яка інформація про завершення міжкалібрувального інтервалу.

Метод перевіряння під час експлуатації чи тестування «чорним ящиком» представляє собою варіацію методів «автоматичного регулювання» та «контрольної діаграми», і він є більш придатним для комплексних засобів вимірювань або випробувальних стендів. Критичні параметри перевіряються регулярно (один раз на день або частіше) за допомогою портативного засобу калібрування або, бажано, «чорного ящика», створеного спеціально для перевірки конкретних параметрів. Якщо «чорний ящик» показує, що похибка засобу вимірювань перевищує допустимі межі, тоді цей засіб відправляється на повне калібрування.

Основною перевагою даного підходу є забезпечення найвищого рівня зручності для користувачів засобів вимірювань. Цей метод найбільш підходить для засобів вимірювань, які знаходяться віддалено від калібрувальної лабораторії, оскільки повне калібрування виконується тільки у випадку, коли точно відомо, що це дійсно необхідно. Однак складність цього підходу полягає у визначенні критичних параметрів і створенні «чорного ящика».

Хоча цей підхід теоретично досить надійний, він має свої недоліки, оскільки система вимірювання може працювати неправильно або характеризуватися великою похибкою, особливо при оцінці параметрів, які не контролюються безпосередньо «чорним ящиком». Крім того, характеристики самого «чорного ящика» можуть зазнавати змін, що також ставить під сумнів точність та надійність вимірювань.

При визначенні між калібрувальних інтервалів вимірювального обладнання

також можуть застосовуватися методи, які ґрунтуються на статистичному аналізі певного типу або конкретного вимірювального обладнання. Ці підходи набувають все більшої популярності, особливо коли їх використання поєднується з відповідним програмним забезпеченням.

Використовуючи статистичні методи, можливо переглянути міжкалібрувальні інтервали, якщо буде здійснено калібрування великої кількості ідентичних вимірювальних засобів.

Фахівцями калібрувальної лабораторії ДП «Івано-франківськостандарт-метрологія» здійснюється визначення міжкалібрувальних інтервалів для вимірювального обладнання за різними видами/підвидами вимірювання. Виходячи з практичного досвіду при визначенні міжкалібрувального інтервалу досить часто застосовується метод автоматичного регулювання або «сходинок», зокрема для мір фізичних величин.

При застосуванні даного методу щоразу, коли вимірювальне обладнання пройшло калібрування через встановлений інтервал часу, наступний інтервал може коригуватися наступним чином. Якщо встановлено, що відхилення показів вимірювального обладнання перебуває у встановлених границях, то міжкалібрувальний інтервал збільшується. Якщо визначено, що відхилення перевищує граничне значення, то міжкалібрувальний інтервал зменшується. Цей метод «сходінками» сприяє швидкому регулюванню інтервалів.

Критерієм для коригування міжкалібрувального інтервалу може бути параметр, що визначається за наступним виразом:

$$|K_i| = \frac{|X_1 - X_2|}{\sqrt{U_1^2 + U_2^2}} \leq 1,$$

де X_1 , X_2 - відхилення показів або покази вимірювального обладнання за два останніх калібрування;

U_1, U_2 – розширена невизначеність вимірювання за два останніх калібрування.

Якщо $|K_i|$ знаходиться в межах від 0.90 до 1.00, то між калібрувальний інтервал залишають незмінним; якщо $|K_i|$ знаходиться в межах від 0.50 до 0.90, то міжкалібрувальний інтервал збільшують на 30 %; якщо $|K_i|$ знаходиться в межах від 0.30 до 0.50, то міжкалібрувальний інтервал збільшують на 70 %; якщо $|K_i|$ знаходиться

в межах від 0.01 до 0.30, то міжкалібрувальний інтервал збільшують на 100 %; якщо $|K_i| \geq 1$, то міжкалібрувальний інтервал необхідно зменшувати.

Наприклад, при визначенні міжкалібрувального інтервалу міри довжини штрихової типу IV при застосуванні методу автоматичного регулювання або «сходинок», були отримані результати, що наведені у таблиці 1.

Таблиця 1 – Експериментальні дані та розрахунок міжкалібрувального інтервалу міри довжини штрихової типу IV

№ п/п	Номинальне значення міри довжини штрихової	Відхилення середнього значення довжини міри довжини штрихової, згідно сертифікату калібрування № 1	Відхилення середнього значення довжини міри довжини штрихової, згідно сертифікату калібрування № 2	Розширена невизначеність вимірювання, згідно сертифікату калібрування № 1	Розширена невизначеність вимірювання, згідно сертифікату калібрування № 2	K_i
1	0-100	100,012	100,013	0,002	0,002	0,47
2	0-200	200,020	200,018	0,002	0,002	0,71
3	0-300	300,025	300,025	0,003	0,003	0,00
4	0-400	400,029	400,030	0,003	0,003	0,24
5	0-500	500,030	500,030	0,004	0,004	0,00
6	0-600	600,035	600,035	0,004	0,004	0,00
7	0-700	700,013	700,013	0,005	0,005	0,00
8	0-800	800,016	800,011	0,005	0,005	0,71
9	0-900	900,015	900,012	0,006	0,006	0,39
10	0-1000	1000,017	1000,018	0,006	0,006	0,12

За результатами експериментальних даних та розрахунків, наведених у таблиці 1, можна зробити висновок, щоб міжкалібрувальний інтервал для вказаної міри довжини штрихової можна збільшити.

Висновки

Зазначено, що з метою забезпечення метрологічної простежуваності та достовірності вимірювань важливим та актуальним питанням є визначення міжкалібрувальних інтервалів вимірювального обладнання.

Наведено та проаналізовано методи визначення міжкалібрувальних інтервалів вимірювального обладнання, що застосовується у калібрувальних та випробувальних лабораторіях.

Проведено розрахунки та наведено результати визначення міжкалібрувального інтервалу для вимірювального обладнання (зокрема, міри довжини штрихової) при застосуванні методу автоматичного регулювання або «сходинок».

Список використаних джерел

1. Kepeshchuk T., Malisevych V., Pastushchyn L. Determination of calibration intervals of measuring equipment. Theses of reports XIX International Scientific and Technical Seminar "Uncertainty in Measurement: Scientific, Normative, Applied and Methodical Aspects". December 7-8, 2022, P.13-14.
2. ILAC-P10:07/2020 ILAC Policy on Metrological Traceability of Measurement Results.
3. ILAC-G24/OIML D 10:2007 Guidelines to the determination of calibration intervals of measuring instruments.
4. Потоцький І.О. Новий підхід щодо визначення необхідності проведення калібрування вимірювального обладнання. Вимірювальна техніка та метрологія. 2018. Випуск 79 (2). С. 60-63.
5. EN ISO/IEC 17025:2017, IDT; ISO/IEC 17025:2107 General requirements for the competence of testing and calibration laboratories.
6. Порядок калібрування вторинних та робочих еталонів <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1000-20#Text>
7. ISO 10012:2003 Measurement management systems – Requirements for measurement processes and measuring equipment.
8. ISO 7870-2:2013 Control charts — Part 2: Shewhart control charts.
9. Methods of reviewing calibration intervals. Electrical Quality Assurance Directorate. Procurement Executive, Ministry of Defense. United Kingdom (1973).
10. Establishing and Adjustment of Calibration Intervals. NCSL Recommended Practice RP-1, 1996.
11. Pau, L.F.: Periodicite des Calibrations. Ecole Nationale Superieure des Telecommunications, Paris, 1978.

References

1. Kepeshchuk T., Malisevych V., Pastushchyn L. Determination of calibration intervals of measuring equipment. Theses of reports xix International Scientific and Technical Seminar "Uncertainty in Measurement: Scientific, Normative, Applied and Methodical Aspects". December 7-8, 2022, P.13-14.
2. ILAC-P10:07/2020 ILAC Policy on Metrological Traceability of Measurement Results..
3. ILAC-G24/OIML D 10:2007 Guidelines to the determination of calibration intervals of measuring instruments.
4. Pototskiy I. New approach to determining the need of measuring equipment calibration. Measuring Equipment and Metrology. 2018. Volume 79 (2). P. 60-63. [in Ukrainian]
5. EN ISO/IEC 17025:2017, IDT; ISO/IEC 17025:2107 General requirements for the competence of testing and calibration laboratories.
6. Procedure for calibration of secondary and working standards [https://zakon.rada.gov.ua /laws/show/z1000-20#Text](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1000-20#Text) [in Ukrainian]
7. ISO 10012:2003 Measurement management systems – Requirements for measurement processes and measuring equipment.
8. ISO 7870-2:2013 Control charts — Part 2: Shewhart control charts.
9. Methods of reviewing calibration intervals. Electrical Quality Assurance Directorate. Procurement Executive, Ministry of Defense. United Kingdom (1973).
10. Establishing and Adjustment of Calibration Intervals. NCSL Recommended Practice RP-1, 1996.
11. Pau, L.F.: Periodicite des Calibrations. Ecole Nationale Superieure des Telecommunications, Paris, 1978.

АВТОМАТИЗАЦІЯ І КОМП'ЮТЕРНО-ІНТЕГРОВАНІ ТЕХНОЛОГІЇ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ

УДК 681.5.015:622.24

DOI: 10.31471/1993-9981-2023-2(51)-57-71

МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОЦІНКА ШЛЯХОМ ПРОГРАМНОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ СТАТИСТИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ФЛУКТУАЦІЙ ТИСКУ І ВИТРАТИ БУРОВОГО РОЗЧИНУ

О. В. Кучмистенко, М. В. Шавранський, Г. Д. Матеїк, Б. С. Незамай

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна, 76019; тел. (03422)4-60-67,
e-mail: kafatp@ukr.net*

Нафтогазова промисловість в Україні має вирішальне значення для національної економіки, забезпечуючи енергетичні та економічні потреби країни. Процес буріння свердловин є основним складовим процесом в цій галузі. Сучасний стан нафтогазової промисловості обумовлений великою важливістю природних ресурсів, які засновують енергетичну безпеку країни, але водночас стикаються із вичерпанням родовищ і зростанням глибини буріння, що потребує впровадження нових технологій та методів для забезпечення високої продуктивності та безпеки.

Змодельовано та оцінено (верифіковано) шляхом програмної реалізації моделі методу ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловини з метою оцінювання властивостей об'єкта керування. Дослідження фокусується на технологічному процесі буріння свердловини, який є об'єктом цієї роботи. Для досягнення вказаної мети проаналізовано сучасні методи ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловин для задач оцінювання властивостей об'єкта керування. Цей аналіз вимагає ретельного огляду існуючих методів і їх подальшої адаптації до конкретних умов буріння. Також проведено аналіз статистичних характеристик флуктуацій тиску і витрати бурового розчину. Вивчення цих параметрів в процесі буріння є важливим для з'ясування їх змін і взаємозв'язку. Вибір єдиного методу дискретного вимірювання тиску та витрати бурового розчину дозволяє зробити вибір кращого обладнання і методів для збору даних. Для забезпечення ефективності процесу буріння та раціонального використання ресурсів проведений розрахунок оптимальної продуктивності бурових насосів.

Ця стаття має на меті вдосконалення процесу буріння свердловини через розробку нового методу ідентифікації динамічних характеристик та оцінки властивостей об'єкта керування, що може позитивно вплинути на нафтогазову промисловість України та сприяти її розвитку.

Ключові слова: аналіз статистичних властивостей, буріння, оптимальної продуктивності бурових насосів.

The oil and gas industry in Ukraine played a crucial role in the national economy by meeting the country's energy and economic needs. The drilling process was a fundamental component of this sector. The current state of the oil and gas industry was influenced by the high importance of natural resources, which were essential for the country's energy security. However, it also faced the challenges of depleting reserves and increasing drilling depths, requiring the implementation of new technologies and methods to ensure high productivity and safety.

The purpose of this work was to develop a method for identifying the dynamic characteristics of the drilling process for the purpose of assessing the properties of the control object. The research focused on the technological process of drilling, which was the subject of this work. To achieve the specified goal, modern methods for identifying the dynamic characteristics of the drilling process for the purpose of evaluating the properties of the control object were analyzed. This analysis required a thorough review of existing methods and their further adaptation to the specific drilling conditions. An analysis of the statistical characteristics of pressure and drilling fluid flow fluctuations was also conducted. Studying these parameters during the drilling process was important to understand their variations and interrelationships. Choosing a single method for discrete measurement of pressure and drilling fluid

flow allowed for selecting the best equipment and data collection methods. To ensure the efficiency of the drilling process and the rational use of resources, calculations for the optimal productivity of drilling pumps were performed.

This article aimed to improve the drilling process through the development of a new method for identifying dynamic characteristics and assessing the properties of the control object, which could have a positive impact on Ukraine's oil and gas industry and contribute to its development.

Keywords: analysis of statistical properties, drilling, optimal productivity of drilling pumps.

Вступ. Нафтогазова промисловість є однією з найважливіших складових частин економіки України, що визначальною мірою забезпечує як функціонування всіх інших галузей, так і ступінь добробуту нашого населення. Вона відіграє важливу роль в економічному розвитку України, в її безпеці, енергетичній залежності, в сільському господарстві та інших галузях. Сьогодні ми живемо в такий час, коли особливо важливими стали проблеми у сфері нафто- та газовидобування, оскільки саме ці природні ресурси є основними в енергетичному забезпеченні галузей, та мають здатність вичерпуватись. З кожним роком залягання нафтових та газових родовищ вичерпуються, продуктивні горизонти стають глибшими, що визначає умови їх видобування, зменшуються обсяги поставки і переробки нафти. Зараз інтенсивно впроваджуються оптимальні технологічні програми буріння та гідравлічні програми буріння для впровадження доліт нового покоління. Але існують проблеми ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловини та задач оцінювання властивостей об'єкту керування. Проте аналіз досліджень, публікацій, в яких започатковано розв'язання даної проблеми, показав, що відомі методи ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловини для задач оцінювання об'єктів керування не відповідають сучасному рівню автоматизації та інформаційної забезпеченості бурових підприємств нафтогазовидобувної галузі.

Це обумовлено тим, що процес буріння є складною динамічною системою, що функціонує за умов апріорної і поточної невизначеності та перебуває під впливом

стохастично-хаотичних збурень. Ідентифікація динамічних характеристик ускладнюється невимірюваністю багатьох параметрів і показників процесу безпосередньо на вибої свердловини. У зв'язку з цим актуальною є задача розробки ефективного методу ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловин для задач оцінювання властивостей об'єкту керування. [1].

Метою керування процесом буріння є безаварійне спорудження свердловини визначеної глибини і конструкції у задані терміни і, по можливості, з мінімальними витратами. Реалізується ця мета в процесі спорудження свердловини безпосередньо за допомогою керуючих впливів, які можна розділити на дві групи. Перша група – це різновидність бурових веж, комплекс бурових верстатів, тип колони бурильних труб, типорозмір бурильного інструменту. Другу групу утворюють режимні параметри процесу: осьове навантаження на долото, частота його обертання, кількість та якість бурового розчину. Змінні першої групи носять назву елементів технічного керування, а другої – елементів технологічного керування. Елементи технічного керування вибираються на стадії проектування свердловини і в подальшому залишаються незмінними, в крайньому випадку, для кожного рейсу проходки. Елементи технологічного впливу можна цілеспрямовано змінювати з метою досягнення показників в кожному із рейсів.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Способи управління процесом буріння можна розділити на ручний, автоматичний, оптимальний і адаптивний. При ручному способі управління процесом буріння керує

бурильник, спираючись на технологічний регламент, а також на здобутий досвід і інструкції. Автоматичний спосіб управління процесом буріння передбачає, як правило, стабілізацію одного з режимних параметрів осьового навантаження на долото. Під оптимізацією буріння слід розуміти сукупність математичних методів, які дають можливість вибрати найкраще рішення із множини доступних варіантів проводки свердловини при заданих технічних, технологічних і економічних обмеженнях на процес буріння. Реалізацію конкретних алгоритмів на промисловому об'єкті (буровій установці) будемо називати оптимальним управлінням. Застосування способу адаптації управління дає можливість зняти початкову невизначеність параметрів математичної моделі при зміні умов буріння і при дії на режимні параметри, в загальному випадку, нестаціонарних перешкод з невідомими статистичними характеристиками. Адаптивна система дає можливість керувати об'єктом при неповній і навіть при незначній апріорній інформації, оскільки всю необхідну інформацію система отримує на протязі процесу керування. Адаптивні системи, що застосовують в практиці буріння, можна розділити на системи прямого і непрямого пошуку [1].

Керуючі впливи від системи управління до керованого об'єкту повинні надходити своєчасно і відповідно до зміненими умовами буріння. Від швидкодії управління багато в чому висять якість управління і кінцевий результат. А оскільки процес буріння динамічний і вимагає частого коригування керуючих впливів, принаймні в сильно переміжних породах, то очевидно, що автоматизована система управління має перевагу перед людиною. Автоматизоване управління процесом буріння дозволяє успішно змінювати практично одночасно два-три параметри з недоступною людині частотою. Отже, джерелом ефективності автоматизованого управління є, по меншій

мірі, зменшення проміжку часу, пошук оптимального режиму, швидка перебудова з одного режиму на інший у зв'язку з зміненими умовами, а також практично повне виключення порушень процесу, що призводять до аварійних ситуацій.

Ефективне управління технологічним процесом з використанням методів теорії автоматичного управління можливо лише тоді, коли відомо математичний опис цього процесу. Тому побудова математичного опису - ідентифікація технологічного процесу - це найважливіший етап створення будь-якої автоматизованої або автоматичної системи управління технологічним процесом.

Вибір характеру математичного опису, тобто виду моделі процесу, залежить від природи самого процесу і від розв'язуваної задачі управління. Так, модель процесу можна задати у вигляді таблиці, що зв'язує вхідні і вихідні змінні, описати функціональними залежностями, диференціальними або різницевиими рівняннями, передавальними функціями та ін. У кожному випадку методи отримання математичного опису виявляються різними. Проте відмінність методів ідентифікації цим не вичерпується.

Методи ідентифікації технологічних процесів розрізняються, крім того, в залежності від наявності тієї чи іншої апріорної інформації про процес, а також діляться на активні і пасивні. Активні методи ідентифікації засновані на проведенні спеціальних заздалегідь спланованих експериментів, що дозволяють проводити цілеспрямоване вивчення досліджуваних властивостей процесу. Пасивні методи передбачають вивчення технологічного процесу в режимі нормальної роботи. При цьому збільшується час, необхідний для збору експериментальних даних, достатніх для побудови адекватної моделі процесу, однак знижуються витрати на проведення експерименту. Крім того, при використанні

пасивних методів виявляється можливим використовувати архівний матеріал. Як показує досвід, пасивні методи ідентифікації технологічних процесів на діючих виробництвах з економічної точки зору більш кращі.

Для управління технологічним процесом необхідно знати, як впливає те чи інше вхідний вплив, що управляє процесом, на вихідну зміну, що характеризує його протікання. Тому ідентифікація процесу зводиться до побудови математичного опису залежності між цими величинами, яке складається з двох етапів. Спочатку необхідно визначити характер шуканої залежності і вид її математичного опису, а потім знайти конкретні значення параметрів такого опису. Перший етап зазвичай називається структурною ідентифікацією, а другий - параметричною.

Вихідними даними для побудови математичної моделі технологічного процесу можуть служити як теоретичні уявлення про природу фізичних явищ, що відбуваються при протіканні цього процесу, так і експериментально вимірювані залежності між вхідними і вихідними змінними. В принципі кожен з цих підходів може використовуватися для ідентифікації процесу. Однак використання тільки теоретичного підходу ускладнене тим, що на практиці, як правило, виявляється неможливим врахувати все різноманіття реально діючих на процес факторів. У той же час ідентифікація процесу тільки на підставі експериментальних даних виявляється досить складною з обчислювальної точки зору. Тому при ідентифікації технологічних процесів доцільно комплексне використання всієї наявної інформації про процес, причому теоретичні уявлення слід відносити до структурної ідентифікації. При цьому оцінюються динамічні властивості процесу, його лінійність, стаціонарність та ін., на яких ґрунтується вибір виду математичного опису. Експериментальні дані

використовуються для параметричної ідентифікації.

При розробці систем управління технологічними процесами в основному доводиться розглядати задачі параметричної ідентифікації. Тому викладемо лише ряд методів параметричної ідентифікації, найбільш придатних для побудови моделей технологічних процесів на діючих виробництвах.

Використання «швидкої» оптимізації технологічного процесу на його звичайною або прогнозуючої моделі є головним у так званих системах двошкального управління. При цьому ідентифікація може здійснюватися як в реальному масштабі часу, так і в супервізорному режимі із запам'ятовуванням даних у зовнішній пам'яті ЕОМ і їх подальшою обробкою.

Знання параметрів прогнозуючої моделі необхідно в системах термінального керування, застосовуваних в АСУ ТП для управління кінцевим станом технологічного процесу, причому тут також використовується ідентифікація в реальному масштабі часу.

Ідентифікація в реальному масштабі часу дає можливість здійснювати функціональну діагностику об'єкта, датчиків, виконавчих пристроїв і самої ЕОМ.

В адаптивних АСУ ТП, побудованих на базі адаптивних систем з ідентифікатором, використовується настроюється модель процесу та ідентифікатор статичних або динамічних характеристик по каналу основного збурення. У інваріантних адаптивних системах з еталонною моделлю використовується ідентифікатор динамічних характеристик об'єкту по каналу керування, що працює в реальному масштабі часу, а пристрій адаптації може працювати як в реальному масштабі часу, так і в супервізорному режимі. Ідентифікатор необхідний для роботи оптимальних систем управління нестационарними динамічними

технологічними процесами, що використовують спостерігачі стану.

Висока точність ідентифікації вимагається в задачах статичної оптимізації з використанням прогнозуючої моделі. Однак, не завжди слід прагнути до повної компенсації впливу того чи іншого параметра об'єкта управління на ефективність системи управління. Ясно, що параметри, які слабо впливають на якість адаптивного управління, можна не ідентифікувати, що дозволяє спростити структуру налаштувань моделі та алгоритми ідентифікації.

Алгоритми ідентифікації відрізняються і за характером збіжності оцінок параметрів. Велика кількість методів ідентифікації, дають добрі результати при досить малих відхиленнях початкових значень параметрів від «справжніх» значень, не забезпечує збіжності оцінок при великих початкових параметричних розузгодження [4].

Необхідною умовою якісного рішення задачі автоматичного керування процесом буріння - отримання інформації про стан процесу з необхідною оперативністю і точністю. Необхідна оперативність отримання інформації визначається необхідністю управління процесом у реальному масштабі часу, тобто керуючі впливу повинні сформуватися без запізнення (або з припустимим запізненням) щодо змін стану керованого процесу. Це забезпечується тим, що технологічні параметри повинні вимірюватися з частотою, оптимальною для тимчасових характеристик процесу буріння, до яких відносяться тривалість перехідних процесів у приводі подачі бурового верстата, інерціальні властивості бурової колони, нестационарний характер процесу.

Крім того, часові характеристики істотно залежать від геолого-технічних умов буріння: глибини свердловини, фізико-механічних властивостей порід, типів бурильних труб і компоновання бурильної колони, властивостей очисного агента,

режиму промивки свердловини і т.п. Розрахунок точних часових характеристик можливий лише на основі адекватного математичного опису процесу буріння (моделі), що визначає не тільки якісні, але й точні кількісні залежності вхідних і вихідних змінних, що характеризують процес буріння, для конкретних геолого-технічних умов.

Однак існуючі в даний час математичні описи процесу буріння мають якісний характер і дозволяють лише досить приблизно оцінити (від одиниць до декількох десятків секунд) тимчасові характеристики процесу буріння. Ця оцінка також підтверджується численними експериментальними даними. Таким чином, тимчасові характеристики процесу буріння, а отже, і частота опитування параметрів, не можуть бути точно визначені на підставі розрахунків. На даному етапі розвитку автоматизованого управління процесом буріння доцільно розглядати період опитування параметрів як технологічну константу, конкретне значення якої для певних умов встановлюють експериментальним шляхом за відповідними методиками. За великі періоди опитування параметрів неможливий аналіз високочастотних процесів в бурінні, наприклад, вібрацій, діапазон яких становить, за різними оцінками, від сотень герц до десятків кілогерців. Для реалізації опитування параметрів з високими частотами необхідні спеціальні технічні засоби і складний математичний апарат обробки вимірів. Тому в даний час доцільно проводити спеціальні дослідження високочастотних процесів в бурінні і формувати за їх результатами рекомендації з управління режимами буріння, наприклад, у вигляді системи обмежень.

Для цілей управління режимами буріння в реальному масштабі часу можливо обмежитися вирішенням завдання формування тимчасового ряду вимірювань (тренду), який адекватний реальним

закономірностям зміни стану процесу буріння, що дозволяє виявляти взаємозалежності зміни параметрів і прогнозувати тенденції зміни стану процесу. Якість формування тренда кожного параметра буріння також визначається точністю вимірювань окремих точок (миттєвих значень), що становлять тренд.

Процедура отримання миттєвого значення параметра, що представляє собою безперервний електричний сигнал, полягає в квантуванні цього сигналу за рівнем, яка полягає в тому, що в діапазоні безперервних значень функції вибирається кінцеве число дискретних значень функції, розподілених, наприклад, рівномірно по всьому діапазону. У момент вимірювання деяке значення функції замінюється значенням найближчого дискретного рівня. Функція при цьому набуває ступінчастий вигляд. При квантуванні виникає похибка квантування, яка визначається кроком квантування.

Аналіз статистичних властивостей флуктуацій тиску бурового розчину в процесі буріння нафтових і газових свердловин є актуальною науково-практичною задачею у зв'язку з інтенсивним впровадженням в даний час оптимальних технологічних програм буріння та гідравлічних програм буріння для впровадженнь доліт нового покоління в тому числі для доліт типу РДС. Рациональна гідравлічна програма для доліт РДС сприяє підвищенню механічної швидкості проходки і стійкості долота на вибої не менше ніж на 50% [5].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Аналіз літературних джерел [5,6,7,8,9,10] свідчить, що питання розробки і впровадження гідравлічних програм для буріння сучасними долотами недостатньо дослідженні. Це викликано тим, що процес буріння є складною динамічною системою з нечітко відомими математичними

моделями, що функціонує за умов апіорі невідомих збурень щодо параметрів і структури об'єкта. Ідентифікація параметрів об'єкта ускладнюється невимірюваністю багатьох параметрів і показників процесу безпосередньо на вибої свердловини. Одним із вимірюваних параметрів є тиск бурового розчину, що подається в свердловину. На стадії дослідження об'єкта керування і експлуатації автоматизованої системи керування режимами буріння необхідні оцінки статистичних характеристик різних параметрів в задачах контролю для вибору тестових сигналів, планування експериментів, оцінки точності характеристик об'єкта керування, для вибору кроку дискретизації, діагностики стану обладнання та ін.

Формулювання цілей статті

Постановка завдання: задача полягає в дослідженні методів ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловини для задачі оцінювання властивостей об'єкта керування.

Метою даної роботи полягає в розробленні методу ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловини для задач оцінювання властивостей об'єкта керування.

Об'єктом дослідження технологічний процес буріння свердловини.

Результати: для досягнення вказаної мети забезпечення результатів, необхідно вирішувати наступні завдання:

1. аналіз сучасних методів ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловин для задач оцінювання властивостей об'єкта керування;
2. аналіз статистичних характеристик флуктуацій тиску і витрати бурового розчину;
3. вибір єдиного методу дискретного вимірювання тиску витрати бурового розчину;
4. розрахунок оптимальної продуктивності бурових насосів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Експериментальні дані для аналізу статистичних властивостей флуктуацій тиску бурового розчину були отримані на свердловині №15 «Делятин». Буріння здійснювалося роторним способом долотом типу 1AU269,9 СТГ на глибині 3198-3206 м з осьовою силою на долото $F=220\text{кН}$, швидкістю обертання долота $n=1,33\text{ с}^{-1}$, витратою бурового розчину $Q = 40 \cdot 10^{-3}\text{ м}^3/\text{с}$ [11]. Схема давача тиску наведена на рис. 1.

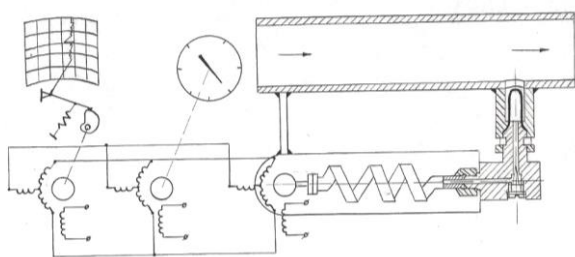


Рисунок 1 – Схема давача тиску бурового розчину

Вихідні дані у вигляді дискретних значень через інтервал часу 1,5 с були відтворені як графік залежності $K(t)$ в програмному середовищі MATLAB [6] (рис. 2).

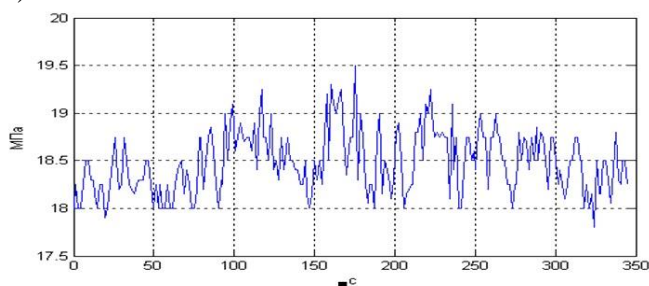


Рисунок 2 – Відтворений графік флуктуацій тиску бурового розчину

Визначений закон розподілу перевірено за допомогою критерію Пірсона. Для цього вибірку значень x поділено на інтервали та визначено їх частоти. Об'єм вибірки склав: $n=231$.

Впорядкуємо досліджувану вибірку у порядку зростання та поділяємо її на групи. В результаті розрахунків отримано наступні значення, що відображені в табл. 1.

Таблиця 2.1 - Результати групування вибірки даних

Номер інтервалу	Середина інтервалу	Частоти
1	17.8	1
2	17.9	2
3	18	7
4	18.15	14
5	18.25	22
6	18.3	30
7	18.4	34
8	18.5	42
9	18.75	33
10	18.8	19
11	18.9	11
12	19	8
13	19.1	6
14	19.25	3
15	19.5	1

За отриманими даними побудовано полігон, приведений на рис. 3. Інтегральну функцію розподілу наведено на рис. 4.

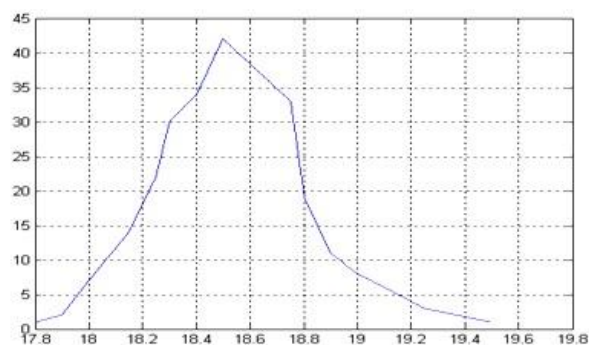


Рисунок 3 – Розподіл по даній вибірці

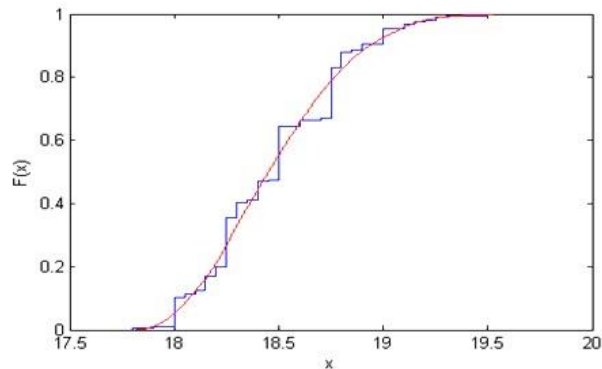


Рисунок 4 – Інтегральна функція розподілу

Для визначення закону розподілу було використано програмне середовище Curve Expert [12]. В результаті отримаємо наступні варіанти, що зображені на рис. 5:

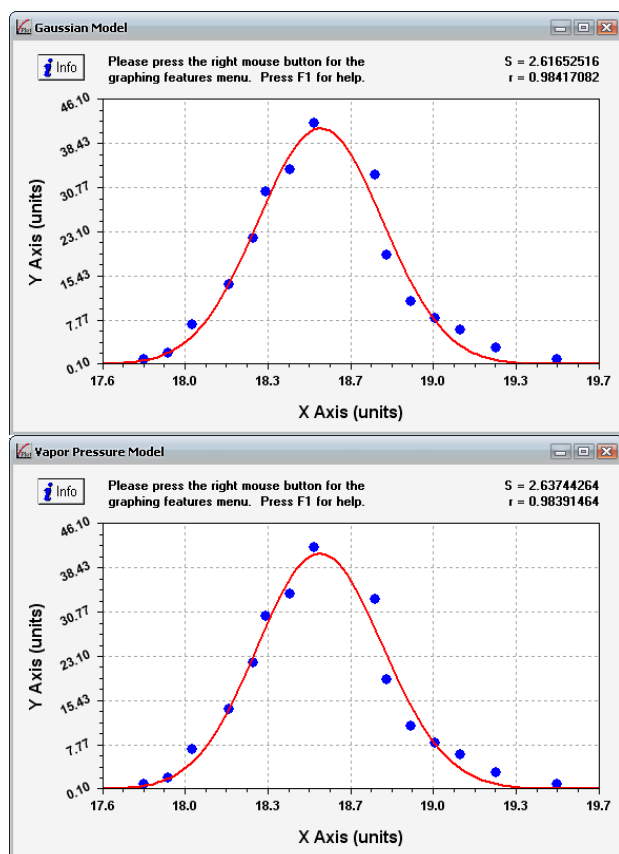


Рисунок 5 – Визначення закону розподілу

В даному випадку є нормальний (Гауса) закон розподілу (рис. 5).

Перевірки даної гіпотези за критерієм Пірсона та програмного середовища Mathcad [12] підтвердила справедливість цієї гіпотези.

Для визначення автокореляційної функції $R_{KK}(\tau)$ було використане програмне середовище (Partial) Autocorrelation Function - Free Statistics Software (Calculator) (рис. 6).

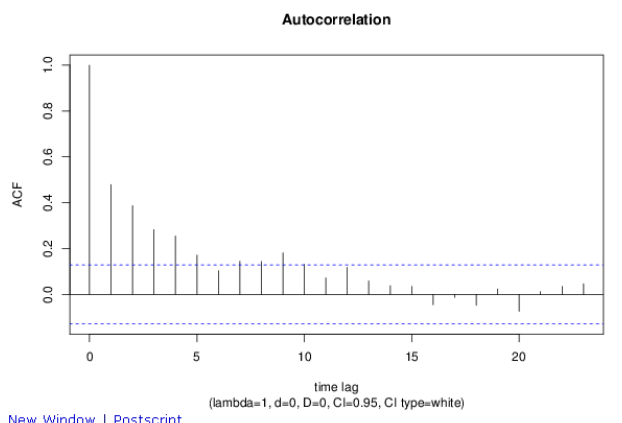


Рисунок 6 – Графік автокореляційної функції

Виходячи з отриманих результатів найкраще даний графік описує експоненціально-косинусне рівняння, оскільки S – найменше значення, а r – найбільше. (рис. 7):

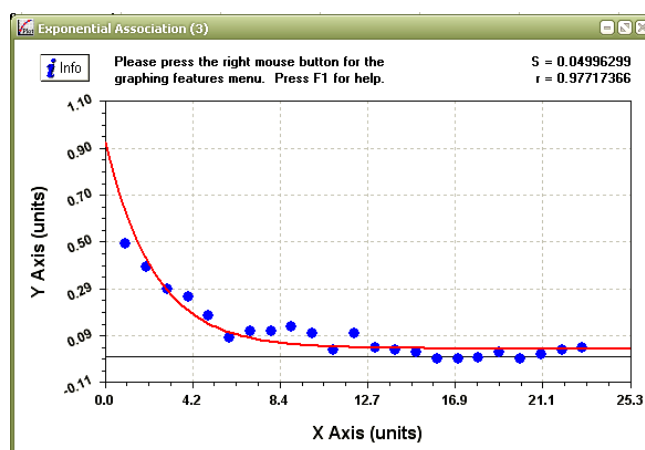


Рисунок 7 – Графік автокореляційної функції

Даному графіку відповідає рівняння:

$$y = ae^{-bx} \cos cx \quad (1)$$

де $a=0.10552462572$;

$b=0.21563578565$;

$c=0.19648657349$.

Необхідно визначити спектральну густину досліджуваного процесу і побудувати графік.

Даній кореляційній функції відповідає спектральна густина:

$$S(\omega) = \frac{D\alpha}{\alpha^2 + (\beta - \omega)^2} + \frac{D\alpha}{\alpha^2 + (\beta + \omega)^2} \quad (2)$$

Спектральна густина є додатною функцією у всьому діапазоні частот від 0 до ∞ . Вона не містить відомостей про фази окремих гармонійних складових. За допомогою приведеної формули можна визначити спектральну гушину по заданій аналітично автокореляційній функції $R_{kk}(\tau)$ [9,10].

Спектральна густина визначається за допомогою пакету Mathcad. Попередньо була визначена автокореляційна функція $R_{kk}(\tau)$ і перетворення:

$$S(\omega) = \frac{0.105 \cdot 0.21}{0.21^2 + (0.196 - \omega)^2} + \frac{0.105}{0.21^2 + (0.196 + \omega)^2}. \quad (3)$$

Графік спектральної густини має такий вигляд (рис. 8):

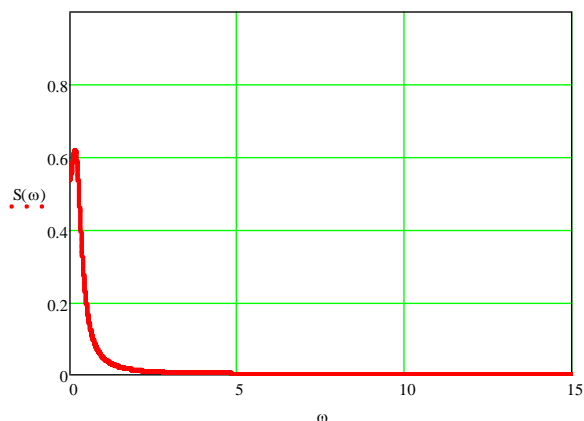


Рисунок 8 – Графік спектральної густини

Тепер визначаємо АФХ формуючого фільтру.

Спектральна густина (1.3) також може бути розкладена на два множники:

$$S(\omega) = \sqrt{2D\alpha} \frac{j\omega + \sqrt{\alpha^2 + \beta^2}}{(j\omega + \alpha)^2 + \beta^2} \sqrt{2D\alpha} \frac{-j\omega + \sqrt{\alpha^2 + \beta^2}}{(-j\omega + \alpha)^2 + \beta^2}. \quad (4)$$

Отже, частотна передавальна функція фільтру, формуючого сигнал з прихованою періодичністю визначається:

$$W_{\phi}(j\omega) = \sqrt{2D\alpha} \frac{j\omega + \sqrt{\alpha^2 + \beta^2}}{(j\omega + \alpha)^2 + \beta^2}. \quad (5)$$

Для нашого випадку частотна функція матиме вигляд:

$$W_{\phi}(j\omega) = \sqrt{2 \cdot 0.105 \cdot 0.21} \frac{j\omega + \sqrt{(0.21)^2 + (0.196)^2}}{(j\omega + 0.21)^2 + (0.196)^2}. \quad (6)$$

Будуємо АФХ формуючого фільтру (рис. 9).

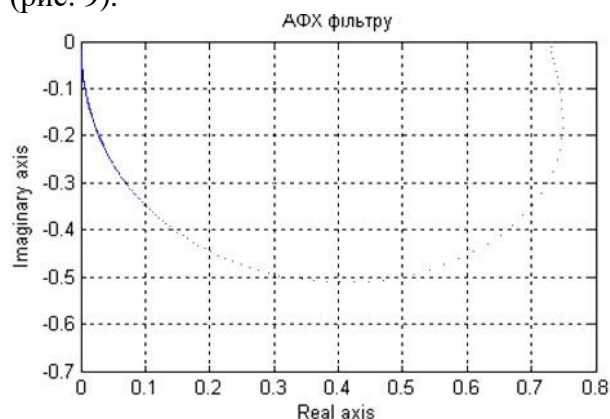


Рисунок 9 – АФХ формуючого фільтру

Вибір єдиного методу дискретного вимірювання тиску і витрати бурового розчину. Для вибору єдиного методу дискретного вимірювання, параметри першої групи зведемо до другої і максимально допустиму похибку апроксимації δ_{α} перерахуємо на допустиму середню квадратичну похибку σ_{α} , користуючись методикою викладеного в [11]. Для цього скористаємося нерівністю Чебешева [5]: незалежно від закону розподілу випадкової похибки апроксимації інтервалу Δt ймовірність похибки апроксимації, не менше, ніж значення δ_{α} , обмежена зверху таким співвідношенням:

$$P[\Delta t \geq \delta_{\alpha}] \leq \frac{\sigma_{\alpha}^2}{\delta_{\alpha}^2}. \quad (7)$$

Для нормального закону розподілу похибок апроксимації, коли $\delta_{\alpha} = 3\sigma_{\alpha}$, оцінка, що отримана із співвідношення (7), дорівнює:

$$P[\Delta t \geq \sigma_{\alpha}] \leq 0.111$$

$$\sigma_{\alpha} = \delta_{\alpha} (P[\Delta t \geq \delta_{\alpha}])^{1/2}. \quad (8)$$

Визначення періодичності опитування давачів за заданим значенням середньої квадратичної похибки апроксимації сприяє розв'язуванню задач оцінки періодичності опитування параметрів першої категорії.

Побудуємо автокореляційну функцію $R_{pp}(\tau)$ для тиску бурового розчину.

Вибравши максимально допустиме значення $\sigma_{\delta_{\text{доп}}}^2$, отримаємо рівняння:

$$R_{xx}(\Delta t) = R_{xx}(0) - \frac{\sigma_{\delta_{\text{доп}}}^2 - \sigma_{\text{в}}^2}{2} \quad (9)$$

або

$$(\sigma_{\delta_{\text{доп}}}^2 - \sigma_{\text{в}}^2) = 2[R_{xx}(0) - R_{xx}(\Delta t)], \quad (10)$$

з якого визначається інтервал Δt між вимірюваннями.

Якщо використати параболічну інтерполяцію, яка здійснюється за формулою Лагранжа

$$\varphi_n(t) = \sum_{m=1}^n S_m \dot{x}(t_m), \quad (11)$$

де $\dot{x}(t)$ – центрований випадковий стаціонарний процес, то після аналогічних першому методу перетворень розрахункова формула для середньої квадратичної похибки приймає такий вигляд

$$\sigma_{\text{ст}}^2 = 6R_{xx}(0) - 8R_{xx}(\Delta t) + 2R_{xx}(2\Delta t). \quad (12)$$

Використовується також статистична інтерполяція, яка дає для випадкових функцій мінімальне середньоквадратичне відхилення кривої апроксимації від істинної

$$\sigma_{\text{ст}}^2 = R_{xx}(0) - \frac{R_{xx}(0)R_{xx}^2(\Delta t) - 2R_{xx}^2(\Delta t)R_{xx}(2\Delta t) + R_{xx}(0)R_{xx}^2(2\Delta t)}{R_{xx}^2(0) - R_{xx}^2(\Delta t)}, \quad (15)$$

до $t_0 = t_2 - t_1 = \Delta t$.

Формули (9), (12), (14), (15) зв'язують інтервали часу дискретних вимірювань з заданою похибкою апроксимації через оцінки фіксованих точок автокореляційної функції випадкового процесу $x(t)$. Проте ці оцінки характеризують не тільки зміну величини $x(t)$ в часі, але і залежать від випадкових похибок приладів, які вимірюють $x(t)$. Виключити з формул (9), (12), (14), (15) випадкові похибки вимірювальних приладів $\sigma_{\text{п}}^2$, можна лише на підставі таких припущень:

- похибка приладу є некорельованою із значенням, яке приймає вимірювана величина;
- похибка приладу розглядається як випадковий процес, який за час має таку малу автокореляційну функцію, що нею можна знехтувати.

кривої реалізації випадкової функції. Така інтерполяція здійснюється за формулою, яка аналогічна формулі (1.11) параболічної інтерполяції:

$$\varphi_c(t) = \sum_{m=1}^n P_m \dot{x}(t_m). \quad (13)$$

де $\dot{x}(t_m)$ – центроване значення.

На відміну від параболічної інтерполяції коефіцієнти інтерполяційного многочлена залежать не від відстані між точками відліку, а від кореляційних зв'язків між ними. Оскільки на практиці застосовуються лише два найпростіших види статистичної інтерполяції по одній ($n=1$) або по двом ($n=2$) точкам, будемо використовувати такі розрахункові формули:

для $n=1$:

$$\sigma_{\text{ст}}^2 = R_{xx}(0) - \frac{R_{xx}^2(t)}{R_{xx}(0)}, \quad (14)$$

для $n=2$:

Враховуючі ці умови, можна визначити дійсні оцінки окремих значень автокореляції функції випадкового процесу $x(t)$:

$$R_{xx}(0) = R'_{xx}(0) - \sigma_{\text{п}}^2, \quad (16)$$

$$R_{xx}(\Delta t) = R'_{xx}(\Delta t) - \sigma_{\text{п}}^2, \quad (17)$$

$$R_{xx}(2\Delta t) = R'_{xx}(2\Delta t) - \sigma_{\text{п}}^2. \quad (18)$$

де $R'_{xx}(\Delta t)$ - оцінки фіксованих точок автокореляційної функції випадкового процесу $x(t)$,

$R_{xx}(\Delta t)$ - фактичні оцінки окремих значень автокореляційної функції випадкового процесу $x(t)$.

Використаємо описані методи для визначення періоду опитування давачів в інформаційній вимірювальній системі контролю технічного стану системи промивання свердловини.

Для розрахунків періоду опитування давачів використані реалізації ергодичних функцій тиску бурового розчину $P(t)$, по

яких розраховані на ЕОМ оцінки нормованих автокореляційних функцій $R_{pp}(\tau)$.

Скориставшись формулами (9), (12), (14), (15) визначили $\sigma, \%$ для нашого методу(побудувати таблицю) і побудували графік $\sigma f(t)$ (рис. 11). На рисунку зображена оцінка автокореляційної функції тиску бурового розчину.

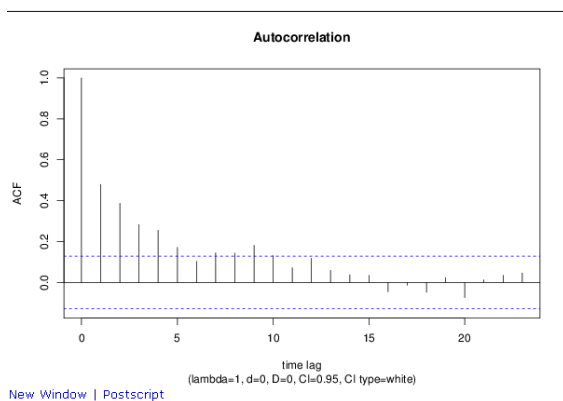
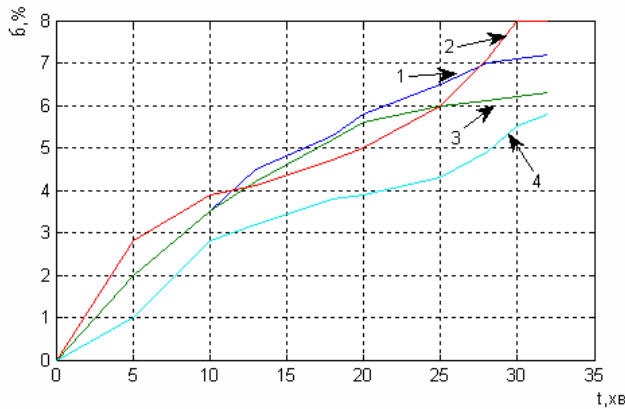


Рисунок 10 – Оцінка автокореляційної функції тиску бурового розчину $R_{pp}(\tau)$.



1-ступінчаста інтерполяція; 2- параболічна інтерполяція; 3- статистична інтерполяція($n=1$); 4- статистична інтерполяція($n=2$).

Рисунок 11 – Графіки залежностей допустимої середньоквадратичної похибки апроксимації σ в залежності від періоду дискретних вимірювань тиску бурового розчину при різних методах інтерполяції

Користуючись цими графіками можна розрахувати необхідний період дискретних вимірювань параметрів $x(t)$ за заданими значеннями середньої квадратичної похибки

апроксимації і налаштувати комутатор опитування тиску давачів.

Статистичні характеристики витрати бурового розчину. Вихідні дані у вигляді дискретних значень через інтервал часу 1,5 с були відтворені як графік залежності $Q(t)$ в програмному середовищі MATLAB (рис. 12).

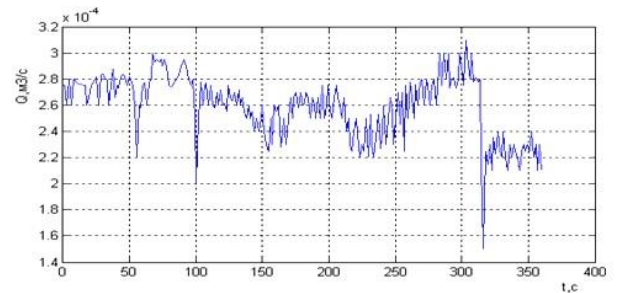


Рисунок 12 – Відтворений графік витрати бурового розчину $Q(t)$

За отриманими даними побудуємо полігон в програмному середовищі MATLAB. Він приведений на рис. 13.

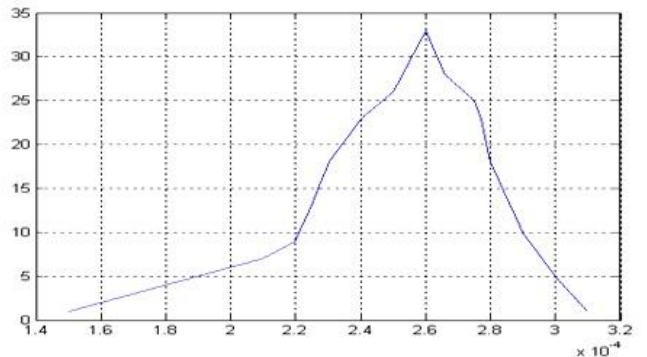


Рисунок 13 – Полігон для визначення закону розподілу по даній вибірці

В середовищі MATLAB побудуємо інтегральну функцію розподілу. Вона показана на рис. 14.

Для визначення закону розподілу скористаємося програмним середовищем Curve Expert. В результаті отримаємо наступні варіанти, що зображені на рис. 15.

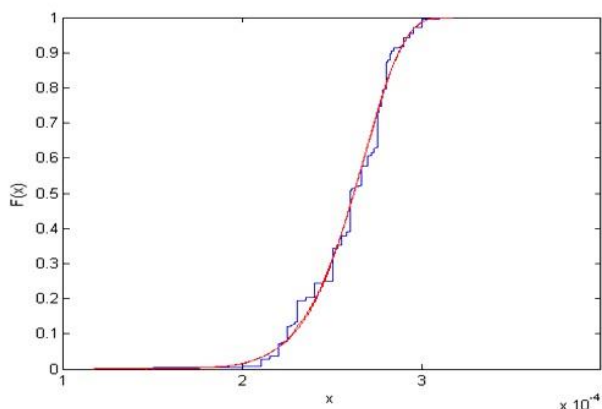


Рисунок 14 – Інтегральна функція розподілу

Визначаємо автокореляційну функції RQQ(τ)(графік і рівняння). Для визначення автокореляційної функції RQQ(τ) скористаємося програмним середовищем (Partial) Autocorrelation Function - Free Statistics Software (Calculator) (рис. 16).

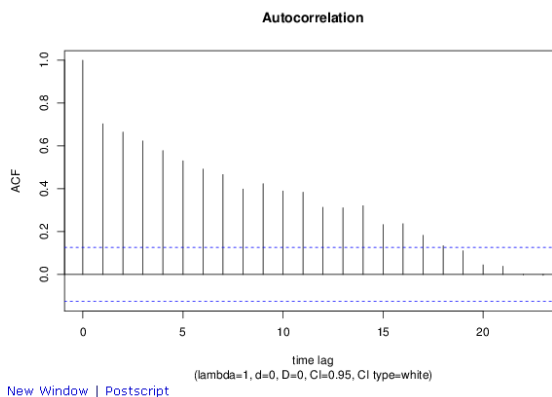


Рисунок 16 – Графік автокореляційної функції

Для визначення рівняння автокореляційної функції скористаємося програмою Curve Expert. Виходячи з отриманих результатів найкраще графік описує експоненціально-косинусне рівняння, оскільки S – найменше значення, а r – найбільше. (рис. 17):

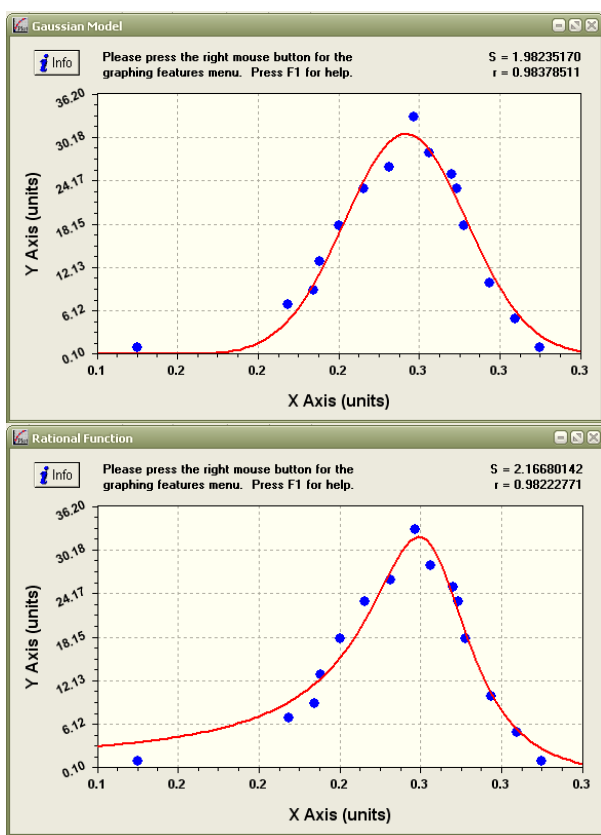


Рисунок 15 – Визначення закону розподілу

В даному випадку найдоцільнішим є нормальний (Гауса) закон розподілу. Перевірки даної гіпотези за критерієм Пірсона та програмного середовища Mathcad підтвердила справедливість цієї гіпотези.

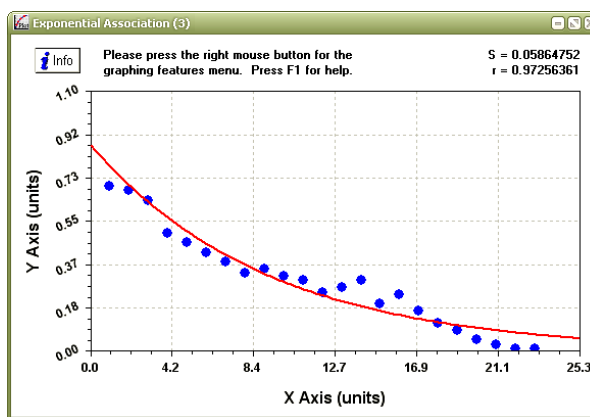


Рисунок 17 – Графік автокореляційної функції для визначення рівняння

Даному графіку відповідає рівняння:

$$y = ae^{-bx} \cos cx \quad (19)$$

де $a=0.00000000055$;
 $b=0.21785469526$;
 $c=0.14272727272$.

Для побудови графіка треба визначити спектральну густину досліджуваного процесу.

Даній кореляційній функції відповідає спектральна густина:

$$S(\omega) = \frac{D\alpha}{\alpha^2 + (\beta - \omega)^2} + \frac{D\alpha}{\alpha^2 + (\beta + \omega)^2}. \quad (20)$$

Спектральна густина є додатною функцією у всьому діапазоні частот від 0 до ∞ . Вона не містить відомостей про фази окремих гармонійних складових. За допомогою приведеної формули можна визначити спектральну густину по заданій аналітично автокореляційній функції RQQ(τ) [9, 10].

Попередньо визначивши автокореляційну функцію RQQ(τ) і застосувавши перетворення отримуємо:

$$S(\omega) = \frac{5.5 \cdot 10^{-10} \cdot 0.217}{0.217^2 + (0.142 - \omega)^2} + \frac{5.5 \cdot 10^{-10} \cdot 0.217}{0.217^2 + (0.142 + \omega)^2}. \quad (21)$$

Графік спектральної густини має такий вигляд (рис. 18):

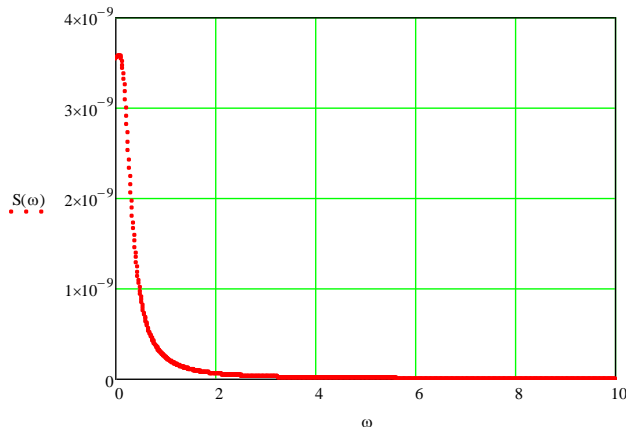


Рисунок 18 – Графік спектральної густини

Тепер можемо визначити АФХ формуючого фільтра.

Спектральна густина (21) також може бути розкладена на два множники:

$$S(\omega) = \sqrt{2D\alpha} \frac{j\omega + \sqrt{\alpha^2 + \beta^2}}{(j\omega + \alpha)^2 + \beta^2} \sqrt{2D\alpha} \frac{-j\omega + \sqrt{\alpha^2 + \beta^2}}{(-j\omega + \alpha)^2 + \beta^2}. \quad (22)$$

Отже, частотна передавальна функція фільтра, формуючого сигнал з прихованою періодичністю визначається:

$$W_\phi(j\omega) = \sqrt{2D\alpha} \frac{j\omega + \sqrt{\alpha^2 + \beta^2}}{(j\omega + \alpha)^2 + \beta^2}. \quad (23)$$

Для нашого випадку частотна функція матиме вигляд:

$$W_\phi(j\omega) = \sqrt{2 \cdot 5.5 \cdot 10^{-10} \cdot 0.217} \frac{j\omega + \sqrt{(0.217)^2 + (0.142)^2}}{(j\omega + 0.217)^2 + (0.142)^2}. \quad (24)$$

Пошук оптимальної продуктивності бурових насосів. Залежність градієнтів зміни гідродинамічного тиску від продуктивності бурових насосів полягає у визначенні, як зміни в продуктивності бурових насосів впливають на темпи зміни гідродинамічного тиску під час буріння свердловини. Ця залежність допомагає розуміти, як ефективно працюють бурові насоси під час видобутку, і як це впливає на характеристики тиску в системі. Аналіз градієнтів гідродинамічного тиску дозволяє оптимізувати роботу нафтогазової промисловості та забезпечити більш високу продуктивність і безпеку під час буріння свердловин (рис. 19).

Висновки

Проведено аналіз статистичних властивостей флуктуацій тиску та витрати бурового розчину в технологічному процесі буріння нафтових і газових свердловин довів, що цей процес є стаціонарним ергодичним випадковим процесом з нормальним законом розподілу та експоненціально-косинусною автокореляційною функцією, а також визначити взаємкореляційні функції та побудувати їх графіки. Це дозволило визначити спектральні густини сигналів і амплітудно-фазові функції формуючих фільтрів. Зроблено розрахунок оптимальної продуктивності бурових насосів в двох варіантах, що дає змогу порівняти результати та побачити вплив різних характеристик на оптимальну продуктивність бурових насосів. А також

побачити різницю в залежності градієнтів зміни гідродинамічного тиску від продуктивності бурових насосів, що побудовані.

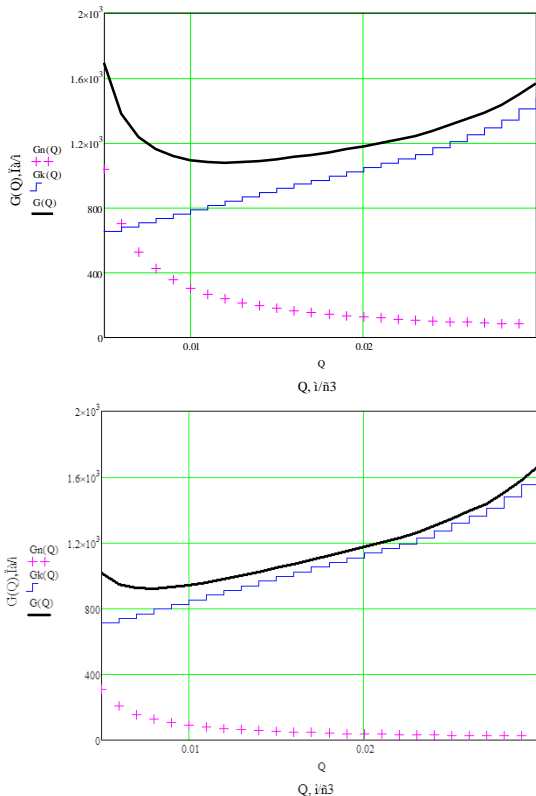


Рисунок 19 – Залежність градієнтів зміни гідродинамічного тиску від продуктивності бурових насосів

Отримані результати дають змогу обґрунтовано визначати в задачі автоматичного контролю тиску та витрати бурового розчину крок дискретизації кожного з цих параметрів, а також структуру давача для системи автоматизованого керування режимами буріння.

Список використаних джерел

1. Автоматизація технологічних процесів у нафтовій та газовій промисловості [текст]: навчальний посібник. Екл.: Г.Н.Семенцов., Я.Р. Коґуч, М.М. Дранчук, Я.В. Куровець. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. 300 с.

2. Мала гірнича енциклопедія: в 3 т. / ред. В.С. Білецький. Донецьк: Донбас, 2004. 640 с.

3. Основи гірничого виробництва [текст]: навчальний посібник / укл. Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний. Київ: Українська книга, 2000. 360 с.

4. Коцкулич Я.С., Оринчак М. І., Оринчак М. М. Бурові промивні рідини. Івано-Франківськ: «Факел», 2008. 500 с.

5. Огородніков П.І., Світлицький В.М., Угрюмов М.В. Вплив вибійних приводів на хвильові процеси в бурильній колоні. *Нафтогазова галузь України*. 2020. №1. С. 3-7.

6. М.І. Горбійчук, Д.Р. Кропивницький. Математична модель процесу поглиблення свердловини під час буріння гвинтовими вибійними двигунами. *Збірник наукових праць національного університету кораблебудування імені адмірала Макарова*. Миколаїв: видавничий дім "Гельветика", 2021. №1 (484). С. 68-74.

7. Фадеева О.В. Удосконалення математичної моделі технологічного процесу буріння нафтових і газових свердловин. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*, 2008. №6 (123). С.55-60.

8. Гутак О.В., Семенцов Г.Н. Аналіз зв'язків показників ефективності процесу буріння на засадах системного підходу. *Нафтогазова енергетика*, 2009. №2(11). С.94-99.

9. Теорія автоматичного керування [текст]: навчальний посібник/ укл. Г.Н. Семенцов. Івано-Франківськ: Факел, 1999. 611 с.

10. Теорія автоматического управления [текст]: навчальний посібник / укл. В.А. Лукас. М.: Недра, 1990. 416 с.

11. Семенцов Г.Н. Автоматизація процесу буріння свердловин: Івано-Франківськ: Факел, 1999. 200 с.

12. Чисельні методи розв'язку задач у MathCad [текст]: навчальний посібник / укл. О.А. Васильєва, О.А. Гончаров, В.А. Коновалов, Н.А. Соловійова. Краматорськ: ДДМА, 2006. 108с.

References

1. Automation of Technological Processes in the Oil and Gas Industry [text]: a textbook / compiled by H.N. Sementsov, Ya.R. Kohuch, M.M. Dranchuk, Ya.V. Kurovets. Ivano-Frankivsk: IFNTUNG, 2009. 300 p. [in Ukrainian]

2. Small Mining Encyclopedia: in 3 volumes / edited by V.S. Biletsky. Donetsk: Donbas, 2004. 640 p. [in Ukrainian]

3. Fundamentals of Mining Production [text]: a textbook / compiled by R.S. Yaremychuk, V.R. Vozny. Kyiv: Ukrainian Book, 2000. 360 p. [in Ukrainian]

4. Kotskulich Ya.S., Orinchak M.I., Orinchak M.M. Borehole Drilling Fluids. Ivano-Frankivsk: Fakel, 2008. 500 p. [in Ukrainian]

5. Ogorodnikov P.I., Svitlytsky V.M., Ugryumov M.V. Influence of Drive Systems on Wave Processes in the Drilling Column. Oil and Gas Industry of Ukraine. 2020. No. 1. P. 3-7. [in Ukrainian]

6. M.I. Horbiychuk, D.R. Kropyvnytskyi. Mathematical Model of Well Deepening Process during Drilling with Screw Drives. Collection of Scientific Works of Admiral Makarov National University of Shipbuilding. Mykolaiv: Publishing House 'Helvetika,' 2021. No. 1 (484). P. 68-74. [in Ukrainian]

7. Fadeyeva O.V. Improvement of the Mathematical Model of the Technological Process of Drilling Oil and Gas Wells. Bulletin of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences, 2008. No. 6 (123). P. 55-60. [in Ukrainian]

8. Hutak O.V., Sementsov H.N. Analysis of Efficiency Indicators of the Drilling Process on the Basis of a System Approach. Oil and Gas Energy, 2009. No. 2(11). P. 94-99. [in Ukrainian]

9. Theory of Automatic Control [text]: a textbook / compiled by H.N. Sementsov. Ivano-Frankivsk: Fakel, 1999. 611 p. [in Ukrainian]

10. Theory of Automatic Control [text]: a textbook / compiled by V.A. Lukas. Moscow: Nedra, 1990. 416 p. [in Ukrainian]

11. Sementsov H.N. Automation of Well Drilling Process: Ivano-Frankivsk: Fakel, 1999. 200 p. [in Ukrainian]

12. Numerical Methods for Problem Solving in MathCad [text]: a textbook / compiled by O.A. Vasilyeva, O.A. Goncharov, V.A. Konovalov, N.A. Solovyova. Kramatorsk: DDMA, 2006. 108 p. [in Ukrainian]

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ В ЗАДАЧАХ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ

УДК 622.24 + 621.694.2

DOI: 10.31471/1993-9981-2023-2(51)-72-80

МЕТОД КОНТРОЛЮ КАВІТАЦІЙНИХ ХАРАКТЕРИСТИК СВЕРДЛОВИННОГО СТРУМИННОГО НАСОСА

*Д. О. Паневник**ІФНТУНГ; м. Івано-Франківськ, 76019, вул.Карпатська 1, 15; тел.(0342) 727101;
e-mail: den.panevnik@gmail.com*

Робочий процес струминного насоса відзначається підвищеною імовірністю виникнення кавітації в його проточній частині, що суттєво знижує ефективність та обмежує поширення нафтогазових ежекційних технологій. На основі використання рівняння збереження енергії та неперервності потоку розроблена методика визначення граничних експлуатаційних параметрів свердловинного струминного насоса, які відповідають безкавітаційній роботі ежекційної системи за умови відносного обертання робочого середовища. Розрахункова схема напірної ежекційної системи представлена лінійними гідравлічними опорами бурильної колони і затрубного простору та місцевими опорами у вигляді робочої насадки струминного насоса і промивальних насадок долота. Використовуючи систему рівнянь Бернуллі записаних для характерних перерізів ежекційної системи встановлена відповідність між мінімальним значенням тиску в проточній частині струминного насоса, глибиною свердловини, витратою робочого потоку та діаметром робочої насадки. Відносне обертання змішуваних потоків враховано за допомогою коефіцієнта стиснення робочого струменя, величина якого залежить від параметрів циркуляційного руху змішуваних потоків. Мінімальне значення тиску в проточній частині струминного насоса прямопропорційно залежить від глибини свердловини і витрати робочого потоку та оберенопропорційно – від діаметра робочої насадки. Кавітаційна характеристика ежекційної системи представлена у вигляді залежності граничних експлуатаційних параметрів від величини кута нахилу встановлених в проточній частині струминного насоса направляючих елементів. При збільшенні кута нахилу направляючих елементів мінімальний діаметр робочої насадки струминного насоса зростає. Залежності максимально допустимої витрати робочого потоку та мінімально допустимої глибини розміщення насоса в свердловині відзначаються екстремальною нелінійною залежністю від кута нахилу направляючих елементів.

Ключові слова: струминний насос, ежекційна система, контроль параметрів, кавітація, неперервність потоку, обертання потоку, траєкторя струменя.

The working process of the jet pump is characterized by an increased probability of cavitation in its flowing part, which significantly reduces the efficiency and limits the spread of oil and gas ejection technologies. Based on the use of the equation of energy conservation and flow continuity, a methodology for determining the limiting operating parameters of a downhole jet pump that correspond to cavitation-free operation of the ejection system under the condition of relative rotation of the working medium has been developed. The design scheme of the pressure ejection system is represented by linear hydraulic resistances of the drill string and annulus and local resistances in the form of the working nozzle of the jet pump and the washing nozzles of the bit. Using the system of Bernoulli equations written for the characteristic cross-sections of the ejection system, the correspondence between the minimum pressure value in the flowing part of the jet pump, the depth of the well, the flow rate and the diameter of the working nozzle was established. The relative rotation of the mixed flows was taken into account using the compression ratio of the working flow, the value of which depends on the parameters of the circulation movement of the mixed flows. The minimum pressure value in the flowing part of the jet pump depends directly on the depth of the well and the working flow rate and inversely on the diameter of the working nozzle. The cavitation characteristic of the ejection system is presented in the form of the dependence of the limiting operating parameters on the value of the angle of inclination of the guide elements installed in the flow part of the jet pump. With an increase in the angle of inclination of the guide elements, the minimum diameter of the working nozzle of the jet pump increases. The dependences of the

maximum permissible flow rate and the minimum permissible depth of pump placement in the well are characterized by an extreme nonlinear dependence on the angle of inclination of the guide elements.

Key words: jet pump, ejection system, parameter control, cavitation, flow continuity, flow rotation, jet trajectory.

Вступ

Проблема пошуку нових технологій розробки родовищ вуглеводнів та удосконалення існуючих методів механізованого нафтогазовидобутку зумовлена неперервним зростанням попиту на енергоносії. Нафтогазові ежекційні технології є одним з перспективних напрямків підвищення ефективності розробки покладів вуглеводнів. Струминний насос відзначається надійністю, простою конструкцією, не має рухомих частин, толерантний до агресивних рідин з високою в'язкістю, значним вмістом води, газу, парафіну та абразивних частинок. Ежекційні системи можуть застосовуватись в глибоких, похило-скерованих, горизонтальних і підводних свердловинах та не потребують значних витрат на технічне обслуговування. Суттєвою перевагою застосування ежекційних технологій є можливість встановлення струминного насоса в свердловині гідравлічним способом. При цьому усувається необхідність залучення пересувних мобільних агрегатів та проведення комплексу спуско-підйомних операцій. Використання в конструкції наземних насосних агрегатів газових двигунів, які приводяться в дію спалюванням відсепарованого нафтового газу [1] дозволило значно скоротити собівартість гідроструминного способу нафтовидобутку.

Особливості робочого процесу струминного насоса пов'язані з підвищеною імовірністю виникнення кавітації в його проточній частині. Небезпека виникнення кавітаційного режиму роботи струминного насоса зростає при запуску нових свердловин. Можливість роботи струминного насоса в кавітаційному режимі обмежує мінімальну глибину розміщення

ежекційної системи в свердловині, максимальне значення робочої та інжектваної витрати та мінімальні геометричні розміри вихідного каналу робочої насадки та вхідної ділянки камери змішування. Внаслідок недостатньої точності прогнозування режиму роботи свердловинного струминного насоса його фактичні характеристики можуть суттєво відрізнятись від запланованих. У випадку зниження тиску змішуваних потоків нижче критичного значення відбувається утворення в проточній частині струминного насоса кавітаційної області. Дане явище супроводжується катастрофічним зниженням коефіцієнта корисної дії ежекційної системи, величина якого, зазвичай, знаходиться в діапазоні 26-33 % [2], що є дуже низьким енергетичним показником навіть за умови нормальної експлуатації струминного насоса. Кавітаційний режим роботи струминного насоса характеризується інтенсивним зношуванням елементів проточної частини струминного насоса, що зменшує його довговічність та знижує надійність експлуатації. Зважаючи на значний вплив кавітаційних явищ в струминного насосі на ефективність реалізації нафтогазових ежекційних технологій удосконалення математичних моделей його робочого процесу є актуальним завданням.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Кавітацією називають процес утворення в крапельній рідині бульбашок, заповнених парами або газом, що виділилися з рідини під час зниження статичного тиску до деякого критичного [3]. Кавітація в струминних насосах супроводжується режимами так званої граничної витрати середовища, характерними тим, що

зниження тиску за ділянкою кавітації не супроводжується збільшенням витрати. При цьому зовнішні збурення після ділянки кавітації не передаються через цю ділянку. За результатами класичних досліджень, проведених в Мічиганському університеті (США), для оцінки кавітаційних характеристик струминних насосів запропоновано використовувати кавітаційний індекс [4], який може змінюватись в діапазоні від 0,8 до 1,67. В процесі досліджень розглянуто вісім кореляційних параметрів, а для визначення умов безкавітаційної роботи струминного насоса використано рівняння неперервності змішуваних потоків. В роботі [5] проаналізовано вплив величини місцевих та лінійних гідравлічних втрат, витрати та тиску інжектваного потоку на інтенсивність кавітаційних явищ в проточній частині струминного насоса. Отримані експериментальні результати були проаналізовані за допомогою обчислювальної гідродинаміки. Кавітаційні характеристики струминного насоса значною мірою залежать від величини кута розкриття дифузора, співвідношення площ камери змішування і робочої насадки, довжини та діаметра камери змішування [6]. Певне співвідношення даних параметрів викликає виникнення в струминному насосі трубчастої суперкавітаційної порожнини та її руйнування у низхідному за змішаною течією напрямку. В роботі [7] показана можливість зменшення імовірності кавітаційного режиму роботи ежекційної системи шляхом виконання в камері відновлення швидкостей струминного насоса поздовжніх прямокутних канавок, які сприяють зростанню тиску в зоні змішування потоків. Необхідно також відзначити, що для реалізації окремих ежекційних технологій можливе штучне створення кавітації в проточній частині струминного насоса [8]. Експлуатаційні характеристики струминного насоса можуть визначатись з використанням функції

комплексної змінної [9]. Це дозволило визначити конфігурацію робочого струменя та встановити вплив на величину його радіуса режимних та конструкторських параметрів струминного насоса. Результати наведених в роботі [9] досліджень дозволили розробити математичну модель контролю кінематичних параметрів змішуваних потоків в проточній частині струминного насоса та встановити закономірності розподілу поздовжніх швидкостей в робочому середовищі [10].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Сучасні методи визначення кавітаційних характеристик струминного насоса не враховують можливість відносного обертання змішуваних потоків в свердловині, внаслідок чого зменшується точність прогнозування його режимних параметрів та знижується ефективність реалізації нафтогазових ежекційних технологій. Запропоновані автором математичні моделі гідравлічних процесів, що відбуваються при з'єднанні змішуваних потоків [9], [10] є попереднім етапом моделювання робочого процесу струминного насоса в умовах відносного обертання робочого середовища. Поєднання методів розрахунку траєкторії робочого потоку [9] та визначення профілю розподілу швидкостей в робочому середовищі [10] з класичними гідродинамічними моделями дозволяє врахувати вплив обертання змішуваних потоків на кавітаційні характеристики струминного насоса.

Мета та завдання досліджень

Метою досліджень є моделювання процесу виникнення кавітації в робочій насадці струминного насоса для умов симетричного відносного обертання змішуваних потоків.

Поставлена мета передбачає виконання наступних завдань досліджень:

– розроблення розрахункової гідравлічної схеми розміщення нафтового струминного насоса в свердловині;

– встановлення відповідності між мінімальним значенням тиску в проточній частині струминного насоса, глибиною свердловини, витратою робочого потоку та діаметром робочої насадки;
 – встановлення закономірностей впливу обертання потоку на граничні конструктивні та режимні параметри робочого процесу свердловинної ежекційної системи за умови виникнення кавітації в робочій насадці струминного насоса.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

В процесі моделювання кавітаційних процесів в свердловинній ежекційній системі необхідно встановити відповідність між мінімальним значенням тиску в проточній частині струминного насоса P_{\min} , глибиною свердловини H_n , витратою робочого потоку Q_p та діаметром робочої насадки d_p

$$P_{\min} = f(H_n, Q_p, d_p) . \quad (1)$$

Дану закономірність необхідно встановити для різних конструкцій свердловини, ежекційної системи та промивальної системи долота. В граничному випадку, коли значення тиску P_{\min} знижується до тиску насичених парів рідини, параметри H_n , Q_p , d_p перетворюються на граничні величини $H_{n\min}$, $Q_{p\max}$, $d_{p\min}$, які відповідають виникненню кавітаційних явищ в проточній частині струминного насоса.

Метод розв'язку поставленої задачі визначається рівнянням

$$d \left(Z + \frac{P}{\rho g} + \frac{V^2}{2g} \right) = h_{i-j} , \quad (2)$$

де $Z, \frac{P}{\rho g}, \frac{V^2}{2g}$ – геометричний, п'єзометричний та швидкісний напір потоку;

h_{i-j} – втрати напору в потоці між «i» та «j» перерізами;

Z – геометрична координата розрахункового перерізу;

P – гідродинамічний тиск у розрахункових перерізах;

V – швидкість потоку густиною ρ в перерізах площею S_i, S_j ;

g – прискорення земного тяжіння.

Формула (2) є загальною формою запису рівняння збереження енергії потоку (в інтерпретації Бернуллі) і визначає взаємозв'язок гідродинамічних параметрів i -го та j -го перерізів.

Кавітаційну характеристику робочої насадки розглянемо на прикладі використання напірної ежекційної системи (рисунок 1), яка створює пряме промивання вибою. Незважаючи на конструктивну відмінність даної схеми від ежекційних систем, які реалізують зворотне та комбіноване промивання вибою рівняння кавітаційної характеристики струминного насоса буде однаковим для трьох згаданих типів свердловинної компоновки.

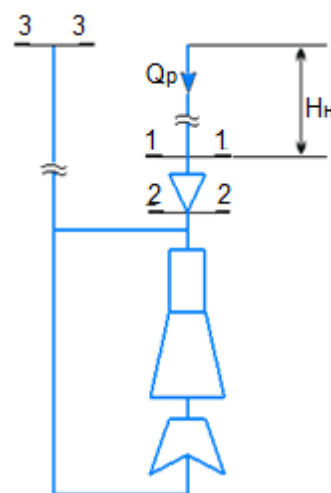


Рисунок 1 – Розрахункова гідравлічна схема для виведення рівняння кавітаційної характеристики свердловинної ежекційної системи

Розрахункова схема представлена гідравлічним каналом бурильної колони, робочою насадкою і камерою змішування з дифузором струминного насоса, промивальною системою долота та

гідрравлічним каналом затрубного простору свердловини. Гідрравлічна схема пристрою визначається сукупністю лінійних (гідрравлічні канали бурильної колони та затрубного простору) та місцевих (робоча насадка струминного насоса та насадки промивальної системи долота) опорів, співвідношення яких визначають характер руху робочого та інжектваного потоку. Гідродинамічні параметри змішуваних потоків визначаємо в характерних перерізах розрахункової гідрравлічної схеми. Переріз 1-1 проведений в колоні труб безпосередньо перед струминним насосом, а переріз 2-2 проходить через робочій струмінь на відстані $x=l_{\min}$ [9] від робочої насадки. Переріз 3-3 проведений на виході потоку на поверхню з кільцевого простору свердловини.

З метою встановлення співвідношень робочої витрати, глибини, розміщення в свердловині та діаметра сопла струминного насоса, які відповідають виникненню гідродинамічної кавітації, запишемо систему рівнянь Бернуллі для характерних перерізів ежекційної системи (рисунок 1)

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \alpha_1 \frac{V_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \alpha_2 \frac{V_2^2}{2g} + h_{1-2}; \quad (3)$$

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \alpha_1 \frac{V_1^2}{2g} = Z_3 + \frac{P_3}{\rho g} + \alpha_3 \frac{V_3^2}{2g} + h_{1-3}, \quad (4)$$

де Z_1, Z_2, Z_3 – геометричні відмітки перерізів вибраних для аналізу;

P_1, P_2, P_3 – значення гідродинамічних тисків у вибраних перерізах;

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ – коефіцієнти Коріоліса для вибраних перерізів;

V_1, V_2, V_3 – значення швидкостей руху потоків у вибраних перерізах;

h_{1-2} – втрати напору в процесі руху рідини між перерізами 1-1 та 2-2;

h_{1-3} – втрати напору в процесі руху рідини між перерізами 1-1 та 3-3.

Рівняння (3), (4) є частковими формами приведеного в постановці завдання досліджень загального виразу (2).

Розглянемо значення окремих складових рівняння (3) з метою спрощення його структури. Зважаючи на незначну відстань між перерізами 1–1, 2–2 (порівняно з глибиною свердловини приймаємо $Z_1 = Z_2$). Враховуючи турбулентний режим руху рідини коефіцієнти Коріоліса приймають значення $\alpha_1 = \alpha_2 = 1$. Втрати напору між перерізами 1-1 та 2-2 визначаються гідрравлічними втратами в робочій насадці струминного насоса, площа перерізу якої становить f_p , а коефіцієнт витрати – μ_{pn}

$$h_{1-2} = \frac{\Delta P}{\rho g} = \frac{Q_p}{2\mu_{pn}^2 f_p^2 g} \quad (5)$$

Враховуючи аналіз значень, які приймають окремі складові, рівняння (3) приймає вигляд

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g} + \frac{Q_p}{2\mu_{pn}^2 f_p^2 g} \quad (6)$$

Після заміни швидкості витратою отримаємо формулу для визначення величини тиску в робочому струмені насоса

$$P_2 = P_1 + \frac{\rho}{2} Q_p^2 \left(\frac{1}{f_k^2} - \frac{1}{f_c^2} - \frac{1}{\mu_{pn}^2 f_p^2} \right) \quad (7)$$

де f_k – площа перерізу гідрравлічного каналу колони в перерізі 1-1;

f_c – площа робочого струменя на відстані $x=l_{\min}$ [9] від робочої насадки.

Значення тиску P_1 (рівняння (7)) визначаємо з використанням формули (4). Для спрощення вигляду рівняння (4) площину порівняння проводимо через переріз 1-1, тоді $Z_1=0, Z_3=H_n$. Величина H_n визначає значення гідростатичного тиску, який діє у вихідному перерізі струминного насоса. Враховуючи турбулентний режим руху рідини коефіцієнт Коріоліса приймає значення $\alpha_1 = \alpha_3 = 1$. Вважаємо, що тиск на виході з

свердловини є атмосферним, тобто $P_3=0$ (надлишкове значення).

Втрати напору між перерізами 1-1, 3-3 визначаються гідравлічними втратами у місцевих опорах та лінійними втратами на тертя

$$h_{1-3} = \frac{Q_p^2}{2\mu_{pn}^2 f_p^2 g} + \frac{Q_p^2}{2\mu_\delta^2 f_\delta^2 g} + \lambda \frac{H_n}{D_c - d_k} \frac{Q_p^2}{2gf_{zn}^2} \quad (8)$$

де μ_{pn} – коефіцієнт витрати насадок долота;

f_δ – сумарна площа перерізу насадок долота;

λ – коефіцієнт лінійного гідравлічного опору;

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{Q_p^2}{2gf_k^2} = H_n + \frac{Q_p^2}{2gf_{zn}^2} + \frac{Q_p^2}{2\mu_{pn}^2 f_p^2 g} + \frac{Q_p^2}{2\mu_\delta^2 f_\delta^2 g} + \lambda \frac{H_n}{D_c - d_k} \frac{Q_p^2}{2gf_{zn}^2} \quad (9)$$

звідки

$$P_1 = \rho g H_n + \frac{1}{2} Q_p^2 \left(\frac{1}{f_{zn}^2} - \frac{1}{f_k^2} + \frac{1}{\mu_{pn}^2 f_p^2} + \frac{1}{\mu_\delta^2 f_\delta^2} + \lambda \frac{H_n}{D_c - d_k} \frac{1}{f_{zn}^2} \right) \quad (10)$$

Після підстановки рівняння (10) у формулу (7) отримаємо вираз для визначення тиску в робочому струмені струминного насоса

$$P_2 = \rho g H_n + \frac{1}{2} Q_p^2 \left(\frac{1}{f_{zn}^2} + \frac{1}{\mu_\delta^2 f_\delta^2} - \frac{1}{f_c^2} + \lambda \frac{H_n}{D_c - d_k} \frac{1}{f_{zn}^2} \right) \quad (11)$$

Рівняння (11) встановлює відповідність між мінімальним значенням тиску в проточній частині струминного насоса, глибиною свердловини, витратою робочого потоку та діаметром робочої насадки.

Складова рівняння $\frac{1}{f_c^2}$ характеризує

вплив обертання потоку на кавітаційну характеристику струминного насоса. Кавітаційні явища починаються при зменшенні тиску в робочому струмені до тиску насичених парів рідини для заданої температури $P_2 = P_{nn}$. Враховуючи, що тиск насичених парів є незначним порівняно з гідростатичним тиском в свердловині з достатньою точністю можна прийняти $P_2 = P_{nn} \approx 0$. Тоді розв'язок рівняння (11)

D_c – діаметр свердловини (внутрішній діаметр обсадної колони);

d_k – зовнішній діаметр бурильної колони;

f_{zn} – площа перерізу кільцевого гідравлічного каналу свердловини.

Перші дві складові рівняння (8) визначають гідравлічні втрати відповідно в робочій насадці струминного насоса та в промивальній системі долота. Третя складова рівняння (8) визначена з використанням формули Дарсі-Вейсбаха і характеризує втрати напору в гідравлічному каналі затрубного простору. Враховуючи рівняння (8), а також проведений аналіз формулу (4) запишемо у вигляді

відносно витрати робочого потоку, глибини розміщення струминного насоса в свердловині та площі робочого струменя визначає критичні значення цих параметрів, які забезпечують докавітаційний режим роботи ежекційної системи. Формули для визначення критичних кавітаційних параметрів можуть бути спрощені із врахуванням очевидних співвідношень

$$f_{zn} \approx f_c; f_{zn} \approx f_\delta; 1/f_{zn} \approx 0$$

Тоді враховуючи рівняння (11) отримаємо формули для визначення максимальної робочої витрати $Q_{p \max}$, мінімальної глибини розміщення насоса в свердловині $H_{n \min}$ та мінімальної площі робочої насадки $f_{c \min}$, які відповідають виникненню кавітації в робочому потоці

$$Q_{p \max} = \left(\frac{2gH_n}{\frac{1}{f_c^2} - \frac{1}{\mu_\delta^2 f_\delta^2}} \right)^{0,5}; \quad (12)$$

$$H_{n \min} = \frac{Q_p^2}{2g} \left(\frac{1}{f_c^2} - \frac{1}{\mu_\delta^2 f_\delta^2} \right); \quad (13)$$

$$f_{c \min} = \left(\frac{2gH_n}{Q_p^2} + \frac{1}{\mu_\delta^2 f_\delta^2} \right)^{-0,5} \quad (14)$$

Складові f_c , f_δ можуть бути визначені за формулами

$$f_c = \frac{\pi}{4} d_p^2 \varepsilon^2; \quad f_\delta = \frac{3}{4} \pi d_\delta^2, \quad (15)$$

де ε – коефіцієнт стиснення робочого струменя.

Величина f_δ визначена для випадку використання в промивальній системі долота 3-х насадок. Враховуючи останні формули отримуємо інженерні форми запису рівнянь (12) – (14)

$$Q_{p \max} = \frac{\pi}{4} \left(\frac{2gH_n}{\frac{1}{d_p^4 \varepsilon^4} - \frac{1}{9\mu_\delta^2 d_\delta^4}} \right)^{0,5}; \quad (16)$$

$$\varepsilon = \frac{y}{b} = \left(1 + \frac{4}{\pi} \beta \left(\sin \frac{1,7889\beta b + x}{0,042\beta b} + \frac{1}{2} \ln \left| \operatorname{tg} \left(\frac{\pi}{4} - \frac{1,7889\beta b + x}{0,084\beta b} \right) \right| - 0,2664 \right) \right) \quad (20)$$

В роботі [9] показано, що мінімальне значення тиску в проточній частині струминного апарата відповідає значенню відстані X

$$X_{\min} = \frac{4,4 + 5,1}{2} d_p = 4,75d_p = 9,5b \quad (21)$$

$$\varepsilon = 1 + \frac{4}{\pi} \beta \left(\sin \frac{1,7889\beta - 9,5}{0,042\beta} + \frac{1}{2} \ln \left| \operatorname{tg} \left(\frac{\pi}{4} - \frac{1,7889\beta - 9,5}{0,084\beta} \right) \right| - 0,2664 \right) \quad (22)$$

Рівняння (16) – (18) представимо у безмірному вигляді

$$\begin{aligned} \bar{Q}_{p \max} &= \frac{Q_{p \max}^\beta}{Q_{p \max}^0} = f(\alpha); \\ \bar{H}_{n \min} &= \frac{H_{n \min}^\beta}{H_{n \min}^0} = f(\alpha); \\ \bar{d}_{p \min} &= \frac{d_{p \min}^\beta}{d_{p \min}^0} = f(\alpha), \end{aligned} \quad (23)$$

$$H_{n \min} = \frac{8}{\pi^2} \frac{Q_p^2}{g} \left(\frac{1}{d_p^4 \varepsilon^4} - \frac{1}{9\mu_\delta^2 d_\delta^4} \right); \quad (17)$$

$$d_{p \min} = \frac{2}{\varepsilon \sqrt{\pi} \left(\frac{2gH_n}{Q_p^2} + \frac{16}{9\mu_\delta^2 \pi^2 d_\delta^4} \right)^{0,25}} \quad (18)$$

Аналіз отриманих рівнянь свідчить про те, що область їх використання визначається умовою

$$\frac{1}{d_p^4 \varepsilon^4} - \frac{1}{9\mu_\delta^2 d_\delta^4} > 0 \quad \text{або} \quad d_p < (3\mu_\delta)^{0,5} \frac{d_\delta}{\varepsilon} \quad (19)$$

Невиконання даного співвідношення з фізичної точки зору означає, що у випадку реалізації умови $f_c > f_\delta$ першочергове виникнення кавітації має місце в насадках долота.

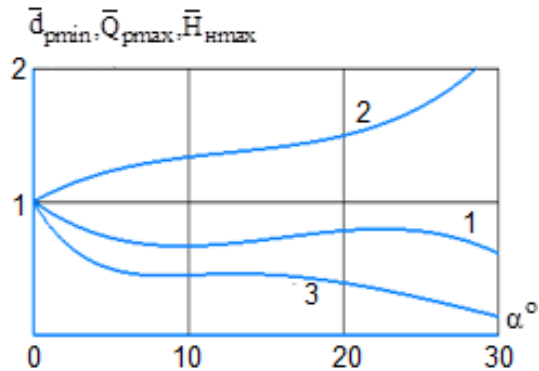
Коефіцієнт стиснення ε визначений в роботі [9].

Оскільки потік двовимірний, то в рівнянні (21) виконується співвідношення $d_p = 2bd$. Після підстановки (21) в (20) отримуємо рівняння для визначення коефіцієнта стиснення для перерізу $X = X_{\min}$

де $Q_{p \max}^0$, $H_{n \min}^0$, $d_{p \min}^0$ – базові значення витрати, глибини розміщення насоса та діаметра насадки отримані для випадку $\beta = 1$.

Коефіцієнт β визначає вплив обертання потоку на параметри ежекційної системи і розраховується за формулою наведеною в роботі [10]. Значення коефіцієнта $\beta = 1$ відповідає нульовій частоті відносного обертання потоку і нульовому куту нахилу направляючих елементів $\alpha = 0$. Аналіз

залежностей (23) (рисунок 2) свідчить про зменшення імовірності виникнення кавітації в робочій насадці струминного насоса в умовах обертання потоку.



1 – мінімальний діаметр насадки; 2 – максимально допустима витрата робочого потоку; 3 – мінімально допустима глибина розміщення насоса в свердловині

Рисунок 2 – Граничні конструктивні та режимні параметри робочого процесу струминного насоса за умови виникнення кавітації в робочій насадці

При цьому мінімально допустимий діаметр робочої насадки струминного насоса і глибина його розміщення в свердловині зменшуються, а максимально допустима робоча витрата зростає.

Висновки

1. Розроблена розрахункова схема для визначення кавітаційних характеристик свердловинного струминного насоса у вигляді сукупності лінійних та місцевих гідравлічних опорів з характерними перерізами перед робочою насадкою, на вході в камеру змішування та на виході з затрубного простору.

2. Мінімальне значення тиску в проточній частині струминного насоса зростає при збільшенні глибини свердловини і витрати робочого потоку та зменшується при зростанні діаметра робочої насадки.

3. Величина кута нахилу направляючих елементів має прямопропорційний вплив на мінімальний діаметр робочої насадки струминного насоса. Залежності

максимально допустимої витрати робочого потоку та мінімально допустимої глибини розміщення насоса в свердловині від кута нахилу направляючих елементів мають екстремальний нелінійний характер.

Завдання подальших досліджень полягає у розробленні програмного забезпечення для автоматизованого використання отриманих залежностей.

Література

1. Muster S., Clark C. Rethink Artificial Lift with Hydraulic Pumping Systems. *Diverse Energy Systems*. 2016. Vol. 3. 12 p. Number Paper LIB145588. http://www.flowfastjetpumps.com/documents/Rethink-ArtflLift_whitepaper.pdf.
2. Samad A., Nizamuddin M. Flow Analyses Inside Jet Pumps Used for Oil Wells. *International Journal of Fluid Machinery and Systems*. 2013. Vol. 6. Issue 1. 10 p. <http://dx.doi.org/10.5293/IJFMS.2012.6.1.001>.
3. Long X., Zhang J., Wang Q., Xiao L., Xu M., Lyu Q., Ji B. Experimental investigation on the performance of jet pump cavitation reactor at different area ratios. *Experimental Thermal and Fluid Science*. 2016. Vol. 78. P. 309–321. <https://doi.org/10.1016/j.expthermflusc.2016.06.018>.
4. Cunningham R. G., Hansen, A. G., Na T. Y. Jet Pump Cavitation. *Journal of Basic Engineering*. 1970. P.483–492.
5. Gan J., Wang Y., Wang D., Zhang K. Research on the Law of Head Loss of Jet Pumps in the Cavitation State. *ACS Omega*. 2022. Vol. 7. Issue 15. P. 12661–12679. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c06895>.
6. Yunzhi L., Jiong W., Zuti Z., Bin J., Huaiyu C., Shuangjie X., Xiping L. Experimental research on supercavitation in jet pump cavitation reactors for zero flow-ratio conditions. *Physics of Fluids*. 2023. Vol. 35. Issue 7. 15 p. <https://doi.org/10.1063/5.0157802>.

7. Cho Y., Shrestha U. Cavitation Performance Improvement of an Annular Jet Pump by J-Groove. *The KSFM Journal of Fluid Machinery*. 2020. Vol. 23. No. 4. P.25–35.
<https://doi.org/10.5293/kfma.2020.23.4.025>.

8. Якимечко Я.Я., Зайцев О.М., Чудик І.І., Фем'як Я.М., Федик О.М. Удосконалення технології видобування високов'язких нафт струминними насосами з використанням кавітаційних процесів : монографія. Дрогобич: Посвіт, 2022. 140 с.

9. Паневник Д.О. Використання методу конформних відображень для контролю кавітаційних характеристик струминного насоса. *Методи та прилади контролю якості*. 2022. № 1 (48). С. 18–26.
[https://doi.org/10.31471/1993-9981-2022-1\(48\)-18-26](https://doi.org/10.31471/1993-9981-2022-1(48)-18-26).

10. Паневник Д.О. Математична модель контролю кінематичних параметрів змішуваних потоків при обертанні свердловинної ежекційної системи. *Методи та прилади контролю якості*. 2022. № 2 (49). С. 95–102. [https://doi.org/10.31471/1993-9981-2022-2\(49\)-95-102](https://doi.org/10.31471/1993-9981-2022-2(49)-95-102).

References

1. Muster S., Clark C. Rethink Artificial Lift with Hydraulic Pumping Systems. *Diverse Energy Systems*. 2016. Vol. 3. 12 p. Number Paper LIB145588.
http://www.flowfastjetpumps.com/documents/Rethink-ArtfLift_whitepaper.pdf.

2. Samad A., Nizamuddin M. Flow Analyses Inside Jet Pumps Used for Oil Wells. *International Journal of Fluid Machinery and Systems*. 2013. Vol. 6. Issue 1. 10 p.
<http://dx.doi.org/10.5293/IJFMS.2012.6.1.001>.

3. Long X., Zhang J., Wang Q., Xiao L., Xu M., Lyu Q., Ji B. Experimental investigation on the performance of jet pump cavitation reactor at different area ratios. *Experimental Thermal and Fluid Science*. 2016. Vol. 78. P. 309–321.
<https://doi.org/10.1016/j.expthermflusci.2016.06.018>.

4. Cunningham R. G., Hansen, A. G., Na T. Y. Jet Pump Cavitation. *Journal of Basic Engineering*. 1970. P.483–492.

5. Gan J., Wang Y., Wang D., Zhang K. Research on the Law of Head Loss of Jet Pumps in the Cavitation State. *ACS Omega*. 2022. Vol. 7. Issue 15. P. 12661–12679.
<https://doi.org/10.1021/acsomega.1c06895>.

6. Yunzhi L., Jiong W., Zuti Z., Bin J., Huaiyu C., Shuangjie X., Xinping L. Experimental research on supercavitation in jet pump cavitation reactors for zero flow-ratio conditions. *Physics of Fluids*. 2023. Vol. 35. Issue 7. 15 p.
<https://doi.org/10.1063/5.0157802>.

7. Cho Y., Shrestha U. Cavitation Performance Improvement of an Annular Jet Pump by J-Groove. *The KSFM Journal of Fluid Machinery*. 2020. Vol. 23. No. 4. P.25–35.
<https://doi.org/10.5293/kfma.2020.23.4.025>.

8. Yakimechko Ya.Ya., Zaitsev O.M., Chudyk I.I., Fem'yak Ya.M., Fedyk O.M. Udoskonalennya tekhnologii vydobuvannya visokov'язkykh naft struminnymy nasosamy z vykoristannyam kavitatsiinih protsesiv : monografiya. Drogobich: Posvit, 2022. 140 s.

9. Panevnyk D.O. Viktoristannya metodu konformnykh vidobrazhen dlya kontrolyu kavitatsiinih kharakteristik struminnogo nasosa. *Metodi ta priladi kontrolyu yakosti*. 2022. № 1 (48). С. 18–26.
[https://doi.org/10.31471/1993-9981-2022-1\(48\)-18-26](https://doi.org/10.31471/1993-9981-2022-1(48)-18-26). [in Ukrainian]

10. Panevnyk D.O. Matematichna model kontrolyu kinematchnykh parametriv zmishuvanikh po-tokiv pri obertanni sverdlovinnoji yezhektiinoji systemy. *Metodi ta priladi kontrolyu yakosti*. 2022. № 2 (49). С. 95–102. [https://doi.org/10.31471/1993-9981-2022-2\(49\)-95-102](https://doi.org/10.31471/1993-9981-2022-2(49)-95-102). [in Ukrainian]