

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Інститут інформаційних технологій  
Інформаційно-вимірювальних технологій

Кошулап Михайло Ярославович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 681.511.42

(індекс)

## МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Дослідження метрологічних характеристик системи автоматизованого обліку  
нафти і нафтопродуктів  
(назва роботи)

Метрологія і вимірювальна техніка

(назва освітньої програми)

152. Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка

(шифр і назва спеціальності)

Кошулап Михайло Ярославович

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий керівник Піндус Н.М., к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

**Допущено до захисту**

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_  
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент

\_\_\_\_\_  
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Івано-Франківськ

2024

## РЕФЕРАТ

Магістерська робота: «Дослідження метрологічних характеристик системи автоматизованого обліку нафти і нафтопродуктів» Кошулап М.Я., ІФНТУНГ, 2024 , 81 с., 11 рис., 12 табл., 9 джерел.

Об'єкт дослідження – метрологічні характеристики автоматизованого обліку нафти і нафтопродуктів.

Мета роботи – підвищення якості автоматизованого обліку нафти і нафтопродуктів.

У роботі проаналізовано фактори, що впливають на точність обліку нафти. Розглянуті засоби повірки установок обліку нафти, методи зниження їх похибок. Проаналізовано співвідношення похибок засобів повірки і засобів вимірювання, що повіряють. Досліджено метрологічні характеристики засобів вимірювання і засобів повірки, їх залежність від умов експлуатації і повірки. Розглянуто методи повірки засобів вимірювання установок обліку нафти, методики обробки результатів вимірювань, критерії їх вибору. Представлено розрахунок метрологічних характеристик засобів вимірювання та повірки, проаналізовано їх залежність від кількості вимірювань під час повірки.

МЕТРОЛОГІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ПОВІРОЧНА УСТАНОВКА, РОБОЧИЙ ЕТАЛОН, УСТАНОВКА ОБЛІКУ НАФТИ, ТУРБІННИЙ ПЕРЕТВОРЮВАЧ, КОЕФІЦІЄНТ ПЕРЕТВОРЕННЯ, ПОХИБКА.

## **ABSTRACT**

Master's thesis: "Investigation of metrological characteristics of the system of automated accounting of oil and oil products" Koshulap M.Ya., IFNTUNG, 2024, 81 pp., 11 ., 12 table, 9 sources.

The object of the research is the metrological characteristics of the automated accounting of oil and oil products. The purpose of the work is to improve the quality of the automated accounting of oil and oil products. Factors affecting the accuracy of oil accounting are analyzed in the paper. Considered means of verification of oil accounting installations, methods of reducing their errors. The ratio of errors of verification means and measuring means that believe is analyzed. The metrological characteristics of measuring devices and verification devices, their dependence on the conditions of operation and verification were studied. The methods of verification of measuring devices of oil accounting installations, methods of processing measurement results, and criteria for their selection are considered. The calculation of metrological characteristics of measuring and verification tools is presented, their dependence on the number of measurements during verification is analyzed.

METROLOGICAL CHARACTERISTICS, REFERENCE DEVICE,  
WORKING STANDARD, OIL ACCOUNTING DEVICE, TURBINE  
CONVERTER, CONVERSION COEFFICIENT

## ЗМІСТ

|  |  |
|--|--|
| Вступ.....   |  |
| 1 Засоби повірки установок обліку нафтопродуктів .....   |  |
| 1.1 Трубопоршневі повірочні установки.....   |  |
| 1.2 Зразкові грузопоршневі ваги ЗГВ-1.....   |  |
| 1.3 Зразкові мірники для повірки трубопоршневих установок.....   |  |
| 1.4 Робочі еталони одиниці густини .....   |  |
| 1.5 Постановка задач дослідження .....   |  |
| 2 Дослідження метрологічних характеристик турбінних<br>перетворювачів витрати та трубопоршневих повірочних установок .....     |  |
| 2.1 Метрологічні характеристики турбінних перетворювачів.....  |  |
| 2.2 Метрологічні характеристики трубопоршневих установок.....  |  |
| 2.3 Розрахунок метрологічних характеристик турбінних<br>перетворювачів витрати та трубопоршневих повірочних<br>установок ..... |  |
| 2.4 Співвідношення похибок засобів повірки й засобів вимірювань,<br>що повіряють .....   |  |
| 2.5 Вплив кількості вимірювань при повірці на метрологічні<br>характеристики ТП і ТПУ .....                                    |  |
| 3 Повірка засобів вимірювань, що використовуються на установках<br>обліку нафти .....  |  |
| 3.1 Повірка перетворювачів витрати.....  |  |
| 3.2 Повірка турбінних перетворювачів витрати на комерційних<br>УОН .....   |  |
| Висновки .....   |  |
| Перелік посилань на джерела .....  |  |

## СПИСОК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ТП - турбінний перетворювач

ТПУ - трубопоршневі установки

ЗГВ - зразкова вантажопоршнева вага

ЗВ - засоби вимірювань

РЕ - робочий еталон

ДСЗ - державні стандартні зразки

УОН - установка обліку нафти (нафтопродуктів)

БКН - блок контролю якості нафти (нафтопродуктів)

СКВ - середнє квадратичне відхилення

ПОІ - пристрій обробки інформації

УПВН - установки для повірки в'лагомірів нафти

БОІ - блок обробки інформації

ЦБОІ – центральний блок обробки інформації

СОІ - система обробки інформації

УОСН - установка для обліку сирової нафти

## ВСТУП

Тема магістерської роботи: «Дослідження метрологічних характеристик системи автоматизованого обліку нафти і нафтопродуктів»

Об'єкт дослідження – метрологічні характеристики автоматизованого обліку нафти і нафтопродуктів.

Мета роботи – підвищення якості автоматизованого обліку нафти і нафтопродуктів.

Предмет досліджень – фактори, що впливають на точність обліку нафти.

Практична цінність – засоби повірки установок обліку нафти, методи зниження їх похибок.

Методи та засоби досліджень – статистичний аналіз метрологічних характеристик.

Новизна магістерської роботи – представлено розрахунок метрологічних характеристик засобів вимірювання та повірки, проаналізовано їх залежність від кількості вимірювань під час повірки

Нафтова промисловість є однією з найважливіших галузей народного господарства України. Вона представлена нафтовидобувною й нафтопереробною галузями. Україна також є одним з найбільших транзитерів нафти у світі. Кінцевим завданням цього складного інженерного комплексу є здійснення безперебійної поставки споживачам нафти й нафтопродуктів у заданих обсягах і показниках якості. Винятково важлива роль у цьому процесі належить вимірюванням, які проводять на численних вузлах обліку кількості і якості нафти й нафтопродуктів.

Облік нафти й нафтопродуктів здійснюють як у межах підприємства з метою оперативного контролю або оцінки результатів виробничої й господарської діяльності окремих підрозділів, так і при операціях поставки-

приймання (купівлі-продажу) нафти й нафтопродуктів між підприємствами-постачальниками (продавцями) і споживачами (покупцями).

Метрологічне забезпечення методів випробувань і засобів контролю складу й властивостей нафти й продуктів її переробки є одним з факторів, що впливають на підвищення якості й експлуатаційних властивостей продукції, що випускається. Вплив метрологічного забезпечення на якість продуктів, що випускають, простежується на різних стадіях, від вихідної сировини й до випуску готової продукції.

Засоби виміральної техніки (ЗВТ) є одним з найважливіших компонентів вимірального процесу, що значною мірою обумовлює якість вимірювань. У свою чергу, для оцінки якості ЗВТ використовується широка номенклатура показників, серед яких центральне місце посідають метрологічні характеристики.

На підставі нормування метрологічних характеристик ЗВТ здійснюється розв'язання таких важливих задач:

- 1) визначення результатів вимірювань, які виконуються із застосуванням будь-якого ЗВТ даного типу;
- 2) розрахункове визначення характеристики інструментальної складової похибки вимірювань, які виконуються будь-яким ЗВТ даного типу;
- 3) розрахунок метрологічних характеристик вимірвальних каналів різних вимірвальних установок, систем і комплексів, до складу яких входять ЗВТ;
- 4) оптимальний вибір ЗВТ для виконання вимірювань;
- 5) оцінка метрологічної справності ЗВТ при їх випробовуваннях і повірці.

З огляду на це, можна зазначити актуальність досліджень метрологічних характеристик засобів автоматизованого обліку нафти і нафтопродуктів при видобутку, транспортуванні і переробці.

# 1 ЗАСОБИ ПОВІРКИ ПРИСТРОЇВ ОБЛІКУ НАФТОПРОДУКТІВ

## 1.1 Трубопоршневі повірочні установки

Основними засобами, що використовуються для повірки турбінних й інших перетворювачів (ТП) витрати на пристроях обліку нафтопродуктів, є трубопоршневі повірочні установки (ТПУ).

У порівнянні з іншими засобами повірки ТПУ мають великі переваги:

- можливість повірки перетворювачів на місці експлуатації у процесі вимірювання в робочих умовах;
- повна герметизація процесу повірки;
- забезпечення повірки ТП при великих витратах – до 10000 м<sup>3</sup>/г;
- незалежність метрологічних характеристик ТПУ від роду, в'язкості рідини й умов експлуатації;
- можливість повної автоматизації процесу повірки.

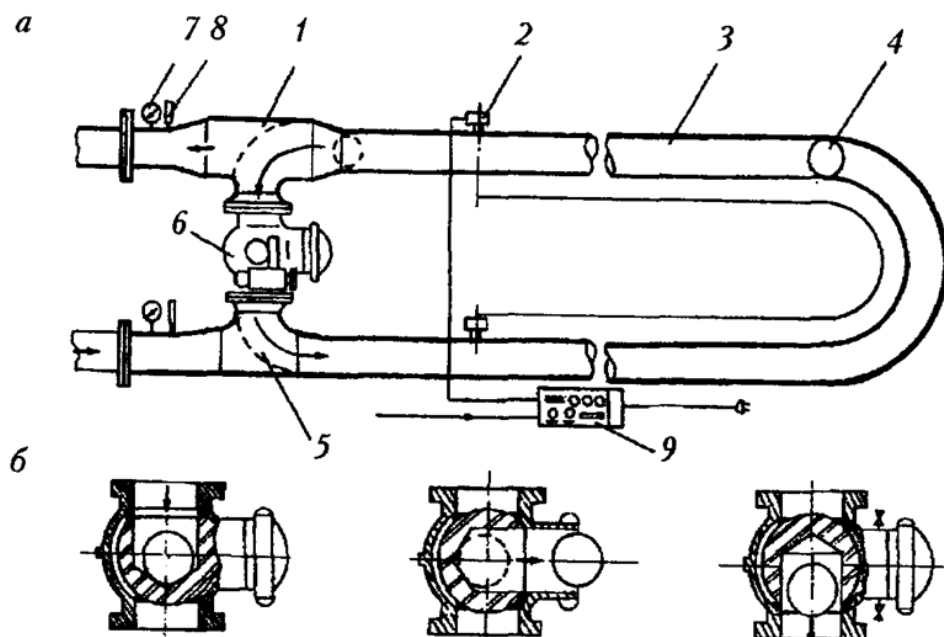
Тільки завдяки застосуванню ТПУ стало можливим використання турбінних лічильників для комерційного обліку нафти й нафтопродуктів. У цей час на підприємствах нафтової промисловості для повірки лічильників різного призначення застосовують як вітчизняні, так й імпорتنі ТПУ пропускнуою здатністю від 100 до 4000 м<sup>3</sup>/г [1].

Трубопоршневі повірочні установки – це ділянка трубопроводу, що зібрана із труб і відводів, в якій рухається герметичний поршень, а на кінцях є датчики-детектори, що фіксують проходження поршня. Ділянку, що обмежена детекторами і яка називається каліброваною ділянкою, виконують із труб, каліброваних по внутрішньому діаметрі. У більшості випадків внутрішню поверхню каліброваної ділянки ретельно очищають і наносять покриття на основі синтетичних смол для захисту від корозії й зменшення тертя при русі поршня. Калібрована ділянка може бути виконана прямолінійною або зігнутою у вигляді петлі для зменшення габаритів установки. Для повірки лічильника в

трубопровід перед каліброваною ділянкою вводять поршень, що повністю перекриває перетин і рухається разом з рідиною з однаковою швидкістю. При проходженні поршня через перший детектор за його сигналом починається відлік імпульсів від ТП, що повіряється. Коли поршень досягає другого детектора, за його сигналом відлік імпульсів припиняється. За показаннями лічильника й об'ємом каліброваної ділянки ТПУ визначають коефіцієнт перетворення й інші метрологічні характеристики ТП. Після проходження каліброваної ділянки поршень необхідно повернути назад. За способом повернення поршня ТПУ поділяють на два типи: односпрямовані й двоспрямовані. В односпрямованих ТПУ поршень завжди рухається в одному напрямку – від початку до кінця каліброваної ділянки. Для цього між початком і кінцем каліброваної ділянки є пристрій для пуску й прийому поршня. За допомогою цього пристрою поршень запускається в калібровану ділянку, а після проходження останньої знову потрапляє в цей пристрій. У двоспрямованих ТПУ поршень рухається по каліброваній ділянці в обох напрямках. Для цього після кожного проходження поршнем каліброваної ділянки змінюється напрямок руху рідини за допомогою чотирьохходового крана. Обидва типи ТПУ можуть бути виконані стаціонарними або пересувними (на автомобілі або причепі). Внаслідок того, що повірку ТП і лічильників провадять періодично, коефіцієнт використання стаціонарних ТПУ дуже низький. Тому пересувні ТПУ набагато економічніші. Однак пересувними можуть бути виконані ТПУ пропускною здатністю тільки до 500-550 м<sup>3</sup>/г.

Розглянемо конструкцію деяких використовуваних у країні ТПУ. На рис. 1.1,а наведена схематично конструкція односпрямованої ТПУ з кульовим краном-маніпулятором 6 для пуску й прийому поршня. Принцип роботи ТПУ такий. У вихідному положенні поршень перебуває в гнізді кульового крана: положення "прийом поршня". При повороті крана на 180° поршень падає в пускову камеру 5 і захоплюється потоком рідини в калібровану ділянку 3. Після виходу з неї поршень приходить у прийомну камеру 1. Діаметр камери

підбирають таким чином, щоб швидкість рідини в ній була не більше 1 м/с для полегшення направлення поршня в кран-маніпулятор. Для цієї ж мети в камері встановлюють напрямні із прутів (пластин).



**Прийом поршня**

**Добування поршня**

**Пуск поршня**

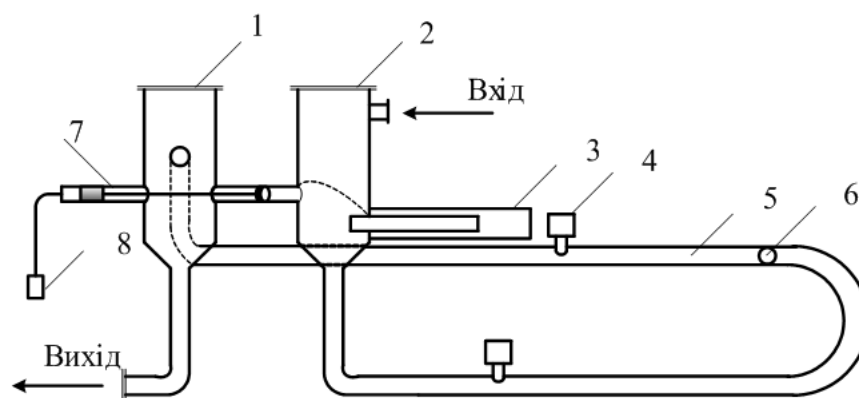
1 - прийомна камера; 2 - детектор; 3 - калібрована ділянка;  
 4 - кульовий поршень; 5 - пускова камера; 6 - кран-маніпулятор;  
 7 - манометр; 8 - термометр; 9 - вторинний прилад

Рисунок 1.1 – Схема роботи односпрямованої ТПУ

Для повторного пуску поршня кран (рис. 1.1,б) необхідно повернути в положення "прийом", потім – у положення "пуск". При цьому поршень падає в пускову камеру 5, у якій також виконані похилі напрямні, по яких поршень скочується до початку каліброваної ділянки. Під час руху поршня в каліброваній ділянці кран-маніпулятор повинен надійно роз'єднати прийомну й пускову камери. Будь-які протікання через кран не допускаються. Тому в конструкції крану передбачають заходи щодо забезпечення й контролю герметичності в процесі роботи. Таку конструкцію мають ТПУ типів "Сапфір 3100-6,4-0,1" й "Сапфір 500" пропускною здатністю 100 й 500 м<sup>3</sup>/г відповідно.

На рис. 1.2 показана інша схема ТПУ. Прийомна й пускова камери

з'єднані між собою трубопроводом, так званим шлюзом, з таким же внутрішнім діаметром, що й калібрована ділянка. Установа має два кульових поршні 6, один із яких перебуває в каліброваній ділянці 5, а інший – у шлюзі, у якому втримується штовхачем гідроциліндра 7. Поршень, що перебуває в шлюзі, забезпечує герметичне розділення прийомної 1 і пускової 2 камер. Другий поршень, після проходження каліброваної ділянки, потрапляє в прийомну камеру. Після чого штовхач гідроциліндра 7 відводиться назад до відказу, потім подається вперед, у положення "пуск". При цьому другий поршень заштовхується в шлюз, а перший, що перебував там, падає в пускову камеру 2, його місце займає другий поршень. Для пуску поршня, що потрапив у пускову камеру, необхідно відвести назад поршень циліндра затримки 3.



1 - прийомна камера; 2 - пускова камера; 3 - циліндр затримки; 4 - детектор;  
5 - калібрована ділянка; 6 - кульовий поршень; 7 - гідроциліндр; 8 - гідропровід

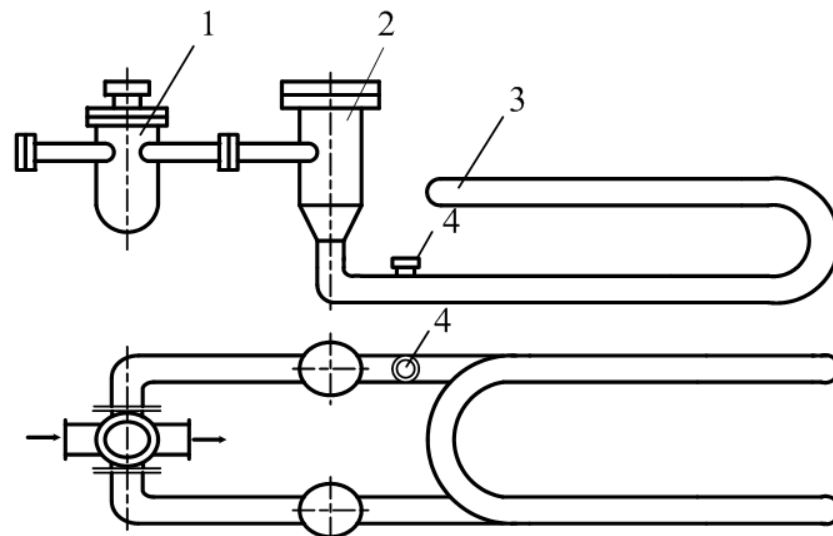
Рисунок 1.2 – Односпрямована ТПУ із двома поршнями

За подібною схемою виконана конструкція ТПУ фірм "Бопп і Рейтер", "Brooks Instrument" й ін. Описаний пропускний пристрій досить простий за конструкцією, зручний в управлінні, обслуговуванні й досить надійний.

У двоспрямованих ТПУ поршень здійснює рух у каліброваній ділянці поперемінно то в одному, то в іншому напрямку. На рис. 1.3 показана схема такої ТПУ із чотирьохходовим краном.

Установа складається з каліброваної ділянки 3 з детекторами 4, двох камер 2 і пристрою для зміни напрямку руху рідини – чотирьохходового крана

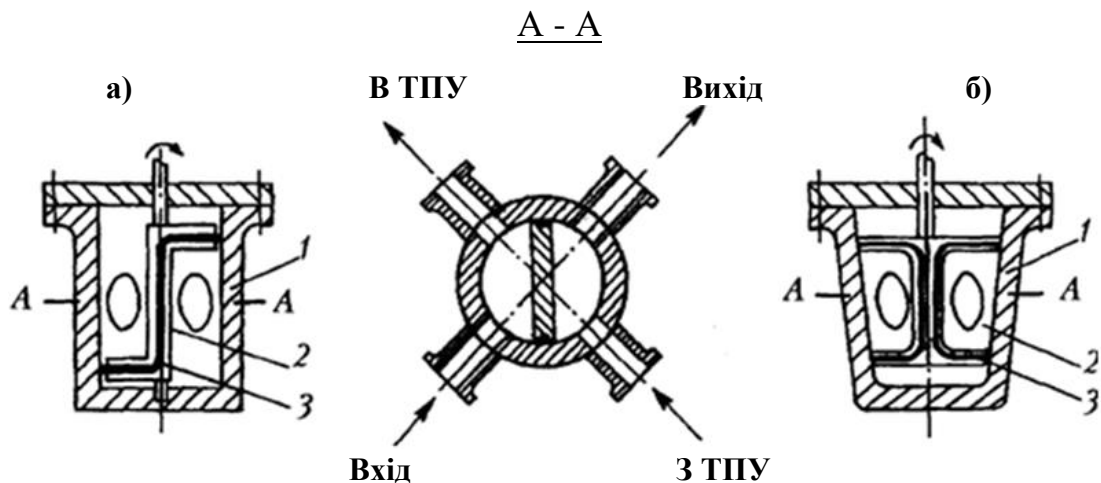
1. Обидві камери мають однакову конструкцію і являють собою відрізок труби, що має діаметр більше, ніж діаметр каліброваної ділянки. Звичайно камери розташовують похило або вертикально. Після виходу з каліброваної ділянки поршень потрапляє в одну з камер і перебуває в ній у висхідному потоці доти, поки напрям руху не зміниться на зворотній. При цьому поршень захоплюється в калібровану ділянку. Для зміни напрямку руху рідини в ТПУ застосовують чотирьохходові крани різної конструкції: Z-образні (рис.1.4,а), коркові (рис.1.4,б) і т.ін.



1 - чотирьохходовий кран; 2 - камера; 3 - калібрована ділянка; 4 - детектор

Рисунок 1.3 – Двоспрямована ТПУ

На рис. 1.4,а показаний Z-подібний кран. У циліндричному корпусі 1 знаходиться Z-подібний перемикач 2, здатний повертатися навколо вертикальної осі й ущільнений по периферії манжетою 3. Поворот крана здійснюється за допомогою гідроциліндра.



- а) 1 - корпус; 2 - Z-подібний перемикач; 3 - манжета;  
 б) 1 - корпус; 2 - корковий перемикач; 3 – манжета

Рисунок 1.4 – Чотирьохходовий кран

Схема перемикання потоку ясна з рисунка. Така конструкція чотирьохходового крана застосована, наприклад, у ТПУ фірми "Smit Meter Inc".

Застосовують і багато інших конструкцій перемикачів потоку.

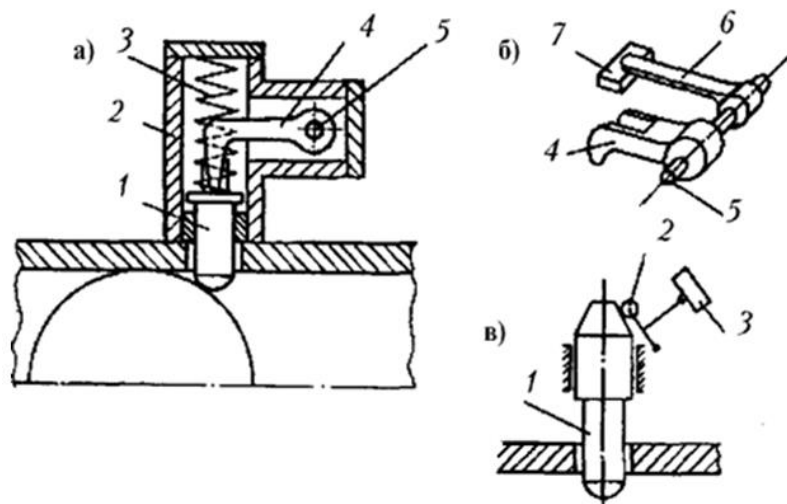
У зв'язку з тим, що при проходженні поршня в різних напрямках детектори можуть спрацьовувати неоднаково й об'єм може виявитися неоднаковим, для забезпечення постійної місткості прийнято вважати за один цикл виміру двоспрямованої ТПУ прохід поршня в обох напрямках. Однак це збільшує час на повірку лічильників, тому доцільно визначати місткість ТПУ окремо для кожного напрямку. У деяких ТПУ на початку й кінці каліброваної ділянки встановлюють по два детектора, що підвищує надійність.

Крім детекторів ТПУ може мати датчики, що сигналізують про положення поршня й стадії роботи ТПУ: пуск поршня, прохід через детектори, прихід у камеру й т.д. Наявність таких датчиків полегшує керування ТПУ. Всі ТПУ повинні мати прилади (датчики) для вимірювання температури стінок, рідини й тиску на вході й виході з установки. Для забезпечення повної автоматизації процесу повірки ТПУ постачають датчиками температури й тиску. В описаних ТПУ застосовують поршні, виконані у вигляді порожньої

кулі. Внутрішню порожнину кулі заповнюють рідиною, для чого її постачають клапаном, убудованим у стінку. До матеріалу й конструкції поршня пред'являються жорсткі вимоги: стійкість до вимірюваного середовища, висока механічна міцність і міцність на стирання, висока еластичність, стійкість до впливу температури (від  $-50$  до  $+50$  °С), низький коефіцієнт тертя, конструкція поршня повинна дозволити змінювати його діаметр шляхом закачування рідини під надлишковим тиском.

Зазначеним вимогам задовольняють еластомери типу поліуретанів. Товщина стінок поршня 25-50 мм і більше залежно від діаметра. При роботі ТПУ діаметр поршня повинен бути більше внутрішнього діаметра труб каліброваної ділянки (так званий натяг), щоб виключити протікання рідини між поршнем і стінками труб і відставання поршня від рідини.

Для одержання сигналу при проходженні поршня використовуються різні типи детекторів. Найбільше поширення отримали прості надійні й точні детектори електромеханічного типу (рис. 1.5,а,б). Принцип роботи такого детектора полягає в тому, що поршень впливає на шток (рис. 1.5,в) із закругленим кінцем, нижній кінець якого входить усередину труби на 5-10 мм, а шток через систему важелів – пов'язаний з контактами мікроперемикача.



а), б): 1 - шток; 2 - корпус; 3 - пружина; 4 - важіль; 5 - вісь; 6 - штовхач; 7 - мікроперемикач;  
в): 1 - шток; 2 - штовхач; 3 - мікроперемикач

Рисунок 1.5 – Схеми детекторів

Контакти комутують коло, по якому подається необхідний сигнал для початку або закінчення відліку імпульсів сигналу ТП. Основною вимогою до детекторів є їхня висока точність, тобто здатність фіксувати проходження поршня в одній і тій же точці з невеликою розбіжністю. Величиною цієї розбіжності й може бути виражена похибка детекторів. Від похибки детекторів залежить довжина каліброваної ділянки, отже, габарити й металоемність ТПУ. Чим менше похибка детекторів, тим менше може бути довжина каліброваної ділянки.

Вторинний прилад ТПУ в загальному випадку забезпечує:

- керування виконавчими органами ТПУ з контролем, індикацією операцій і блокуванням аварійних ситуацій;
- автоматичне вимірювання параметрів (кількості імпульсів вихідного сигналу ТПВ, температури, тиску);
- індикацію витрати рідини;
- автоматичну обробку й реєстрацію результатів повірки ТП або лічильників;
- ручне уведення постійних параметрів.

У табл. 1.1 наведені технічні характеристики деяких ТПУ.

Таблиця 1.1 – Технічні характеристики ТПУ

| Тип ТПУ            | Пропускна здатність,<br>м <sup>3</sup> /Год | Номінальний об'єм<br>каліброваної<br>ділянки, м <sup>3</sup> |
|--------------------|---|--|
| Сапфір СЮО-6,4-0,1 | 100   | 0,25   |
| Сапфір 3-500       | 500   | 2,5  |
| ВНР-550            | 550   | 5,5  |
| ВНР-1100           | 1100  | 11,0   |
| ВНР-1900У          | 1900  | 18,0   |
| НР-4000            | 4000  | 40,0   |
| Бопп і Рейтер      | 4000  | 20,0   |
| Сміт-2400          | 2400  | 24,0   |
| Сміт-3000          | 3000  | 28,0   |
| Сміт-4000          | 4000  | 40,0   |
| СФРЮ (пересувна)   | 550   | 2,75   |

Фактична похибка ТПУ неоднакова й коливається від 0,05 до 0,065 % залежно від якості труб (сталості діаметра, різностінності, овальності), покриття, поршня й методу повірки.

Параметри ТПУ, вироблених закордонними фірмами, визначені у відповідності зі стандартом АНІ США 2531 виходячи з наступних співвідношень:

- об'єм каліброваної ділянки ТПУ повинен бути не менш ніж 0,5 % від максимальної витрати, вираженої в м<sup>3</sup>/г, тобто  $V = 0,005Q_{\max}$  (м<sup>3</sup>);

- об'єм каліброваної ділянки повинен відповідати не менше 10000 імпульсів вихідного сигналу лічильника, що повіряється;

- довжина каліброваної ділянки повинна бути не менше ніж в 10000 разів більше похибки детекторів, приведеної до ходу поршня.

- швидкість руху поршня повинна бути не більше 3 м/с.

За наведеними співвідношеннями знаходять всі основні параметри ТПУ: діаметр, довжину й об'єм каліброваної ділянки. Однак проведені дослідження й практика показали, що об'єм ТПУ, обумовлений за стандартом АНІ 2531, виходить завищеним. Так, у ТПУ "Сапфір 3100-6,4-0,1" й "Сапфір П100-6,4-0,1" об'єм каліброваної ділянки зменшений в 2 рази, а метрологічні характеристики не погіршилися.

Вимога до числа імпульсів, що набираються від ТПР при повірці (10000 імпульсів) також у цей час необов'язкова, оскільки є способи інтерполяції імпульсів, що дозволяють робити відлік будь-якої їхньої кількості з високою точністю.

Розроблено й застосовуються так звані компактні прувери, у яких місткість і довжина каліброваної ділянки в десятки разів менше, ніж у стандартних ТПУ.

На рис. 1.6 показаний загальний вигляд компактного прувера фірми "Brooks™". Основна частина прувера – циліндр, у якому знаходиться поршень циліндричної форми з ущільнювальними манжетами й центральним отвором, закритим тарілчастим клапаном. Клапан через шток з'єднаний з поршнем

силового циліндра, одна порожнина якого сполучається з ресивером, наповненим стислим азотом, а інша – з гідравлічним приводом. Постійний тиск у ресивері служить пневматичною пружиною й забезпечує закриття клапана.

Гідравлічний тиск подається в іншу порожнину циліндра для утримання поршня ТПУ у вихідному стані біля вхідного отвору й повернення після робочого ходу. У вихідному стані клапан поршня відкритий, тому що гідравлічний тиск вище пневматичного. Рідина постійно протікає через клапан і циліндр ТПУ. Для пуску поршня гідравлічний тиск знімається, при цьому під дією пневматичного тиску клапан закривається, поршень захоплюється потоком рідини й рухається до виходу циліндра. Під час руху клапан утримується в закритому положенні пневматичною пружиною. Положення поршня визначається за допомогою оптичних датчиків (детекторів), з яких один сигналізує про вихідне положення поршня, другий – про початок робочого циклу вимірювань, третій – про закінчення циклу.

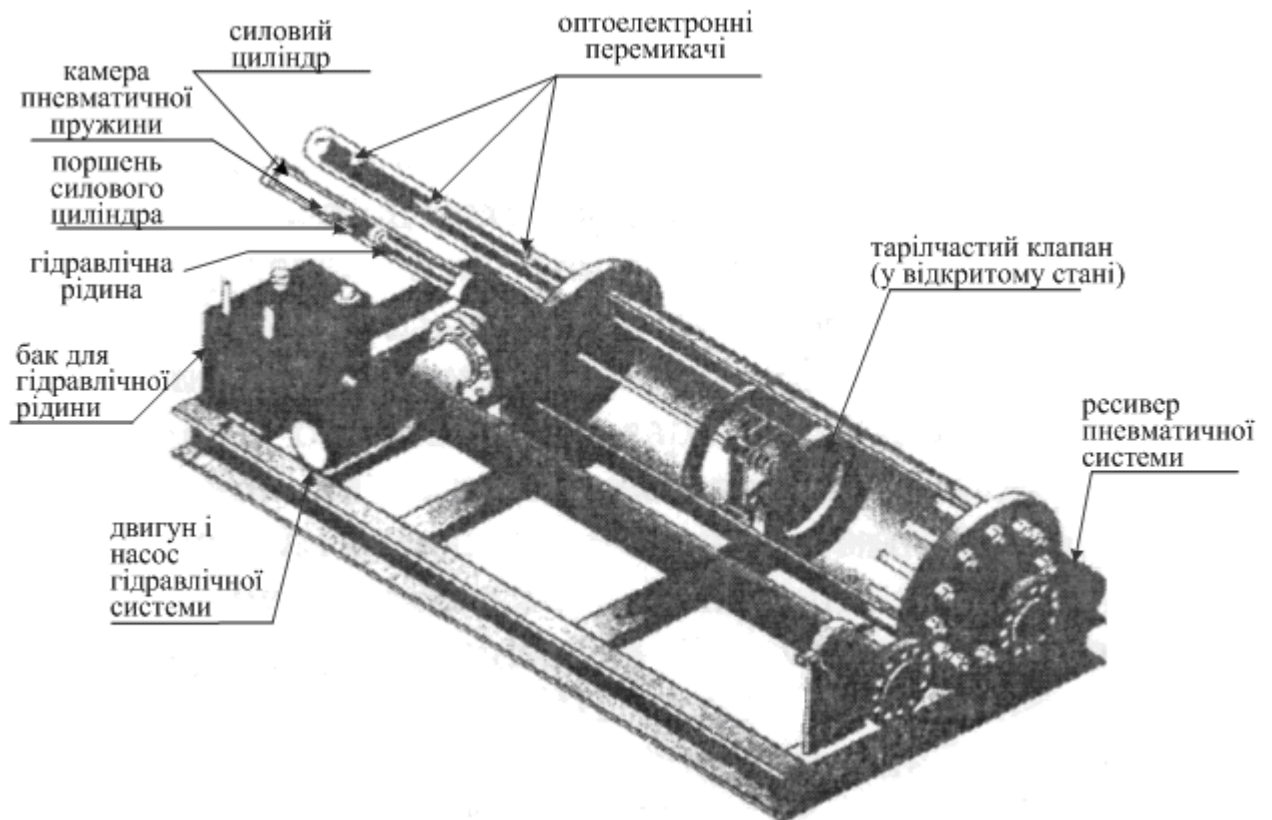


Рисунок 1.6 – Компактний прuver фірми "Brooks™"

Сигнали детекторів виникають в той момент, коли прапорець, укріплений на вимірювальному стрижні, що з'єднаний з поршнем і рухається синхронно з ним, проходить повз щілину й перекриває потік світла. За сигналом другого й третього детекторів починається й закінчується відлік кількості імпульсів від лічильника, що повіряється. Одночасно подається команда на подачу гідравлічного тиску в силовий циліндр. Клапан відкривається й поршень разом із клапаном рухається проти потоку у вихідне положення, при цьому рідина проходить через відкритий клапан. Керування ТПУ, збір й обробка даних здійснюються за допомогою вторинного приладу з мікропроцесором. До складу компакт-прувера також входять послідовний вихід RS-232 і принтер. Висока точність вимірювання об'єму в ТПУ досягається завдяки високій роздільній здатності оптичних детекторів і точності відліку імпульсів від лічильника, що повіряється.

Коефіцієнт перетворення лічильника визначається з урахуванням часток неповних періодів проходження імпульсів шляхом екстраполяції методом "подвійного хронометрування". Метод полягає в тому, що кількість відлічених цілих імпульсів лічильника коректується множенням на відношення часу робочого ходу поршня до часу відліку числа цілих імпульсів.

Технічні характеристики прuvera:

- діаметр циліндра ..... (200-1000 мм);
- максимальна витрата ..... 57-3972 м<sup>3</sup>/ч;
- калібрований обсяг циліндра ..... 0,02-0,65 м<sup>3</sup>;
- діапазон витрат ..... 10:1;
- відтворюваність, не більше ..... 0,02 %.

Рідина – нафта й нафтопродукти й інші рідини. Установки можна монтувати як горизонтально, так і вертикально. Виконуються стаціонарні й пересувні, установлені на автомобілі або причепи.

Описані установки мають у порівнянні зі стандартними дуже малі габарити, металоемність і зручні для використання на об'єктах з обмеженою

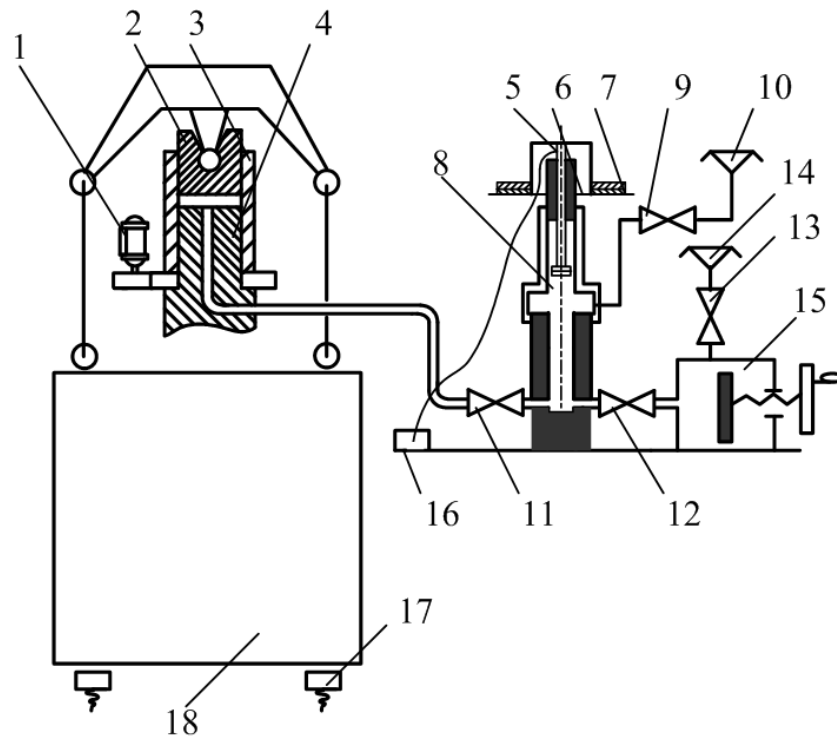
площею - морських підставах, причалах і т.д.

## 1.2 Зразкова вантажопоршневі вага ЗГВ-1

Одним із засобів повірки ТПУ першого розряду служать повірочні установки пропускною здатністю  $100 \text{ м}^3/\text{г}$  [1]. Об'єм витиснутої із ТПУ рідини при цьому вимірюється непрямим методом – шляхом визначення маси й густини води. Для цього використовуються зразкова вага типу ЗГВ-1 вантажопідйомністю 1000 кг і денсиметри (ареометри).

ЗГВ-1 – вантажоопоршнева вага, на яких маса вантажу, що зважується, урівноважується відомою масою вантажів за допомогою силової і вимірювальної поршневих пар, що мають між собою гідравлічний зв'язок. Площа перетину силової пари в десятки разів більше площі перетину вимірювальної пари. Ваги складаються з вимірювальної системи, підвісної платформи, бака, рами (рис. 1.7).

Вимірювальна система складається із силової поршневої групи й вимірювальної пари. Силова поршнева група містить у собі нерухомий направляючий поршень 4, циліндр, що обертається, 3 і силовий поршень 2. Підвісна платформа, на якій знаходиться бак, спирається на силовий поршень через кульовий шарнір.



- 1 - електропривод; 2 - силовий поршень; 3 – циліндр, що обертається;  
 4 - напрямний поршень; 5 - вимірювальна пара; 6 - вантажотримач; 7 - вантажі;  
 8 - роздільник; 9, 13 - вентиля; 10 - воронкоподібна кювета;  
 11 - вентиль, що з'єднує силову й вимірювальну пари;  
 12 - вентиль на вході в циліндр вимірювальної пари;  
 14 - воронкоподібна кювета для заливання касторового масла;  
 15 - прес; 16 - кювета для збору рідини, що витікає через зазор вимірювальної пари;  
 17 - електрокерований аретир; 18 - бак ваг

Рисунок 1.7 – Принципова схема ваги ЗГВ

Порожнина силової поршневої групи з'єднана трубопроводом з порожниною вимірювальної пари 5, що складається з поршня й циліндра, встановленого на прозорий перехідник-роз'єднувач 8. На верхньому кінці поршня знаходиться вантажотримач 6, а на нижньому кінці – покажчик з рисою. Для заповнення системи рідиною є прес 15 з вентилям 12. На поверхню роздільника 8 нанесена риска для візування положення вимірювального поршня.

Внутрішню порожнину силової поршневої групи, трубопровід і нижню частину порожнини вимірювальної пари заповнюють касторовим маслом, а верхню частину вимірювальної пари – сумішшю гасу й трансформаторного масла, взятих у рівній пропорції. Силіві й вимірювальні циліндри й поршні

взаємно притерті й мають зазори не більше 40 й 16 мкм відповідно. Для забезпечення чисто гідравлічного тертя між циліндрами й поршнями один з елементів приводиться в обертання. Циліндр силової групи приводиться в обертання електроприводом 1, а поршень вимірювальної пари – вручну при зважуванні. Бак ваг має пристрій для аретирування, що приводиться у рух електроприводом.

Зважування на вагах провадять у такий спосіб. Вантаж накладають на платформу ваг, і силовий циліндр і поршень вимірювальної пари приводять в обертання. Накладаючи вантажі 7 з відомою масою, а гирі й важки – на вантажотримач 6, домагаються зрівноважування мас на платформі й вантажотримачеві ваг, тобто збігу покажчика вимірювального поршня з рисою на роздільнику 8.

При рівновазі мас дотримується співвідношення:

$$M/m = F_c/F_v, \quad (1.1)$$

де  $M$  – маса вантажу на платформі;  $m$  – маса вантажів і гирь на вантажотримачеві;  $F_c$  й  $F_v$  – площа перетину силового й вимірювального поршнів;  $F_c/F_v = K$  - стала ваг.

Маса вантажу, що зважується

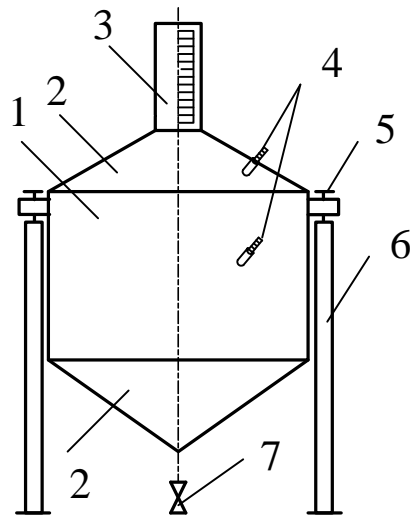
$$M = mk. \quad (1.2)$$

### 1.3 Зразкові мірники для перевірки трубопоршневих установок

Для перевірки ТПУ використовують зразкові мірники 1-го розряду вітчизняного виробництва й імпорتنі [1]. Мірники 1-го розряду виготовляють місткістю до 500 дм<sup>3</sup> відповідно до вимог ГОСТ 8.400-80 [2]. Зразковий мірник являє собою циліндричну судину з конічним днищем і кришкою й вузькою горловиною (рис. 1.8).

Кут нахилу утворюючих конічних днища й кришки не менш 30° до

горизонталі, що забезпечує повне видалення повітря при заповненні й повне спорожнювання. Для вимірювання температури мірник забезпечується одним або двома термометрами з ціною ділення  $0,1^\circ$ . Горловина має оглядове скло, на яке наноситься риска, що відповідає номінальній місткості, і дві позначки, що відповідають абсолютній похибці мірника. На горловині імпортованих мірників нанесена шкала, ціна ділення якої дорівнює абсолютній похибці визначення місткості мірника.



1 - корпус; 2 - днище; 3 - горловина; 4 - термометри;  
5 - гвинт регулювальний; 6 - стійка; 7 - кран

Рисунок 1.8 – Зразковий мірник 1-го розряду

Технічні дані імпортованого зразкового мірника місткістю  $1000 \text{ дм}^3$ :  
відносна похибка  $0,02 \%$ ; ціна ділення  $0,2 \text{ дм}^3$ .

Для перевірки зразкових мірників (визначення місткості й похибки) застосовуються зразкові ваги з похибкою  $0,01 \%$ , наприклад ваги ЗГВ-1. Деякі імпортовані мірники поставляються в комплекті з електронними вагами.

#### 1.4 Робочі еталони одиниці густини

Відтворення одиниці густини рідин і передачі її від первинного еталона вторинному й робочому еталонам, а також робочим засобам вимірювання (ЗВ)

густини здійснюється відповідно до державної повірочної схеми для ЗВ густини [3].

Згідно до повірочної схеми повірка робочих вимірювачів густини може бути здійснена методом безпосереднього звіряння з робочим еталоном (РЕ) 1-го розряду, заснованому на пікнометричному або вібраційному методі вимірювання густини, а також методом прямих вимірювань державних стандартних зразків (ДСЗ) густини.

Напірні пікнометри призначені для точного вимірювання густини продукту з метою контролю метрологічних характеристик і повірки автоматичних вимірювачів густини на установках обліку нафти (УОН). Вони дозволяють відбирати пробу продукту при тиску до 10 МПа й провадити прямі вимірювання густини з похибкою не більше  $\pm 0,06 \text{ кг/м}^3$ .

Пікнометр являє собою циліндричну судину з нержавіючої сталі, постачену вхідними й вихідним корковими кранами й запобіжною розривною діафрагмою (рис. 1.9). Внутрішній об'єм пікнометрів, уміщений між кранами, визначається при його повірці з похибкою  $\pm 0,025 \text{ см}^3$ .

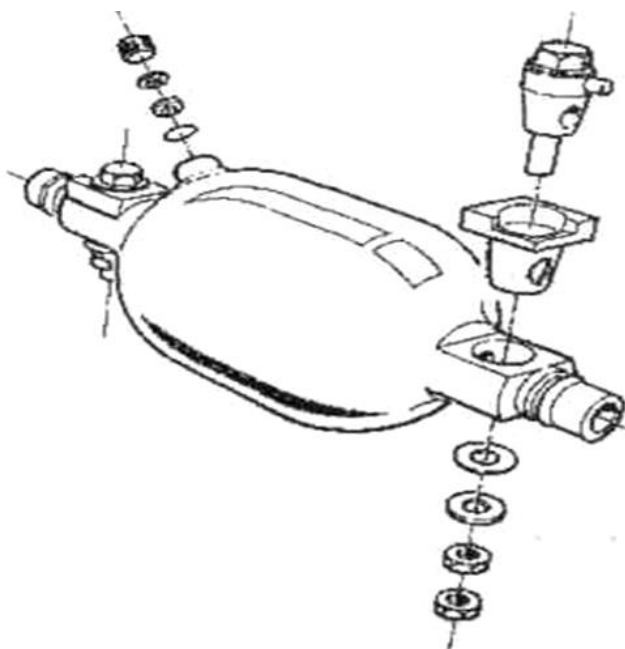


Рисунок 1.9 – Напірний пікнометр

Густину продукту визначають із урахуванням впливу температури й

тиску на об'єм пікнометрів, а також витісняючої сили повітря на масу пікнометра й продукту. Густина продукту в умовах трубопроводу:

$$\rho_{\text{тр}} = M_0 / V_{\text{тр}}, \quad (1.3)$$

де  $M_0$  – маса продукту в пікнометрі;  $V_{\text{тр}}$  – місткість (об'єм) пікнометра при робочих температурі й тиску.

$$V_{\text{тр}} = V_0 + F_t (t - t_0) + F_p p, \quad (1.4)$$

де  $V_0$  – місткість пікнометра при нормальних умовах (із сертифіката);  $F_t$  й  $F_p$  – поправочні коефіцієнти, що враховують зміну місткості від температури й тиску;  $t$  – температура пікнометра при відборі проби продукту;  $t_0$  – температура, при якій здійснювалось калібрування пікнометра (із сертифіката про калібрування);  $p$  – надлишковий тиск при відборі проби продукту.

Маса продукту в пікнометрі:

$$M_0 = AM_0C + \rho_v V_{\text{тр}}, \quad (1.5)$$

$$AM_0 = M_{\text{зп}} - M_{\text{пп}}, \quad (1.6)$$

де  $AM_0$  – розрахована маса продукту в пікнометрі;  $M_{\text{зп}}$  – маса заповненого пікнометра;  $M_{\text{пп}}$  – маса порожнього пікнометра;  $C$  – постійна величина.

$$C = 1 - \rho_{\text{возд}} / \rho_c, \quad (1.7)$$

де  $\rho_{\text{возд}}$  – густина повітря;  $\rho_c$  – густина сталі гирь.

Формула справедлива за умови, що густина матеріалу пікнометрів і гирь однакова.

Густина продукту визначають по обох пікнометрах. Якщо різниця в значеннях густини по двох пікнометрах не перевищує  $0,06 \text{ кг/м}^3$ , то результати вимірювань вважають достовірними.

У сертифікаті виготовлювач вказує місткість пікнометрів. Періодично

проводиться перевірка пікнометрів, при якій визначаються їхня місткість у нормальних умовах, зміна місткості від температури й тиску.

Характеристики ДСЗ густини, застосовуваних як робочі еталони 1-го розряду, наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Комплект ДСЗ "Густина"

| Найменування стандартного зразка | Номинальне значення густини при 20°C, кг/м <sup>3</sup> | Абсолютна похибка при P=0,95, кг/м <sup>3</sup> |
|----------------------------------|---|---|
| РЕГ-1                            | 690,00  | 0,05  |
| РЕГ-2                            | 720,00  | 0,05  |
| РЕГ-3                            | 780,00  | 0,05  |
| РЕГ-4                            | 860,00  | 0,05  |
| РЕГ-5                            | 998,00  | 0,05  |

У якості РЕ 1-го розряду для перевірки потокових вимірювачів густини можуть застосовуватися також вимірювачі густини автоматичні поточкові й лабораторні, що мають наступні метрологічні характеристики: діапазон вимірювання густини – 300-3000 кг/м<sup>3</sup>, діапазон абсолютної похибки – 0,01-0,1 кг/м<sup>3</sup>.

### 1.5 Постановка задач дослідження

Визначені шляхи забезпечення обліку нафти (з похибкою по масі бруто  $\pm 0,25$  % і масі нетто  $\pm 0,35$  % на наявних УОН) з використанням наступних методів зниження похибки засобів вимірювань [8]:

– звуження діапазону вимірювань і використання засобів вимірювань з фактичними значеннями метрологічних характеристик, визначеними при метрологічній атестації й повірці в умовах експлуатації в робочому діапазоні факторів, що впливають (витрати, температури, в'язкості й ін.);

– визначення функцій впливу дестабілізуючих факторів на метрологічні характеристики засобів вимірювань і включення поправок у їхні показання;

– визначення умов, коли співвідношення похибок робочих і зразкових засобів вимірювань 1:3 не забезпечувалося.

Останнє призвело до значного збільшення об'єму вимірювань при повірці ТПР і ТПУ, інтенсивній експлуатації й зношуванню дорогих ТПУ. Тому постала задача вдосконалювання методів повірки ТПР і ТПУ з метою одержання достовірних результатів при мінімальному й достатньому обсязі вимірювань.

## 2 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТРОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ УСТАНОВОК ОБЛІКУ НАФТИ

### 2.1 Метрологічні характеристики турбінних перетворювачів

При використанні турбінних лічильників необхідно враховувати їхні наступні особливості: метрологічні характеристики індивідуальні для кожного типу й екземпляра ТПР; значення метрологічних характеристик у великому ступені залежать від умов експлуатації (діапазону витрат, властивостей рідини: в'язкості, густини, забруднення її, режиму плинину, форми епюри швидкостей і т.ін.). Наприклад, похибка ТПР у різних умовах роботи може становити від 0,15 до 1,0 %. Тому використання турбінних лічильників на комерційних УОН можливо тільки в тому випадку, якщо є можливість визначення метрологічних характеристик кожного екземпляра ТПР у робочих умовах і забезпечення тих умов експлуатації, при яких були визначені метрологічні характеристики. Звідси видно, наскільки важливим є вирішення питань метрологічного забезпечення ТПР для організації обліку нафти.

Розглянемо метрологічні характеристики ТПР і їхню залежність від умов експлуатації.

Коефіцієнт перетворення турбінного перетворювача  $K$  – величина не постійна навіть для конкретного ТПР, що працює на одному продукті, його значення залежить від витрати рідини  $Q$  й її в'язкості. Залежність між  $K$  и витратою  $Q$  є нелінійною функцією  $K=K(Q)$  і називається градуовальною характеристикою ТПР. Від її лінійності й крутості багато в чому залежать точносні можливості ТПР і способи перетворення вихідного сигналу. Для перетворення вихідного сигналу ТПР в об'єм рідини у вторинному приладі використовують наближену функцію. У найпростішому випадку коефіцієнт перетворення приймають постійним у всьому діапазоні витрат, тобто  $K = K_d$  (рис. 2.1,а). Розходження між реальним і прийнятим значеннями  $K$  визначає систематичну

похибку ТПР (%):

$$\Theta_k = \frac{K(Q) - K_d}{K_d} \cdot 100. \quad (2.1)$$

Значення похибки  $\Theta_k$  мінливо, і звичайно максимальні значення мають місце в крайніх точках діапазону. Якщо витрата рідини змінюється випадковим чином у межах усього діапазону, то  $\Theta_k$  здобуває характер випадкової похибки. Якщо ТПР працює в одній фіксованій точці діапазону з малими коливаннями витрати, то  $\Theta_k$  буде мати постійне значення з певним знаком.

Для зменшення похибки  $\Theta_k$  значення коефіцієнта  $K$  приймають близьким до дійсних, наприклад, у вигляді  $K_d$  в окремих піддіапазонах (рис. 2.1,б) або апроксимують ламаною лінією (рис. 2.1,в) або поліномом.

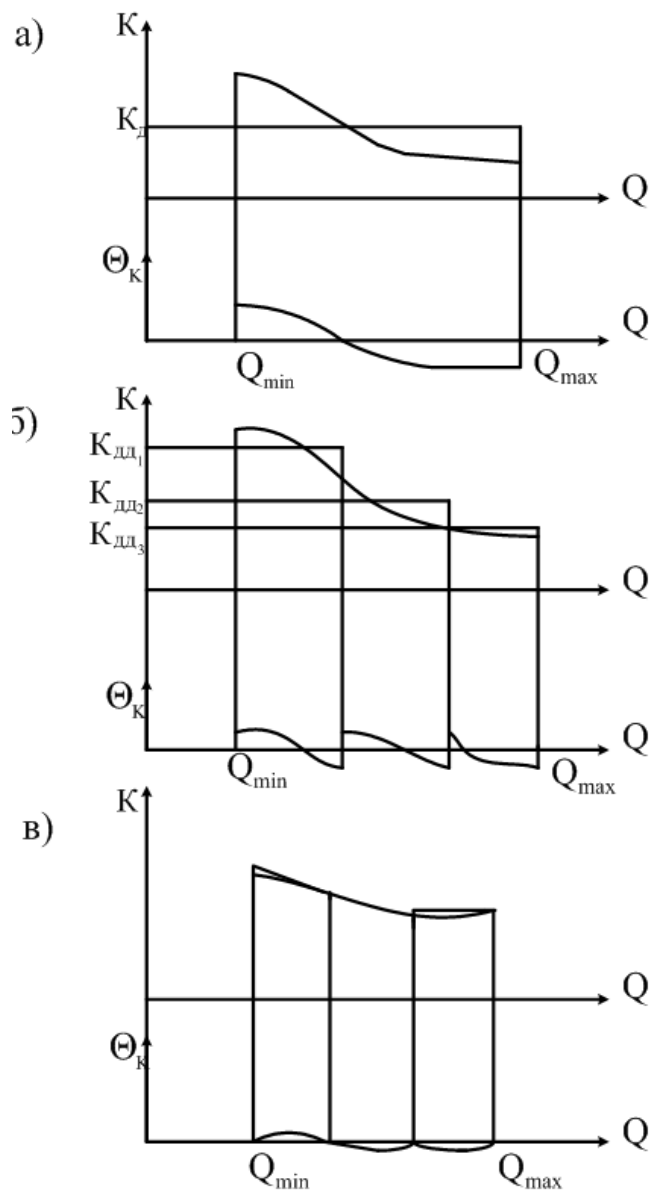


Рисунок 2.1 – Способи апроксимації градуовальної характеристики ТПР

Коефіцієнт перетворення й градуовальна характеристика ТПР встановлюються експериментально при атестації й повірці. Результати представляють у вигляді  $K_d$  або таблиці значень коефіцієнта в окремих точках чи піддіапазонах, або апроксимуючої функції. Тому що вид градуовальної характеристики залежить від умов роботи, вона визначається на місці експлуатації УОН.

Метрологічні характеристики ТПР прийнято визначати в діапазоні витрат, у якому він працює на УОН або іншому об'єкті, тобто робочому діапазоні. Останній визначають із урахуванням режиму роботи УОН, типу ТПР

і необхідної точності вимірювань. При встановленні робочого діапазону витрати також урахують необхідність забезпечення довговічності ТПР. Найбільш сприятливим і задовольняючим обом вимогам (точності й довговічності) є діапазон 40-80%-ної пропускної здатності ТПР. У табл. 2.1 наведений розподіл ТПР по діапазонах витрат на УОН нафтової промисловості.

Таблиця 2.1 – Розподіл ТПР за діапазонами витрат на УОН

| Діапазон витрат ( $Q_{\max} - Q_{\min}$ ), % | ТПР | Частка, % |
|--|-----|-----------|
| 0–10   | 195 | 34,4      |
| 10–20  | 250 | 44,2      |
| 20–40  | 115 | 20,4      |
| >40  | 5   | 1,0       |
| Усього                                       | 565 | 100       |

Як видно з таблиці, діапазон витрат має досить великий розкид.

При відсутності корекції коефіцієнта перетворення за витратою діапазон витрат суттєво впливає на похибку ТПР. Звуження діапазону витрат і забезпечення сталості витрати через ТПР – діючий метод зниження його похибки. При корекції коефіцієнта перетворення за витратою діапазон витрат на похибку ТПР великого впливу не робить і може вибиратися з міркувань забезпечення довговічності.

Похибки ТПР поділяють на основну й додаткові. З урахуванням особливостей ТПР основною вважають похибку, визначену на місці експлуатації в робочому діапазоні витрат при постійному значенні в'язкості рідини (зміна в'язкості при повірці й роботі не повинна перевищувати припустимих меж для даного типу ТПР). Додаткові похибки можуть бути сумірні й навіть перевищувати основну похибку і виникають при зміні таких параметрів, як в'язкість рідини, розміри й конструкція вимірювальної лінії й ін. Тому на комерційних УОН необхідно забезпечити такі умови повірки й роботи, при яких додаткові похибки виключаються або зневажено малі. Звичайно це досягається повіркою ТПР на місці експлуатації, обмеженням меж параметрів, що впливають, скороченням

міжповірного інтервалу або введенням поправок. Тому надалі будемо розглядати тільки основну похибку ТПР.

Похибка ТПР включає систематичну й випадкову складові. Систематична складова  $\Theta_k$ , обумовлена різницею між дійсним і прийнятим коефіцієнтами перетворення, залежить від виду (крутості) градуовальної характеристики ТПР, робочого діапазону витрат і виду функції перетворення, реалізованої вторинним приладом. Інші систематичні похибки переходять до ТПР від засобів вимірювань, застосовуваних при повірці: ТПР, термометрів і манометрів.

Випадкова складова похибки ТПР виявляється в тому, що значення коефіцієнта перетворення, визначені в тих самих умовах, різні, причому передбачити вимірюване значення неможливо. При сучасних вимогах до точності вимірювань кількості нафти на УОН їх також необхідно враховувати. Характеристика випадкової складової похибки СКВ є найважливішим критерієм якості виготовлення ТПР. Тому її варто нормувати й контролювати при випуску з виробництва й у процесі експлуатації.

Від методики визначення випадкової складової похибки ТПР залежить обсяг вимірювань і методика повірки. Методика повинна забезпечувати достовірну оцінку СКВ випадкової похибки при мінімально можливому обсязі вимірювань. Зайвий обсяг вимірювань, не підвищуючи точності оцінок, приводить до невиправданої витрати часу й коштів. Розглянемо шляхи вдосконалення методики повірки ТПР. Тому середнє квадратичне відхилення визначається у всіх точках і за СКВ ТПР у діапазоні приймається його максимальне значення. Ніяких досліджень залежності СКВ від витрати й закону розподілу випадкової похибки ТПР у той час не проводилося. Для обґрунтованого визначення об'єму вимірювань і характеристик похибки ці питання необхідно досліджувати.

Розглянемо, чи залежить СКВ ТПР від витрати. На рис. 2.2 нанесені значення відносного СКВ ТПР типу "Турбоквант" з умовним діаметром  $D_u$  100, 150, 200, 250, 400 мм при різних значеннях витрати (усього 482 ТПР). Як видно з рисунка,

залежність СКВ - витрата не простежується. Аналогічно не простежується залежність СКВ - в'язкість. Таким чином, СКВ є універсальною характеристикою, властивою ТПР, що не залежить від діапазону вимірювань й умов роботи. Звідки випливає важливий висновок: СКВ ТПР можна визначати по вимірюванням, зробленим у всьому діапазоні витрат. Отже, немає необхідності виконувати по 11 вимірювань у кожній точці діапазону - досить, наприклад, тих же 11 вимірювань у всьому діапазоні [9].

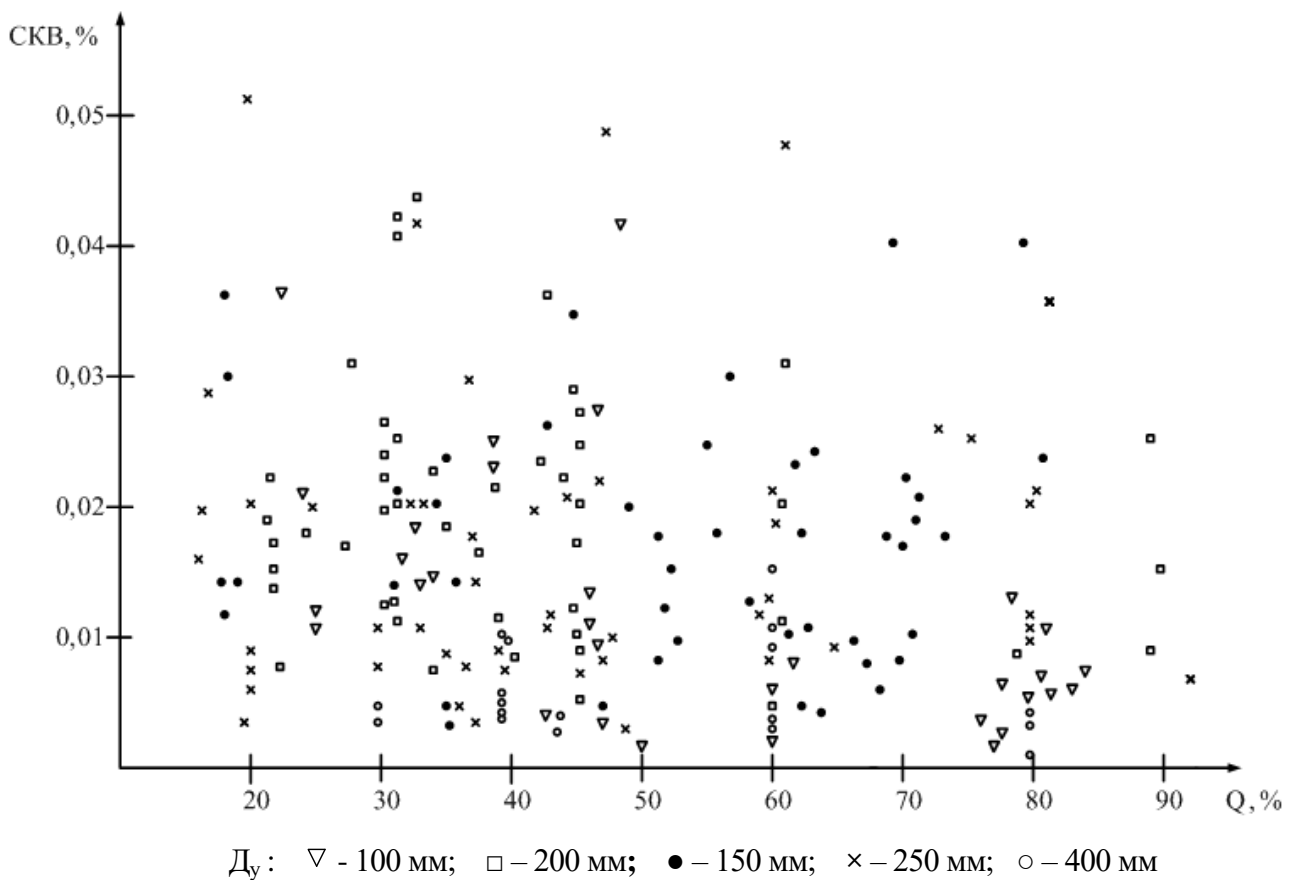


Рисунок 2.2 – Залежність СКВ ТПР “Турбоквант” від витрати для  $D_y$  100-400 мм

Оцінимо закон розподілу випадкової складової похибки ТПР. Припустимо, що випадкові похибки ТПР мають нормальний розподіл. Для перевірки цієї гіпотези були проаналізовані результати перевірок ТПР [9]. Авторами були обрані довільно протоколи 115 перевірок ТПР типів "Турбоквант" з  $D_y$  100, 150, 200, 250, 400 мм, "МІГ", "Сміт" з  $D_y$  150, 200 мм і визначені випадкові складові похибки, % для всіх типів ТПР:

$$\delta = \frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{\bar{K}_j} \cdot 100, \quad (2.2)$$

де  $K_{ij}$  – коефіцієнт перетворення ТПР при і-м вимірюванні в j-й точці діапазону вимірювань, імп/м<sup>3</sup> (із протоколу повірки);  $\bar{K}_j$  – середнє значення коефіцієнта перетворення ТПР в j-й точці, імп/м<sup>3</sup> (із протоколу повірки).

$$\bar{K}_j = \frac{\sum_{i=1}^n K_{ij}}{n}, \quad (2.3)$$

де  $n$  – число вимірювань.

Була виконана повірка за критерієм Колмогорова [11] узгодження дослідного розподілу отриманих значень випадкових складових похибки з передбачуваним нормальним розподілом. Відповідно до цього критерію як міра розбіжності між теоретичним і дослідним розподілами прийняте максимальне відхилення функції дослідного розподілу від функції теоретичного розподілу:

$$D_n = \max |F_n(y_{j+1}) - F(y_{j+1})|. \quad (2.4)$$

Функція дослідного розподілу визначалася за формулою:

$$F_n(y_{j+1}) = (n_{j+1})/n, \quad (2.5)$$

де  $n_{j+1} = m_1 + m_2 + \dots + m_{j+1}$ ;  $n = m_1 + m_2 + \dots + m_r$ ;  $m_1, m_2, \dots, m_r$  – частоти, з якими зустрічаються випадкові величини.

Функцію теоретичного розподілу  $F(y_{j+1})$  визначають з таблиці, наведеної в [12]. За значенням  $D_n$  обчислюють величину  $\lambda_n$ :

$$\lambda_n = D \sqrt{n}. \quad (2.6)$$

Задаються довірчою ймовірністю  $g$  того, що відхилення функції дослідного розподілу від теоретичного буде менше величини  $\lambda_n^*$ , установленної для довірчої ймовірності  $\gamma$ :

$$g = P(\lambda_n < \lambda_n^*). \quad (2.7)$$

З таблиці [12] знаходять значення, що відповідає цій довірчій ймовірності.

Перевірка узгодження дослідного й теоретичного розподілів була зроблена для різних типів ТПР. Результати перевірки узгодження дослідного й теоретичного розподілів для різних типів ТПР наведені в табл. 2.2.

Видно, що отримані величини  $\lambda_n$  уписуються в межі для довірчої ймовірності  $\gamma > 0,95$  для всіх типів ТПР. Тому узгодження даного дослідного розподілу з нормальним розподілом можна вважати гарним.

Таблиця 2.2 – Результати перевірки узгодження дослідного й теоретичного розподілу

| Тип ТПР            | Число перевірок | $\lambda_n$ | $\lambda_n^*$ |
|--------------------|-----------------|-------------|---------------|
| МИТЬ-400           | 3               | 1,17        | –             |
| МИТЬ-400           | 17              | 1,35        | –             |
| Турбоквант 100     | 18              | 0,95        | –             |
| Турбоквант 150     | 14              | 1,35        | 1,36          |
| Турбоквант 200     | 17              | 0,43        | –             |
| Турбоквант 250     | 16              | 1,36        | –             |
| Турбоквант 400     | 13              | 1,11        | –             |
| Сміт 150, Сміт 200 | 20              | 1,33        | –             |

За результатами перевірок були обчислені значення основного параметру нормального розподілу – СКВ випадкової складової похибки (%) для різних типів ТПР (табл. 2.3):

$$S_0 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \delta_i^2}{n-1}} \cdot 100. \quad (2.8)$$

Як видно з таблиці, значення СКВ для різних типів ТПР трохи відрізняються. Цікаво визначити значення СКВ для всіх типів ТПР, яке можна було б прийняти за генеральне СКВ всієї сукупності ТПР –  $\sigma$  і по якому можна контролювати ТПР при перевірці. Значення СКВ, обчислене для сукупності розглянутих ТПР по 115 перевіркам (2498 вимірюванням), становить 0,016 %.

Таблиця 2.3 – Значення СКВ для різних типів ТПР

| Тип ТПВ            | Кількість<br>повірок | Кількість<br>вимірюван<br>ь | Значення СКВ,<br>$\times 10^3$ , % |
|--------------------|----------------------|-----------------------------|------------------------------------|
| МИТЬ-400           | 17                   | 473                         | 18,81                              |
| Турбоквант 100     | 18                   | 226                         | 10,0                               |
| Турбоквант 150     | 14                   | 390                         | 12,61                              |
| Турбоквант 200     | 17                   | 403                         | 17,73                              |
| Турбоквант 250     | 16                   | 330                         | 11,32                              |
| Турбоквант 400     | 13                   | 304                         | 19,26                              |
| Сміт 150, Сміт 200 | 20                   | 372                         | 13,28                              |

Аналіз протоколів повірок показує, що СКВ всіх інших типів ТПР також мають такий же порядок. Тому за границю допустимого СКВ випадкової похибки всіх типів ТПР можна прийняти отримане значення з якимсь, наприклад, 20 % запасом, тобто:

$$\sigma \cong 0,016 \cdot 1,2 \cong 0,02 \text{ \%}.$$

Але оскільки оцінки параметрів розподілу визначають по обмеженій вибірці експериментальних даних, на практиці для визначення границь випадкової похибки користуються розподілом Стюдента, що дає хоча й наближені, але досить точні результати, тобто:

$$\delta = t_{\alpha} \cdot S_0, \quad (2.9)$$

де  $t_{\alpha}$  – квантиль розподілу Стюдента.

З урахуванням викладеного може бути запропонована наступна методика визначення випадкової складової похибки ТПР [12].

1. Вибирають значення витрат у робочому діапазоні й визначають кількість вимірювань, виходячи з того, щоб число вимірювань у всьому діапазоні було не менш 11, а в кожній точці – не менш 5. Наприклад, якщо повірка провадиться в одній точці, то  $n = 11$ , якщо у двох точках, то  $n = 6 \cdot 2 = 12$ , якщо в трьох точках, то  $n = 5 \cdot 3 = 15$  і т.ін.

2. Визначають коефіцієнти перетворення за кожним вимірюванням  $\bar{K}_j$ , середнє значення в точці  $\bar{K}_{\alpha}$  й діапазоні Кд.

3. Обчислюють відносну похибку (%) кожного вимірювання:

$$\delta_i = \frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{\bar{K}_j} \cdot 100. \quad (2.10)$$

Потім визначають СКВ випадкової складової похибки за формулою (2.8).

У табл. 2.4 наведені результати обробки декількох протоколів повірки ТПР за новою методикою.

Таблиця 2.4 – Результати повірки за новою методикою

| ТПТ     | Номер протоколу, ТПР | Витрата, % | $\bar{K}_j$ , імп/м <sup>3</sup> | СКВ, % |
|---------|----------------------|------------|----------------------------------|--------|
| TQ-150  | 218, 83244           | 73         | 4654,4                           | 0,013  |
|         |                      | 60         | 4655,6                           |        |
|         |                      | 47         | 4658,4                           |        |
| TQ-150  | 214, 76109           | 73         | 4659,5                           | 0,008  |
|         |                      | 47         | 4666,6                           |        |
|         |                      | 60         | 4662,5                           |        |
| TQ-200  | 199, 201475          | 48         | 2725,4                           | 0,016  |
|         |                      | 33         | 2735,5                           |        |
| TQ-2000 | 200, 76003           | 45         | 1152,1                           | 0,019  |
|         |                      | 32         | 1147,7                           |        |

Градувальна характеристика й характеристики похибки ТПР, визначені при повірці, відповідають тільки умовам повірки. При експлуатації ТПР в умовах, що відрізняються від умов повірки, або при зміні умов експлуатації фактичне значення коефіцієнта ТПР буде відрізнятися від визначеного при повірці. При цьому виникають додаткові систематичні похибки, які за певних умов можуть значно перевищувати основну похибку ТПР. Наприклад, для ТПР типу “Турбоквант” зміна коефіцієнту перетворення (отже, можлива додаткова похибка) становить 0,6–1,0 % на кожні 10 мм<sup>2</sup>/с. Такий же порядок додаткової похибки для інших ТПР, не забезпечених пристроями компенсації впливу в'язкості (“НОРД” й ін.). Тому додаткові похибки, обумовлені впливом умов експлуатації, повинні бути виключені шляхом введення поправок у результати вимірювань або інших методів. Найбільш повне виключення додаткових

похибок досягається повіркою ТПР на місці експлуатації й забезпеченням таких умов експлуатації, при яких додаткові похибки не перевищують установлених меж. Усяка повірка в умовах, відмінних від робочих, особливо демонтаж ТПР і повірка його на стендах або інших УОН, завжди супроводжується невиявленими похибками. Найбільш істотними й тими, що важко піддаються нормуванню й контролю, є зміна коефіцієнта перетворення ТПР від впливу в'язкості й зміна його в часі. Труднощі визначення функції впливу в'язкості на коефіцієнт перетворення ТПР викликана двома причинами.

1. Функція впливу в'язкості індивідуальна не тільки для даного типу, але й для кожного типорозміру, і для кожного екземпляра.

2. Для визначення функції впливу необхідні спеціальні дорогі дослідницькі установки з можливістю застосування різних рідин і зміни в'язкості в межах 1-120 мм<sup>2</sup>/с у широкому діапазоні витрат (до 4000 м<sup>3</sup>/Г і більше).

У зв'язку зі складністю побудови таких дослідницьких установок визначення функції впливу для різних типів ТПР, що експлуатуються, не представляється можливим. Реальним є оснащення УОН, на яких в'язкість змінюється в великих межах, стаціонарними ТПР й визначення функції впливу в'язкості на місці експлуатації.

Необхідно відзначити, що кількість УОН, на яких в'язкість непостійна, невелика в порівнянні із загальною кількістю УОН. Причому, закон зміни в'язкості на таких УОН може бути різним. Від характеру зміни в'язкості рідини залежить спосіб введення поправки. Якщо період зміни в'язкості великий, наприклад сезонні зміни, то виключити вплив в'язкості можна зменшенням міжповірочного інтервалу й зміною коефіцієнта перетворення на вторинних приладах. Якщо в'язкість змінюється часто або безупинно, то її вплив можна виключити тільки автоматичним введенням поправок у результати вимірювань. Тому для вирішення питання про виключення впливу в'язкості нафти на похибку визначення її кількості в першу чергу необхідно досліджувати закон

зміни в'язкості на УОН.

Відсутність автоматичних віскозиметрів, недостатня вивченість законів зміни в'язкості нафти на УОН і незнання функції впливу в'язкості на показання ТПР призводять до того, що доводиться обмежувати границі умов експлуатації ТПР. Наприклад, для ТПР, що не мають пристроїв компенсації впливу в'язкості, при повірці й експлуатації зміна в'язкості рідини обмежується межами  $\pm 2 \text{ мм}^2/\text{с}$ . Вплив в'язкості може бути зменшено застосуванням ТПР із пристроями компенсації впливу в'язкості – ТПР типу "Сміт", "Ротоквант", "МІГ-400" й ін. Однак й у цих ТПР повна компенсація впливу в'язкості не досягнута.

Таким чином, у цей час можуть бути дані наступні загальні рекомендації з визначення й виключення систематичної похибки за рахунок впливу в'язкості.

1. Визначити припустимі межі зміни в'язкості для різних типорозмірів ТПР.
2. Досліджувати характер зміни в'язкості на УОН.
3. Визначити функцію впливу в'язкості.
4. З урахуванням закону зміни в'язкості встановити спосіб внесення поправки: зменшенням міжповірочного інтервалу або внесенням поправки в результати вимірювань відповідно до функції впливу в'язкості.

Поправку можна вносити вручну або автоматично. У першому випадку поправку можна вносити за результатами вимірювання в'язкості із установленною періодичністю лабораторним способом або автоматичним віскозиметром. Для автоматичного внесення поправки необхідно УОН оснастити автоматичними віскозиметрами й пристроями обробки інформації, у пам'ять яких можна ввести функцію впливу в'язкості.

Функція впливу може визначатися у вигляді:

$$K = \varphi(v), \quad (2.11)$$

де  $v$  – в'язкість продукту.

Зручніше визначати узагальнену функцію впливу витрати й в'язкості продукту у вигляді:

$$K = \psi(Q, \nu). \quad (2.12)$$

У теперішній час частіше визначають функцію впливу у вигляді:

$$K = \psi(f/\nu), \quad (2.13)$$

де  $f$  – частота вихідного сигналу ТПР, пропорційна витраті.

Виходячи з викладеного, можна встановити наступний комплекс метрологічних характеристик, які необхідно визначати при повірці ТПР:

- градувальна характеристика в робочому діапазоні витрат;
- значення СКВ випадкової складової похибки;
- межі відносної допустимої похибки;
- функція впливу в'язкості на коефіцієнт перетворення – може бути визначена сполучена із градувальною характеристикою функція у вигляді  $K = \psi(Q, \nu)$ .

Допустимі межі зміни в'язкості продукту можна визначати при приймальних випробуваннях дослідних (перших) зразків ТПР.

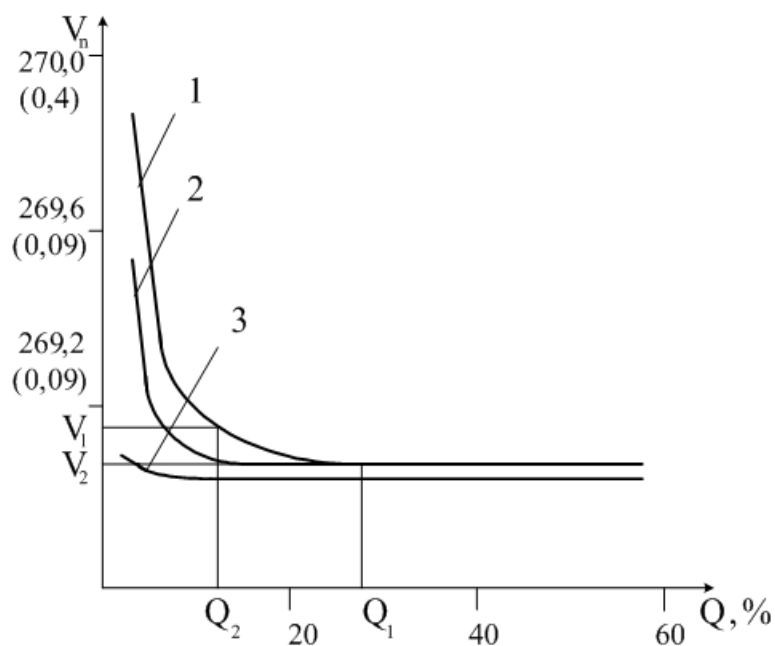
## 2.2 Метрологічні характеристики трубопоршневих установок

Для реалізації переваг, властивих турбопоршневим установкам (ТПУ), необхідно правильно визначити метрологічні характеристики й забезпечити їхню незмінність при експлуатації. Основні метрологічні характеристики ТПУ: об'єм (місткість) каліброваної ділянки –  $V_0$ , СКВ випадкової складової похибки  $S_0(V)$ , основна похибка визначення об'єму –  $\delta_0$ . При оцінці вірогідності визначення об'єму додатково використовують: характеристику відсутності протікань рідині й збіжності результатів вимірювань  $\delta_{пр}$ , відхилення об'єму, отриманого при повірці, від значення при попередній повірці  $\delta_{пн}$  [9]. Об'єм каліброваної ділянки (місткість ТПУ) визначається як об'єм витиснутої рідини при русі поршня від одного детектора до іншого (за період від моменту видачі сигналу одним і до видачі сигналу іншим детектором), приведений до

нормальних умов – температури 20 °С и атмосферному тиску (101,3 кПа). Значення об'єму ТПУ не залежить від роду й властивостей рідини, на якій він визначається. Тому при атестації й повірці об'єм ТПУ може визначатися на будь-якій рідині (на воді, нафті, нафтопродуктах). ГОСТ 8.510-84 передбачає наступні значення похибок: 0,05-0,1 й 0,1-0,2 % для ТПУ 1-го й 2-го розрядів [13].

Слід зазначити, що СКВ випадкової складової похибки ТПУ в значній мірі залежить від умов повірки: роду рідини, її в'язкості, змащувальної здатності, гідравлічної характеристики стенда, пульсації витрати й ін. При збереженні сталості об'єму каліброваної ділянки залежно від умов повірки значення СКВ тих самих екземплярів ТПУ можуть істотно розрізнятися. При повірці ТПУ в стендових умовах через погану змащувальну здатність води збільшуються сили тертя при русі поршня й спрацьовуванні детекторів. Застосування консистентного змащення поршня істотно знижує значення СКВ. Тому наведене у свідоцтві про повірку СКВ випадкової складової похибки, визначене в стендових умовах на воді, при експлуатації ТПУ на нафті з доброю змащувальною здатністю і стабільних витратах не проявляється. Наприклад, СКВ системи, що складається із ТПУ й ТПР, одержуване при повірці ТПР, може бути менше СКВ ТПУ, зазначеного у свідоцтві про повірку.

Тому що ТПУ має значну випадкову складову похибки, необхідно робити оцінку вірогідності визначення об'єму при повірці. Основною умовою для правильного визначення місткості ТПУ й збереження її сталості й відтворення в різних умовах експлуатації (при різних витратах, в'язкості й на різних рідинах) є відсутність протікань рідини між стінками каліброваної ділянки й поршнем при метрологічній атестації (повірці) і в процесі експлуатації. Проведені дослідження показали, що протікання рідини мають місце в основному при малих витратах рідини – до 20 % від максимальної. На рис. 2.3 наведені результати визначення об'єму ТПУ "Сапфір 3-100-6,4-0,1" на повірочній установці з вагами



1, 2, 3 - натяг кульового поршня 2; 3,5; 5% відповідно.  
У дужках  $\delta_{пр}$ , %

Рисунок 2.3 – Залежність місткості ТПУ й похибки  $\delta_{пр}$  від витрати при наявності протікань рідини

ЗГВ-1 при різних значеннях натягу поршня. Як видно з рисунка, при наявності протікань чим менше витрата, тим більше додаткова похибка. На даному зразку ТПУ протікання вдалося усунути тільки при натягу поршня 5,0 % (крива 3) [1].

Експерименти, проведені на ТПУ "Сапфір П500-25" й "Ворр & Reuther"[1], підтвердили виявлену закономірність. Було встановлено, що чим більше діаметр каліброваної ділянки, тим менше значення натягу, при якому припиняються протікання. Так, були встановлені граничні значення натягу для досліджених зразків ТПУ (табл. 2.5).

Таблиця 2.5 – Граничні значення натягу для різних зразків ТПУ

| Номер зразка | 1   | 2   | 3   |
|--------------|-----|-----|-----|
| Діаметр, мм  | 100 | 300 | 600 |
| Нятяг, %     | 5   | 3,5 | 2   |

Для різних екземплярів ТПУ значення натягу можуть відрізнятися від наведених вище залежно від якості стінок труб, поверхні й форми поршня.

З вищевикладеного випливає, що при повірці ТПУ обов'язково потрібно перевіряти відсутність протікань рідини. Безпосереднє визначення величини протікань при русі поршня практично неможливо. Відсутність протікань можна перевірити непрямим методом – визначенням об'єму ТПУ при різних значеннях витрати  $Q_1$  і  $Q_2$  (див. рис. 2.3) і обчислюванням систематичної похибки (%) за рахунок протікань:

$$\Theta_{\text{пр}} = \frac{V_1 - V_2}{V_1} \cdot 100, \quad (2.14)$$

де  $V_1$  й  $V_2$  – значення об'ємів при витратах  $Q_1$  і  $Q_2$ .

Якщо  $|\Theta_{\text{пр}}|$  менше заданої границі (наприклад,  $0,2\delta$ , де  $\delta$  – границя основної допустимої похибки ТПУ), то можна вважати, що протікання відсутні й значення об'єму ТПУ визначено правильно. Визначення об'єму тільки при одному значенні витрати не може гарантувати вірогідності отриманих результатів. З урахуванням сказаного можуть бути дані наступні рекомендації з вибору значень витрати, при яких повинен бути визначений об'єм ТПУ.

Верхнє значення витрати  $Q_1$  повинне бути обране з урахуванням пропускної здатності повірочної установки. Бажано, щоб значення  $Q_1$  становило не менш 20% максимальної витрати ТПУ. При цьому буде виключений вплив можливих протікань рідини. У цьому випадку менше значення витрати  $Q_2$  рекомендується вибирати не більше мінімальної витрати діапазону, тобто воно може бути й за межами робочого діапазону.

При неможливості забезпечення верхнього значення витрати  $Q_1$  більше 20 % від максимального вибирається можливе максимальне значення, причому це значення також може бути менше нижньої границі діапазону. Значення  $Q_2$  при цьому повинно бути не більше  $0,5 Q_1$ .

У деяких випадках результати повірки можуть містити систематичну похибку, яку можна виявити тільки спеціальною повіркою, наприклад,

визначенням об'єму ТПУ різними екземплярами еталонів або різними методами. Про вірогідність даних чергової повірки можна судити, порівнюючи їх з результатами попередніх і навіть первинної повірок. При цьому необхідно мати на увазі, що більшість розроблювачів і виготовлювачів ТПУ не нормує зміну об'єму від повірки до повірки, тому що вважається, що ТПУ повинна зберігати постійні метрологічні характеристики в межах міжповірочного інтервалу. Значення каліброваного об'єму ТПУ залежить не тільки від відстані між детекторами, але й від глибини занурення штока в трубу й зусилля на ньому, що задається пружиною. Тому що регулювання зазначених параметрів у конструкції більшості детекторів (вітчизняних й імпорتنних) не передбачені, то будь-яка їхня заміна приводить до деякої зміни об'єму каліброваної ділянки. Виключення становлять регульовані детектори угорського виробництва. Повірці ТПУ, проведеної 1 раз у рік або у два роки, передують технічне обслуговування з ревізією, ремонтом або заміною детекторів. Крім того, об'єм каліброваної ділянки згодом може змінитися внаслідок корозії, зношування труб або покриття, тобто зберегти його постійним протягом усього періоду експлуатації важко й у цьому немає необхідності. При повірці завжди визначається нове значення об'єму.

Без урахування впливу перерахованих факторів (заміни детекторів, зміни об'єму при експлуатації й т.д.) граничне відносне відхилення об'єму при черговій повірці ТПУ, мабуть, повинне бути не більше похибки визначення його середнього значення, тобто дорівнює сумі систематичної й випадкової складових:

$$\delta_0 = \Theta_{\Sigma} + t_{\alpha} S_0(\bar{V}), \quad (2.15)$$

де  $\Theta_{\Sigma}$  – сумарна систематична складова похибки ТПУ, %,  $S_0(\bar{V})$  – оцінка межі відносного СКВ середнього значення об'єму ТПУ.

Для оцінки зміни місткості від повірки до повірки були проаналізовані результати 119 повірок 69 ТПУ, випущених і повірених у різний час. Результати були згруповані за значенням відхилень  $\delta_{00}^*$  (%) від первинного

об'єму й  $\delta_{00}^{**}$  (%) від об'єму, отриманого при попередній повірці (табл. 2.5):

$$\delta_{00}^* = \frac{V - V_3}{V_3} \cdot 100 \quad \text{і} \quad \delta_{00}^{**} = \frac{V - V_{\text{пн}}}{V_{\text{пн}}} \cdot 100, \quad (2.16)$$

де  $V$  – об'єм при черговій повірці;  $V_3$  – об'єм при первинній повірці на заводі;  $V_{\text{пн}}$  – об'єм при попередній повірці.

Як видно з таблиці, розподіл повірок по  $\delta_{00}^*$  й  $\delta_{00}^{**}$  приблизно однаковий: близько 70 % цих розподілів відповідає відхиленню об'єму, не перевищуючого теоретичного значення, обчисленого по формулі (2.15).

Таблиця 2.6 – Аналіз повірок ТПУ, проведених у різний час

| Границі відхилень | Розподіл повірок, % |                    |
|-------------------|---------------------|--------------------|
|                   | $\delta_{00}^*$     | $\delta_{00}^{**}$ |
| 0–0,10            | 72                  | 67,8               |
| 0,010–0,15        | 13,5                | 8,5                |
| >0,15             | 19,3                | 23,7               |

Відхилення, що перевищують  $\delta_0$ , пояснюються впливом заміни детекторів, природною зміною об'єму каліброваної ділянки при експлуатації, похибкою еталона, суб'єктивними помилками при повірці й недостатньо твердим дотриманням умов останньої. Таким чином,  $\delta_{00}$  може бути використане в деяких випадках як додатковий критерій для оцінки вірогідності результатів чергової повірки. Зазначеним критерієм не можна користуватися, якщо проводився ремонт каліброваної ділянки або при значному зношуванні цієї ділянки (при інтенсивній експлуатації ТПУ, забрудненні рідини абразивними частками).

### **2.3 Розрахунок метрологічних характеристик турбінних перетворювачів витрати та трубопоршневих повірочних установок**

У методиці обробки результатів повірки ТПР і ТПУ використовуються

методи безпосереднього звіряння й за допомогою компаратора. Через особливості зазначених ЗВТ їхні метрологічні характеристики одержують розрахунковим шляхом як результати непрямих вимірювань. При статистичних непрямих вимірюваннях одержують ряд значень аргументів  $x_1, x_2, \dots, x_m$ , по яких за відомою залежністю  $y = f(x_1, x_2, \dots, x_m)$  визначають результат вимірювань і характеристики похибки. Існують два способи обробки результатів вимірювань.

Перший спосіб – приведення. Підставивши в розрахункову формулу узгоджені значення аргументів, отримані при кожному вимірюванні, обчислюють значення вимірюваної величини  $y = f(x_1, x_2, \dots, x_{m_i})$ . Визначену сукупність значень  $y = (y_1, y_2, \dots, y_m)$  можна розглядати як сукупність результатів прямих вимірювань й обробляти так само, як і результати останніх.

Цей спосіб дозволяє після кожного вимірювання відразу одержати результат, оцінити його значення й, таким чином, контролювати хід вимірювань. Однак він має обмежене застосування, оскільки незручно в тих випадках, коли функція  $y = f(x_1, x_2, \dots, x_{m_i})$  складна, і потрібні громіздкі обчислення для визначення результату вимірювань.

Другий спосіб заснований на розкладанні функції  $y = f(x_1, x_2, \dots, x_{m_i})$  у ряд Тейлора. Обмежившись лінійною частиною розкладання (у більшості випадків це цілком припустимо), визначають оцінку вимірюваної величини:

$$\bar{y} = f(\bar{x}_1, \bar{x}_2, \dots, \bar{x}_m), \quad (2.17)$$

де  $\bar{x}_j = \frac{\sum_{i=1}^n x_{ij}}{n}$ ,  $j = 1, \dots, m$  – оцінки аргументів.

Середньоквадратичне відхилення (СКВ) випадкової складової похибки визначають за значеннями СКВ аргументів, що мають випадкові похибки:

$$S^2(\mathbf{X}) = \sum_{i=1}^m \left( \frac{\partial y}{\partial x_i} \right)^2 S^2(X_i) + 2 \sum_{i,j=1}^m \frac{\partial y}{\partial x_i} \frac{\partial y}{\partial x_j} r_{ij} S(x_i) S(x_j), \quad (2.18)$$

де  $S(x_i)$  – СКВ аргументу  $x_i$ ;  $r_{ij}$  – коефіцієнт кореляції аргументів  $x_i$  й  $x_j$ ;  $m$  – число аргументів.

При відсутності кореляції між похибками аргументів:

$$S^2(\mathbf{X}) = \sum_{i=1}^m \left( \frac{\partial y}{\partial x_i} \right)^2 S^2(X_i). \quad (2.19)$$

Спосіб обробки необхідно вибирати з урахуванням виду розрахункової формули й наявності кореляції між аргументами. Крім того, можливість використання другого способу необхідно перевіряти, тому що не завжди  $\bar{y} = f(\bar{x}_1, \bar{x}_2, \dots, \bar{x}_m)$ . Розглянемо застосування обох способів обробки на прикладах повірки ТПУ й ТПР. Найбільш складний вид має розрахункова формула при повірці ТПУ за допомогою еталонної ТПУ й компаратора. Рівнянням вимірювання зазначеного методу повірки ТПУ є наступне:

$$V_{\Pi} = \bar{V}_0 \frac{N_{\Pi} K_1 K_2 K_5}{N_0 K_3 K_4 K_6}, \quad (2.20)$$

де  $V_{\Pi}$  – об'єм каліброваної ділянки ТПУ, що повіряється;  $\bar{V}_0$  – об'єм каліброваної ділянки еталонної ТПУ;  $N_{\Pi}$ ,  $N_0$  – число імпульсів, накопичених за одне вимірювання і відповідних  $V_{\Pi}$  й  $V_0$ ;  $K_1$ ,  $K_2$  і  $K_3$ ,  $K_4$  – коефіцієнти, що враховують вплив температури стінок ТПУ й тиску рідини на об'єми каліброваних ділянок "еталонної" і ТПУ, відповідно;  $K_5$ ,  $K_6$  – коефіцієнти, що враховують різницю температур і тиску рідини "еталонної" і ТПУ, що повіряється, відповідно.

Значення  $\bar{V}_0$  беруть зі свідцтва про повірку "еталонної" ТПУ. При повірці вимірюються  $N_{\Pi}$ ,  $N_0$ , температура рідини ( $t_u$  й  $t_0$ ) і тиск в обох установках. За значеннями двох останніх параметрів обчислюються поправочні коефіцієнти  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$ ,  $K_4$ ,  $K_5$ ,  $K_6$  за формулами виду:

$$K_x = 1 + a x, \quad (2.21)$$

де  $a$  – коефіцієнт впливу вимірюваної величини (коефіцієнт термічного розширення рідини й металу, стискальності рідини й впливу тиску на об'єм ТПУ);  $x$  – величина, що впливає (температура, тиск, різниця температур і тисків).

Для визначення (різними способами) об'єму ТПУ  $V_{\text{п}}$  і СКВ випадкової складової похибки необхідно насамперед перевірити незалежність аргументів, вимірюваних при повірці, тобто обчислити значення коефіцієнтів кореляції між ними. З урахуванням можливої взаємозалежності аргументів, що входять у формулу (2.20), можна припустити наявність кореляції між  $N_{\text{п}}$ ,  $N_0$ ,  $N_{\text{п}}/N_0$ , з одного боку, і поправочними коефіцієнтами, у формулу яких входить температура – з іншого (наприклад, кореляцію  $N$  і  $K_3$ ,  $N$  і  $K_5$ ). Між  $\bar{V}_0$  й іншими аргументами кореляція виключена, оскільки  $\bar{V}_0$  не вимірюється й входить у формулу (3.4) як детермінована величина.

В табл. 2.7 наведені значення коефіцієнтів кореляції, розраховані для різних пар аргументів по протоколах повірки ТПУ типу "Сапфір П 500-25" при випуску їх з виробництва. Як видно з табл. 2.7, коефіцієнти кореляції випадкові за знаком і значенням. Аргументи вважають залежними, якщо коефіцієнт кореляції між ними перевищує випадкове значення для даного числа вимірювань.

Таблиця 2.7 – Коефіцієнти кореляції, розраховані для пар аргументів

| Заводський<br>№ ТПУ | Аргументи |                     |                     |                          |
|---------------------|-----------|---------------------|---------------------|--------------------------|
|                     | N й t     | $N_{п}/N_0$ й $t_n$ | $N_{п}/N_0$ й $t_0$ | $N_{п}/N_0$ й $\Delta t$ |
| 108                 | –         | -0,03               | -0,01               | 0,34                     |
| 103                 | -0,68     | 0,24                | 0,24                | 0                        |
| 102                 | -0,61     | 0,63                | 0,63                | -0,47                    |
| 98                  | –         | -0,36               | -0,38               | -0,33                    |
| 97                  | –         | 0,11                | 0,11                | 0,11                     |
| 93                  | –         | 0,33                | -0,33               | –                        |

При звичайному числі вимірювань  $n=11$  при повірці ТПУ й рівні значимості 0,01 максимальне випадкове значення коефіцієнта кореляції дорівнює 0,69, тобто перевищує значення, наведені в табл. 2.7. Крім того, аргументи, що входять у формулу (2.20), вимірюються різними методами й засобами, що виключає можливість одночасної дії величин, що впливають, на результати їхніх вимірювань. Таким чином, аргументи, вимірювані при повірці ТПВ і ТПУ, можна вважати незалежними й СКВ розраховувати по формулі (3.3).

Результати розрахунку  $\bar{V}_{п}$ , і  $S_0(V)$  ТПУ двома вказаними способами (варіанти 1 й 2) наведені в табл. 2.8. По другому варіанті СКВ визначено за значенням СКВ аргументів  $N_{п}$  й  $N_0$ , що мають випадкові похибки:

$$S_0(V) = \sqrt{S_0^2(N_{п}) + S_0^2(N_0)}. \quad (2.22)$$

Таблиця 2.8 – Обробка результатів повірки ТПУ за трьома варіантами

| Тип ТПУ   | Варіант розрахунку | $\bar{V}_n, \text{м}^3$ | $S_0(V), \%$ |
|---|--------------------|-------------------------|--------------|
| “Ворр & Reuther”<br>протокол від<br>04.10.07 р.     | 1                  | 21,6986                 | 0,012        |
|   | 2                  | 21,9697                 | 0,015        |
|   | 3                  | 21,9692                 | 0,011        |
| “Ворр & Reuther”<br>протокол від<br>25.10.07 р.     | 1                  | 21,9694                 | 0,009        |
|   | 2                  | 21,9705                 | 0,013        |
|   | 3                  | 21,9694                 | 0,009        |
| “Ворр & Reuther”<br>протокол від<br>09.09.07 р.     | 1                  | 21,9700                 | 0,010        |
|   | 2                  | 21,9712                 | 0,010        |
|   | 3                  | 21,9715                 | 0,008        |
| “Ворр & Reuther”<br>протокол від<br>05.09.07р.      | 1                  | 21,9786                 | 0,023        |
|   | 2                  | 21,9794                 | 0,070        |
|   | 3                  | 21,9786                 | 0,027        |
| “Сапфір П-500 ”<br>протокол №108<br>від 30.10.07 р. | 1                  | 2,529618                | 0,010        |
|   | 2                  | 2,529568                | 0,280        |
|   | 3                  | 2,529623                | 0,011        |
| “Сапфір П-500”<br>протокол №103<br>від 19.09.07 р.  | 1                  | 2,523695                | 0,008        |
|   | 2                  | 2,523643                | 0,025        |
|   | 3                  | 2,523696                | 0,008        |
| “Сапфір П-500”<br>протокол №102<br>від 02.10.07 р.  | 1                  | 2,522009                | 0,008        |
|   | 2                  | 2,522077                | 0,017        |
|   | 3                  | 2,521993                | 0,007        |

Як видно з таблиці, значення об’єму ТПУ практично однакові при обох способах обробки – максимальна різниця між ними не перевищує 0,007%. Значення СКВ теж близькі, але за другим способом воно трохи більше, а в деяких випадках взагалі виходять перекручені значення: 0,07 % (протокол від 05.09.07 р. повірки ТПУ "Ворр & Reuther") і навіть 0,28 % (протокол від 30.10.07 р. повірки ТПУ "Сапфір П-500"). Це відбувається, коли в процесі повірки з якої-небудь причини стрибкоподібно змінюється коефіцієнт перетворення ТПР, використовуваного як компаратор, і, отже, число імпульсів  $N_n$  й  $N_0$ . Аналіз протоколів показує, що навіть при змінах  $N_n$  й  $N_0$  їхнє співвідношення  $K_v = N_n/N_0$  залишається стабільним.

При даному методі повірки необхідно правильно визначити співвідношення об’ємів еталонної ТПУ й ТПУ, що повіряють, тому в рівняння

вимірювання краще ввести співвідношення  $K_v = N_{\pi}/N_0$ . У таблиці наведені також результати розрахунку  $\bar{V}_{\pi}$  й  $\delta$  по формулах (3-й варіант):

$$\bar{V}_{\pi} = \bar{V}_0 \bar{K}_v \frac{\bar{K}_1 \bar{K}_2 \bar{K}_5}{\bar{K}_3 \bar{K}_4 \bar{K}_6}, \quad (2.23)$$

$$S_0(K_v) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (K_{v_i} - \bar{K}_v)^2}{n-1} \frac{100}{\bar{K}_v}}, \quad (2.24)$$

де  $\bar{K}_v, \bar{K}_1, \bar{K}_2, \bar{K}_3, \bar{K}_4, \bar{K}_5, \bar{K}_6$  – середні значення  $K_v, K_1, K_2, K_3, K_4, K_5, K_6$ .

Значення  $\bar{V}_{\pi}$  й СКВ по першому й третьому варіантах розрахунків збігаються. Таким чином, результати перевірки ТПУ можна обробляти першим і третім способами. Перевагу можна віддати формулі (2.23), тому що вона спрощує обчислення.

Похибку результату непрямих вимірювань можна визначити, обмежившись лінійною частиною розкладання функції в ряд Тейлора. Застосувавши цей прийом до рівняння вимірювання (2.23), одержимо:

$$\Delta V_{\pi} = \frac{\partial}{\partial V_0} \Delta V_0 + \frac{\partial}{\partial K_v} \Delta K_v + \frac{\partial}{\partial K_1} \Delta K_1 + \dots + \frac{\partial}{\partial K_6} \Delta K_6, \quad (2.25)$$

де  $\Delta V_{\pi}, \Delta V_0, \Delta V_v, \Delta K_1, \dots, \Delta K_6$  – абсолютні похибки величин  $V_{\pi}, V_0, K_v, K_1, \dots, K_6$ .

Відносна похибка (%) місткості ТПУ, що повіряють,

$$\delta V_{\pi} = \frac{\Delta V_0}{V_0} \cdot 100. \quad (2.26)$$

Визначивши часткові похідні  $\frac{\partial}{\partial V_0}, \frac{\partial}{\partial K_v}, \frac{\partial}{\partial K_1}, \dots, \frac{\partial}{\partial K_6}$ , підставивши їх в формулу (2.25) і позначивши відносні похибки через  $\delta \bar{V}_0, \delta K_v, \delta K_1, \dots, \delta K_6$ , одержимо:

$$\delta V_n = \delta \bar{V}_0 + \delta K_v + \delta K_1 + \dots + \delta K_g. \quad (2.27)$$

Таким чином, відносна похибка ТПУ, що повіряють, являє собою символічну суму відносних похибок аргументів, що входять у рівняння вимірювання (2.23). Формула (2.27) є формальною математичною моделлю похибки ТПУ. Однак користуватися нею в такому виді не можна, оскільки просте арифметичне додавання похибок приводить до надмірного завищення сумарної похибки. Тому необхідно, проаналізувавши всі її складові, виділити систематичні, випадкові, роздільно їх підсумувати й скласти композицію сумарної похибки ТПУ. В основному застосовуються два способи підсумовування систематичних і випадкових похибок ЗВ [14]. За першим способом визначають границі систематичної й випадкової складових і підсумовують їх арифметично:

$$\delta = \Theta_\Sigma + t_\alpha S_\Sigma, \quad (2.28)$$

де  $\Theta_\Sigma$  – границя сумарної невиключеної систематичної складової;  $S_\Sigma$  – сумарне СКВ випадкової складової похибки;  $t_\alpha$  – коефіцієнт розподілу.

Другий спосіб підсумовування застосовується в тих випадках, коли загальне число систематичних  $m$  і випадкових  $r$  складових  $m + r > 5$ , розподіл результуючої похибки близький до нормального. Обчислюють СКВ суми невиключених систематичних і випадкових похибок:

$$S_{\Sigma\Sigma} = \sqrt{S_\Theta^2 + S_\Sigma^2}, \quad (2.29)$$

де

$$S_\Theta^2 = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^m \Theta_i^2 \quad (2.30)$$

– дисперсія суми невиключених систематичних похибок. Потім визначають довірчу границю похибки:

$$\delta = t_{\Sigma} S_{\Sigma\Sigma}, \quad (2.31)$$

де  $t_{\Sigma}$  – коефіцієнт розподілу:

$$t_{\Sigma} = \frac{\Theta_{\Sigma} + t_{\alpha} S_{\Sigma}}{S_{\Theta} + S_{\Sigma}}. \quad (2.32)$$

Перший спосіб підсумовування похибок дає трохи завищені результати, другий – більш об'єктивні (систематичні й випадкові складові окремо розглядаються й підсумовуються як випадкові величини). Тому логічно прийняти за дисперсію сумарної похибки суму дисперсій відповідних складових, тобто:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_0^2(x_1) + S_0^2(x_2) + \dots + S_0^2(x_n)}, \quad (2.33)$$

де  $S_0(x_1), S_0(x_2), \dots, S_0(x_n)$  – СКВ випадкових похибок величин  $x_1, x_2, \dots, x_n$ .

На практиці частіше застосовується перший спосіб підсумовування систематичних і випадкових похибок як більш простий, хоча він дає трохи завищений результат.

Для оцінки границь загальної систематичної похибки необхідно підсумувати окремі елементарні складові. Просте арифметичне підсумовування в цьому випадку неприйнятне за двома причинами: імовірність того, що всі складові похибки одночасно приймуть крайні значення, досить мала; про складові похибки звичайно відомі тільки їхні границі. Таким чином, елементарні складові, з яких складається систематична похибка ЗВ, можна розглядати як реалізації випадкових величин, і тому їх потрібно підсумовувати статистично, методами математичної статистики. Дані методи засновані на побудові композиції законів розподілів похибок. Однак часто функції розподілу елементарних складових невідомі. Тому при повірці ЗВ звичайно оцінюють максимальне значення похибки. Якщо закон розподілу складових похибок невідомий, то приймають найгіршу форму функції розподілу. При цьому використовують наступне правило: якщо відомі тільки границі похибки,

то розподіл вважають рівномірним. Так, розподіл систематичних похибок термометрів і манометрів можна вважати рівномірним у межах їхніх границь.

Границя сумарної невиключеної систематичної складової похибки визначається в такий спосіб:

$$\Theta_{\Sigma} = K \sqrt{\sum_{i=1}^m \Theta_i} \text{ або } \Theta_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m \Theta_i, \quad (2.34)$$

де  $\Theta_i$  – складова систематичної похибки;  $K$  – поправочний коефіцієнт, що залежить від прийнятої довірчої ймовірності, числа доданків і співвідношення їхніх значень. Якщо  $m < 4$ , рекомендується  $\Theta_{\Sigma}$  обчислювати по обох формулах і брати менше значення, при  $m > 4$  користуються першою з них.

Для остаточного визначення математичної моделі похибки ТПУ проаналізуємо складові похибки, що входять у формулу (2.27). До систематичних складових похибки еталонної ТПУ, повіреної за допомогою ваг ЗГВ, відносять похибки

- ваг ЗГВ  $\Theta_v = 0,01 \%$ ;
- денсиметра  $\Theta_d = 0,01 \%$ ;
- перекидного пристрою  $\Theta_{\text{пер}}$ .

$$\Theta_{\text{пер}} = (\Delta T / V_0) Q \cdot 100\%, \quad (2.35)$$

де  $\Delta T$  – значення середнього розкиду часу перемикання перекидного пристрою, узятє зі свідотства про повірку,  $Q$  – витрата повірочної рідини; з деяким завищенням можна прийняти  $\Theta_{\text{пер}} = 0,005 \%$ .

Якщо еталонна ТПУ повірена по мірнику, його систематична похибка  $\Theta_m = 0,02 \%$ . Значення величини  $K_v$ , що представляє собою співвідношення двох випадкових величин, також є випадковою величиною й має тільки випадкову похибку.

Всі інші складові похибки поправочних коефіцієнтів обумовлені

похибками вимірювань температури й тиску. Тому що відомі тільки їхні граничні значення, а закон розподілу невідомий, вони повинні бути віднесені до невиключених систематичних похибок з рівномірним розподілом.

Відносні похибки поправочних коефіцієнтів (%) через похибки вимірюваних аргументів знаходять по формулі:

$$\Theta_x = \frac{1 + a(x + \Delta x) - (1 + ax)}{1 + ax} \cdot 100 = \frac{a\Delta x}{1 + ax} \cdot 100. \quad (2.36)$$

Тут  $\Delta x$  – абсолютна похибка вимірювань аргументу  $x$ . Тому що значення всіх поправочних коефіцієнтів  $K = 1 + ax$  близькі до одиниці, можна прийняти:

$$\Theta_x = a\Delta \cdot 100, \%. \quad (2.37)$$

Для оцінки складових  $\Theta_x$  необхідно оцінити похибки вимірювань температури й тиску. У формули для обчислення поправочних коефіцієнтів входять середні значення температури (тиску) або їхня різниця, які встановлюються за показниками термометрів (манометрів) на вході й виході ТПУ. Похибка термометрів, використовуваних при повірці, звичайно становить  $0,2^\circ\text{C}$ . Тому похибка різниці температур  $\Delta T = \sqrt{0,2^2 + 0,2^2} = 0,28^\circ\text{C}$ . Абсолютна похибка різниці тисків  $\Delta p$  становить  $0,056$  МПа при  $P = 4,0$  МПа,  $0,035$  МПа при  $P = 2,5$  МПа при використанні манометрів класу  $1,0$ .

Значення складових  $\Theta_x$  (%):

$$\Theta_{x_1} = (4,7 - 9,5) \cdot 10^{-4};$$

$$\Theta_{x_3} = (4,7 - 9,5) \cdot 10^{-4};$$

$$\Theta_{x_5} = 0,012 \div 0,024;$$

$$\Theta_{x_1} = 5 \cdot 10^{-4} \text{ (для ТПУ "Сапфир П-500");}$$

$$\Theta_{x_1} = 8 \cdot 10^{-4} \text{ (для ТПУ "Vorr \& Reuther");}$$

$$\Theta_{x_1} = 0,006.$$

У цих розрахунках прийняте  $\Delta p = 0,04$  МПа, тому що на переважній

більшості УОН тиск не перевищує 4 МПа.

Похибки оцінки постійних величин  $\beta_{ж}$  й  $F$  помітного впливу на загальну похибку не справляють. Як показують розрахунки, навіть при відносній похибці визначення  $\beta_{ж}$  й  $F$  5-10 % додаткова похибка результату вимірювань не перевищує 0,0015–0,002 %, тобто нехтовно мала.

Таким чином, тільки похибки  $\Theta_t$  й  $\Theta_p$  коефіцієнтів  $K_5$  і  $K_6$  сумірні з похибками використовуваних ЗВ, а інші складові систематичної похибки нехтовно малі. У результаті математична модель похибки ТПУ прийме вид:

$$\delta_0 = K\sqrt{\Theta_b^2 + \Theta_d^2 + \Theta_{пер}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_p^2} + t_\alpha S_0(V), \quad (2.38)$$

або

$$\delta_0 = K\sqrt{\Theta_m^2 + \Theta_{пер}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_p^2} + t_\alpha S_0(V). \quad (2.39)$$

Ці моделі не дуже зручні для використання, тому що мають багато складових. У свідоцтві про повірку ТПУ значення  $\Theta_b$ ,  $\Theta_d$ ,  $\Theta_{пер}$ ,  $\Theta_m$  звичайно не наводяться, а дається тільки сумарна систематична складова похибки. Доцільно у формули (2.38), (2.39) увести її значення, хоча це й приведе до деякого (приблизно на 10 %) завищення значення сумарної похибки. У цьому випадку формули (2.38) і (2.39) можна представити у вигляді:

$$\delta_0 = K\sqrt{\Theta_{\Sigma 0_1}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_p^2} + t_\alpha S_0(V). \quad (2.40)$$

де  $\Theta_{\Sigma 0_1}^2$  – границя сумарної систематичної складової похибки ТПУ 1-го розряду, використовуваної для повірки ТПУ 2-го розряду.

На практиці часто використовують датчики тиску, що мають границю допустимої похибки 0,5 %. При цьому складовою  $\Theta_p$  також можна зневажити. Аналогічно можна записати математичні моделі для ТПУ 1-го розряду й ТПР. Для ТПУ 1-го розряду:

– при повірці за допомогою повірочної установки на базі ваг ЗГВ:

$$\delta_0 = K\sqrt{\Theta_B^2 + \Theta_d^2 + \Theta_t^2} + t_\alpha S_0(V); \quad (2.41)$$

– при повірці за допомогою мірників:

$$\delta_0 = K\sqrt{\Theta_m^2 + \Theta_t^2} + t_\alpha S_0(V). \quad (2.42)$$

У цих формулах прийнято  $\Theta_p = 0$ , тому що при повірці на воді ця складова мізерно мала.

Для ТПР:

– при повірці за допомогою ТПУ 1-го розряду:

$$\delta_0 = K\sqrt{\Theta_{\Sigma O_1}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_k^2} + t_\alpha S_0(V); \quad (2.43)$$

– при повірці за допомогою ТПУ 2-го розряду:

$$\delta_0 = K\sqrt{\Theta_{\Sigma O_2}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_k^2} + t_\alpha S_0(V), \quad (2.44)$$

де

$$\Theta_t = \beta_\pi \Delta t \cdot 100, \% . \quad (2.45)$$

У формулах (3.25)–(3.29) всі складові, у тому числі й СКВ  $S_0(V)$ , є відносними похибками. При використанні ТПР із корекцією по витраті можна прийняти  $\Theta_k = 0$ .

Тепер можна розрахувати максимальні значення (границі) похибки ТПР і ТПУ при різних методах повірки. Вихідні дані:  $\Theta_B = 0,01\%$ ,  $\Theta_d = 0,01\%$ ,  $\Theta_{\text{пер}} = 0,005\%$ ,  $\beta_B = 2,6 \cdot 10^{-4}$ ,  $\beta_\pi = 8,5 \cdot 10^{-4}$ ,  $F_B = 49,1 \cdot 10^{-5}$ ,  $F_\pi = 1 \cdot 10^{-3}$ ,  $\Theta_m = 0,02\%$ ,  $p_{\text{max}} = 4,0 \text{ МПа}$ ,  $\Delta t_{\text{max}} = 0,4^\circ\text{C}$ ,  $\Delta p_{\text{max}} = 0,15 \text{ МПа}$ ,  $\Delta t = (0,14-0,28)^\circ\text{C}$ ,  $S_0(V) = 0,01$  и  $0,015\%$ ;  $\delta = 0,02\%$ ,  $\alpha = 0,99$  для ТПУ й  $0,95$  для ТПР, кількість вимірювань – не менш 11. Результати розрахунків наведені в табл. 2.9.

Аналіз таблиці показує, що всі ТПУ 1-го розряду мають межі похибки не більше  $0,05\%$ , а похибка ТПУ 2-го розряду не перевищує  $0,06\%$  і вони можуть бути допущені до експлуатації з границею допустимої похибки  $0,1$  за ГОСТ

8.510-84 [13]

Похибка ТПР у точках діапазону витрат становить:

- при повірці по ТПУ 1-го розряду 0,07-0,08 %;
- при повірці по ТПУ 2-го розряду 0,08-0,10 %.

Таблиця 2.9 – Максимальні значення похибки ТПР і ТПУ

| Вид повірки                       | $\Theta_{\text{в}}$<br>( $\Theta_{\text{м}}$ ),<br>% | $\Theta_{\text{д}}$ ,<br>% | $\Theta_{\text{пер}}$ ,<br>% | $\Theta_{\text{т}}$ ,<br>% | $\Theta_{\text{р}}$ | $\Theta_{\Sigma}$ , % | $\delta_{0\text{max}}$ , % |                     |
|-----------------------------------|--|----------------------------|------------------------------|----------------------------|---------------------|-----------------------|----------------------------|---------------------|
|                                   |  |                            |                              |                            |                     |                       | $S_0(V)=$<br>0,01%         | $S_0(V)=$<br>0,015% |
| 1. Повірка ТПУ на вагах ЗГВ       | 0,01   | 0,01                       | 0,005                        | 0,0073                     | –                   | 0,023                 | 0,036                      | 0,043               |
| 2. Повірка ТПУ по мірнику         | 0,02   | –                          | –                            | 0,0073                     | –                   | 0,025                 | 0,038                      | 0,045               |
| 3. Повірка ТПУ по ТПУ на воді:    |  |                            |                              |                            |                     |                       |                            |                     |
| а) зразкова ТПУ повірена на вагах | 0,01   | 0,01                       | 0,005                        | 0,073                      | –                   | 0,023                 | 0,035                      | 0,041               |
| б) зразкова ТПУ повірена по мірн. | 0,02   | –                          | –                            | 0,0073                     | –                   | 0,025                 | 0,038                      | 0,043               |
| 4. Повірка ТПУ по ТПУ на нафті    |  |                            |                              |                            |                     |                       |                            |                     |
| а) зразкова ТПУ повірена на вагах | 0,01   | 0,01                       | 0,005                        | 0,024                      | 0,0056              | 0,040                 | 0,05                       | 0,054               |
| б) зразкова ТПУ повірена по мірн. | 0,02   | –                          | –                            | 0,024                      | 0,0056              | 0,044                 | 0,054                      | 0,058               |
| Повірка ТПР                       | $\Theta_{\Sigma \text{ тпу}}$                        |                            |                              |                            |                     |                       |                            |                     |
| а) по ТПУ 1-го разр.              | 0,025  | –                          | –                            | 0,024                      | 0,0056              | 0,039                 | –                          | 0,080               |
| б) по ТПУ 2-го разр.              | 0,044  | –                          | –                            | 0,024                      | 0,0056              | 0,055                 | –                          | 0,096               |

#### 2.4 Співвідношення похибок засобів повірки й засобів вимірювань.

Питання про співвідношення похибок засобів повірки й засобу вимірювань, що повіряють, має не тільки теоретичне, але й практичне значення, оскільки від цього співвідношення багато в чому залежать методи повірки, обсяг вимірювань й обробки їхніх результатів. Практично прийнято вважати, що це співвідношення повинне бути не більше ніж 1:3. Однак забезпечити це співвідношення вдається не завжди. У цих ситуаціях

доводиться перевірку проводити за спеціальними методиками багаторазовими вимірюваннями. При розрахунку похибки використовувалися фактичні значення метрологічних характеристик засобів вимірювань, що іноді приводило до парадоксального явища, коли похибка засобу, що перевіряють, наприклад ТПР, виходила менше похибки ТПУ. Це пояснюється наступним. Похибку ТПР визначають по формулі:

$$\delta_{\text{ТПР}} = \Theta_{\text{ТПР}} + t_{0,95} S_0(K), \quad (2.46)$$

де  $\Theta_{\text{ТПР}}$  – систематична складова похибки ТПР;  $S_0(K)$  – СКВ випадкової складової похибки ТПР;  $t_{0,95}$  – квантиль розподілу Стьюдента при довірчій імовірності 0,95.

Похибку ТПУ знаходять з виразу:

$$\delta_{\text{ТПУ}} = \Theta_{\text{ТПУ}} + t_{0,99} S(V), \quad (2.47)$$

де  $\Theta_{\text{ТПУ}}$  – систематична складова похибки ТПУ;  $S(V)$  – СКВ випадкової складової похибки ТПУ;  $t_{0,99}$  – квантиль розподілу Стьюдента при довірчій імовірності 0,99.

Похибка ТПР може дорівнювати або бути менше похибки ТПУ за умови:

$$\Theta_{\text{ТПР}} + t_{0,95} S_0(K) \leq \Theta_{\text{ТПУ}} + t_{0,99} S(V) \quad (2.48)$$

або

$$S_0(K) \leq \frac{t_{0,99}}{t_{0,95}} S(V) - \frac{\Theta_{\text{ТПР}} - \Theta_{\text{ТПУ}}}{t_{0,95}}. \quad (2.49)$$

Як показує аналіз протоколів перевірок, СКВ випадкової складової похибки ТПР змінюється від 0,002 до 0,05%, а СКВ ТПУ – від 0,002 до 0,025%. При такому розмаху значень СКВ досить часто може виникнути умова  $\delta_{\text{ТПР}} \leq \delta_{\text{ТПУ}}$ . Аналіз показує, що практично  $\Theta_{\text{ТПР}} - \Theta_{\text{ТПУ}} = 0,015 - 0,01$  %. СКВ ТПУ становить 0,015 %. Тоді СКВ ТПР, при якому  $\delta_{\text{ТПР}} \leq \delta_{\text{ТПУ}}$ , повинно бути не більше:

$$S_0(K) \leq \frac{3,17}{2,23} \cdot 0,015 - \frac{0,015 - 0,01}{2,23} \leq 0,019 \% \text{ (табл. 2.10).}$$

Таблиця 2.10 – Значення СКВ ТПР із протоколів 473 повірок

| $S_0(K)$ , % | Кількість ТПР | Частка, % |
|--------------|---------------|-----------|
| До 0,0       | 190           | 40,2      |
| До 0,015     | 316           | 66,8      |
| До 0,018     | 365           | 77,8      |
| До 0,02      | 420           | 88,8      |
| Більше 0,02  | 53            | 11,2      |

Виникнення "парадокса" –  $\delta_{\text{ТПР}} \leq \delta_{\text{ТПУ}}$  або  $\delta_{\text{нов. ТПУ}} \leq \delta_{\text{обр. ТПУ}}$  пояснюється також наступним. При випуску з виробництва повірка ТПУ здійснюється на воді. Багаторічним досвідом розробки, випробувань і застосування ТПУ встановлено, що СКВ випадкової складової її похибки залежить від умов повірки: роду рідини, її в'язкості, змазуючої здатності, пульсації витрати рідини й ін. При збереженні постійного значення об'єму каліброваної ділянки можуть виходити значення СКВ, що істотно відрізняються один від одного, як показує аналіз, від 0,003 до 0,025 залежно від умов повірки.

При повірці ТПУ в стендових умовах на воді великий вплив становить змазуюча здатність води, що викликає збільшення сил тертя в детекторах і при русі поршня, "м'яка" гідравлічна характеристика системи "насос – обв'язка – ТПУ", що викликає пульсацію витрати. Просте змазування поршня консистентним мастилом значно зменшує значення СКВ ТПУ. Тому СКВ ТПУ, визначене в стендових умовах, може виявитися значно більшим, ніж СКВ системи ТПУ– ТПР на нафті з гарною змазуючою здатністю, і на нафтопроводі зі стабільною витратою. Був проведений аналіз співвідношення фактичних значень похибок еталонних і повірених ТПУ під час 114 повірок. У табл. 2.11 включені результати повірок 90 ТПУ "Сапфір-500" при випуску з виробництва й 24 ТПУ при експлуатації. Нерівність  $\delta_{\text{нов. ТПУ}} \leq \delta_{\text{обр. ТПУ}}$  спостерігається в основному при повірках ТПУ на нафті на місці експлуатації й пояснюється

поліпшенням метрологічних характеристик ТПУ при роботі на нафті. Таким чином, похибка ТПУ, особливо її випадкова складова, при повірці в стендових умовах часто визначається точнісними можливостями стенда й отримані на стенді похибки при експлуатації не виявляються. Наочним свідченням є те, що в багатьох випадках СКВ засобів вимірювань, що повіряють, менше СКВ ТПР або ТПУ, зазначеного у свідоцтві.

## **2.5 Вплив кількості вимірювань при повірці на метрологічні характеристики ТПР і ТПУ**

Повірку ТПР і ТПУ виконують із застосуванням багаторазових вимірювань, значення їхніх метрологічних характеристик визначають за допомогою методів математичної статистики. Основними метрологічними характеристиками, властивими самим засобам вимірювань, значення яких залежать від кількості вимірювань, є: для ТПР – коефіцієнт перетворення й СКВ випадкової складової похибки, для ТПУ – місткість каліброваної ділянки й СКВ випадкової складової похибки.

З математичної статистики відомо, що чим більше вимірювань проведено, тим достовірніше результат. Питання про мінімальне число вимірювань повинно вирішуватися для кожного конкретного засобу вимірювання виходячи з поставлених цілей й одержуваних практичних результатів. В СПКБ НПО "Нафто-автоматика" були проведені дослідження для визначення оптимальної кількості вимірювань при повірці ТПР і ТПУ. При цьому був використаний наступний метод. За експериментальним даними, отриманими при повірці декількох десятків ТПР і ТПУ різних типів, були обчислені для кожного екземпляра коефіцієнт перетворення ТПР (місткість ТПУ) і СКВ випадкової складової при числі вимірювань  $n$  від 3 до 11. Потім були визначені значення відхилення коефіцієнта перетворення ТПР (місткості

ТПУ), отриманого при різних  $n$ , від результату, отриманого при  $n = 11$ , що вважається достатнім

$$\delta K = \frac{K_n - K_{11}}{K_{11}} \cdot 100, \% \quad (2.50)$$

або

$$\delta V = \frac{V_n - V_{11}}{V_{11}} \cdot 100, \% \quad (2.51)$$

де  $K_n, V_n$  – значення коефіцієнта й місткості при  $n$  вимірюваннях;  
 $K_{11}, V_{11}$  – значення коефіцієнта й місткості при 11 вимірюваннях.

На рис. 2.4 у графічному виді в координатах  $n - \delta V$  наведені результати розрахунків для 10 екземплярів ТПУ різних типів, повірених за допомогою вагової повірочної установки (суцільні лінії) і еталонних мірників 1-го розряду (пунктирні лінії). Як видно з рисунка, розкид відхилень  $\delta V$  становить від -0,015 до 0,005 %, а при  $n > 7$  – не перевищує  $\pm 0,0025$  %. Отже, середнє значення місткості практично постійне при числі вимірювань  $n > 7$ .

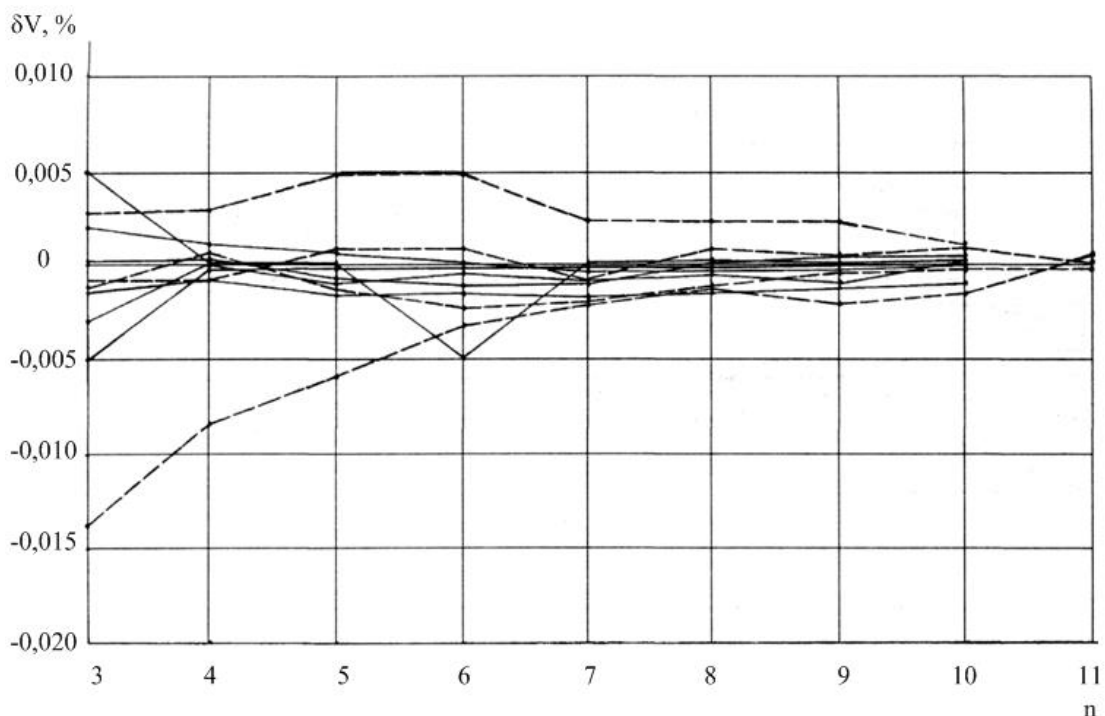


Рисунок 2.4 – Залежність місткості ТПУ від кількості вимірювань

На рис. 2.5 на графік нанесені значення СКВ випадкової складової похибки тих же ТПУ при кількості вимірювань від 3 до 11. Із графіка видно, що вони знаходяться у межах від 0,002 до 0,005 %, тобто в допустимих межах. Аналізуючи обидва графіка, можна зробити висновок, що число вимірювань при повірці ТПУ за допомогою повірочних установок на базі грузопоршневих ваг й еталонних мірників 1-го розряду може бути прийнято рівним 7. Таким же методом було отримано достатнє число вимірювань при повірці ТПР у точці діапазону  $n = 5$  і при повірці ТПУ 2-го розряду за допомогою ТПУ 1-го розряду з компаратором –  $n = 11$ . У результаті було обґрунтовано істотне зменшення числа вимірювань: при повірці ТПР в 2,2 рази; при повірці ТПУ 1-го розряду – в 1,6 рази. Останнє особливо важливо, оскільки повірка ТПУ за допомогою ваг і мірників вимагає дуже великих витрат праці й часу. Досить сказати, що одне вимірювання місткості ТПУ пропускнуою здатністю  $4000 \text{ м}^3/\text{ч}$  за допомогою мірника іноді займає цілу зміну.

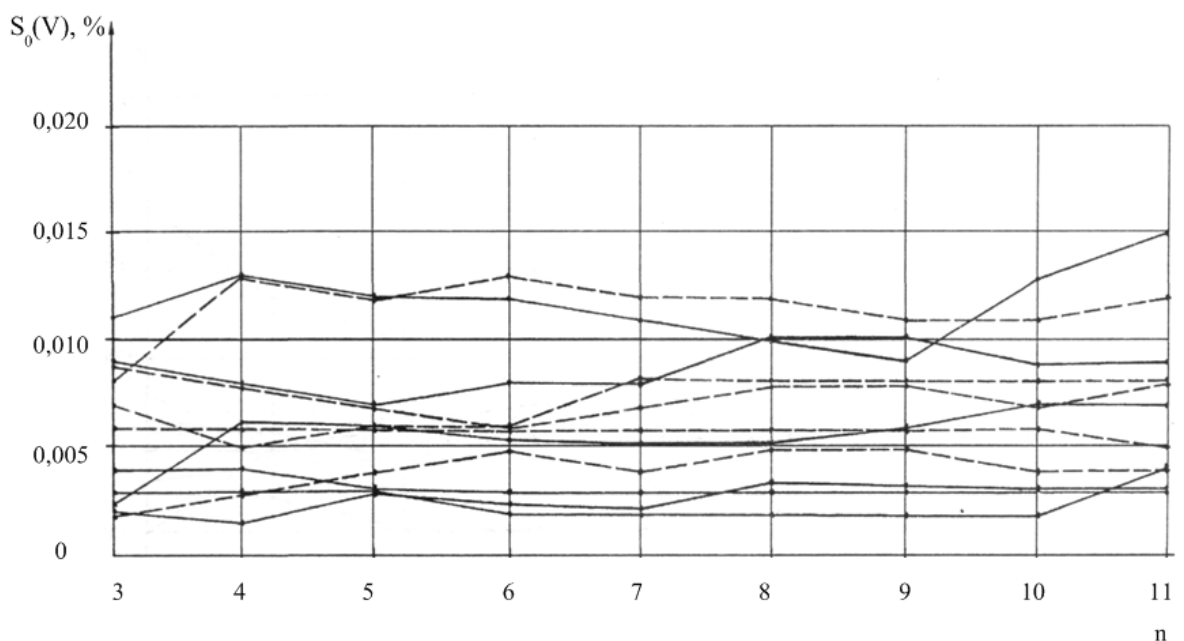


Рисунок 2.5 – Розподіл СКВ випадкової складової похибки ТПУ

## **3 ПОВІРКА ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАНЬ, ЩО ВИКОРИСТОВУЮТЬСЯ НА УСТАНОВКАХ ОБЛІКУ НАФТИ**

### **3.1 Повірка перетворювачів витрати**

Лічильники, що використовуються в установках обліку нафти (нафтопродуктів), можуть мати різний склад залежно від функцій, виконуваних системою обробки інформації. Наприклад, турбінні лічильники можна використовувати повністю з перетворювачем витрати, попереднім підсилювачем й електронним перетворювачем (вторинним приладом), або частково з перетворювачем витрати й попереднім підсилювачем, або тільки з перетворювачем витрати. Оскільки перетворювач витрати й електронні перетворювачі мають зовсім різні метрологічні характеристики, то потрібні й різні методи й засоби повірки (як правило, їх повіряють окремо один від одного). При цьому перетворювач витрати повинен мати сформований сигнал, зручний для сприйняття й обробки, звичайно частотноімпульсний. Надалі під "перетворювачем витрати" будемо мати на увазі власно перетворювач і пристрій для підсилення й формування вихідного сигналу (передпідсилювач, вторинний прилад, канал формування сигналу в систему обробки інформації).

Нижче приводиться опис методів і засобів повірки перетворювачів витрати, розроблених на основі результатів досліджень метрологічних характеристик і методів повірки УОН.

### **3.2 Повірка турбінних перетворювачів витрати на комерційних УОН**

Основним засобом повірки ТПР є трубопоршневі установки (ТПУ), що використовуються в комплекті з іншими допоміжними засобами вимірювань: датчиками температури й тиску (термометрами й манометрами), лічильниками

імпульсів, частотомірами, віскозиметрами й ін. [15] На комерційних УОН для обліку товарної нафти й нафтопродуктів повірку перетворювачів роблять на місці експлуатації без демонтажу, у комплекті з елементами вимірювальних ліній (струмовипрямлячами, прямими ділянками). Для цього УОН оснащують стаціонарною ТПУ або, при витратах до  $500 \text{ м}^3/\text{г}$ , використовують пересувні ТПУ.

При повірці перетворювачів за допомогою ТПУ засоби повірки з'єднують із перетворювачем, що повіряють, і між собою у відповідності зі схемою, наведеній на рис 3.1, й експлуатаційною документацією перетворювача й засобів повірки.

Перетворювач, що повіряють, 1 і ТПУ 2 з'єднують послідовно, причому послідовність їхнього взаємного розташування значення не має. Повинна бути усунута можливість витоків нафти на ділянках між перетворювачем і ТПУ, між входом і виходом ТПУ. Засувки 31, 32, 33 на лініях, що з'єднують ці ділянки з іншими трубопроводами, або на відгалуженнях між входом і виходом ТПУ повинні мати пристрої для контролю герметичності їхніх затворів, наприклад, у вигляді контрольних клапанів, укручених у нижню частину корпусів. При відсутності на засувках таких пристроїв необхідно передбачити установку послідовно двох засувок, між якими встановлюють контрольний клапан. Якщо засоби контролю відсутні, то засувки в процесі повірки повинні бути заглушені. Регулювання витрати продукту роблять за допомогою регулятора витрати 3, розташованого після перетворювача й ТПУ.

Посилений і сформований вторинним приладом (передпідсилювачем) 9 сигнал перетворювача 1 подається на вхід ПОІ. Керування відліком кількості імпульсів сигналу перетворювача здійснюється сигналами детекторів ТПУ Д1 і Д2 по каналах "старт" й "стоп". Тими ж сигналами здійснюється керування частотоміром Ч, що працює в режимі вимірювання інтервалу часу. Якщо ТПУ двоспрямована, то перемикач детекторів при русі поршня "уперед" й "назад" здійснюють перемикачем П. Імпульси сигналу перетворювача при русі поршня

в різних напрямках ("уперед" й "назад") ПОІ накопичує окремо за кожним напрямком. Сигнали термометрів і манометрів від вторинних приладів 7, 8 подають на відповідні входи УОІ.



Зміна в'язкості продукту на УОН у процесі повірки не повинна перевищувати допустимих границь для даного типу перетворювачів витрати. Витрата продукту через перетворювач повинна бути стабільною. Відхилення витрати від устанавленого значення в процесі повірки не повинне перевищувати  $\pm 2,5$  %. Вміст вільного газу в нафті не допускається. Для виключення кавітації надлишковий тиск у трубопроводі після перетворювача, що повіряють, і ТПУ в процесі повірки повинен бути не нижче найменшого значення, визначеного по формулі:

$$p_{\min} = 2,06p_n + 2 \Delta p \quad (3.1)$$

де  $p_n$  – абсолютний тиск насичених парів продукту, визначений за допомогою бомби Рейду при максимальній температурі продукту на УОН за ДСТУ 4160:2003 [16], МПа;  $\Delta p$  – перепад тиску в перетворювачі, МПа (з паспорта на перетворювач).

Перед повіркою, щоб виключити вплив випадкових факторів, необхідно:

1. Ретельно перевірити відсутність газу (повітря) у ТПУ, фільтри й вимірювальній лінії в такий спосіб: через перетворювач і ТПУ встановити витрату продукту в межах робочого діапазону й перевірити відсутність газу (повітря), відкриваючи крани, розташовані у вищих точках. Здійснюють кілька разів пуск поршня, перевіряючи після кожного пуску відсутність газу (повітря). Вважається, що газ (повітря) вилучений повністю, якщо із кранів витікає струмінь продукту без газових (повітряних) пухирців.

2. Перевірити герметичність системи (перетворювачі, ТПУ, засувки й трубопроводи), для чого встановити найбільшу витрату продукту робочого діапазону при робочому тиску. Тиск на виході вимірювальної лінії (перед регулятором витрати 3) повинен бути не нижче  $p_{\min}$ . Не допускаються течі або поява крапель продукту протягом 5 хв.

3. Перевірити герметичність затворів засувок, через які можливі витіки продукту, що впливають на результати вимірювань при повірці.

4. Перевірити стабільність температури продукту в такий спосіб:

зареєструвати показання термометрів, установлених біля перетворювача, на вході й виході ТПУ. Запустити поршень ТПУ. Після проходження поршня знімають показання термометрів. Температуру вважають стабільною, якщо за час одного проходження поршня від одного детектора до іншого (у двоспрямованих ТПУ – в обох напрямках) зміна показань всіх термометрів не перевищує  $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

При відсутності автоматичних віскозиметра й густиноміра на УОН роблять відбір проби продукту й вимірюють кінематичну в'язкість і густину при робочій температурі в аналітичній лабораторії.

Метрологічні характеристики визначають у робочому діапазоні витрат. Градувальну характеристику перетворювача визначають як функцію, що описує залежність між коефіцієнтом перетворення перетворювача  $K_j$  і витратою продукту  $Q$  або частотою вихідного сигналу перетворювача  $f$ , або узагальненим параметром  $(f/n)$ , що враховує й в'язкість нафти. Залежно від способу реалізації градувальної характеристики у вторинному приладі лічильника або пристрої обробки інформації УОН, градувальну характеристику представляють у вигляді:

- постійного числа – значення коефіцієнта перетворення перетворювача в усьому робочому діапазоні витрат;
- ряду постійних чисел – значень коефіцієнта перетворення в різних піддіапазонах витрати, наприклад, (20-40), (40-60), (60-80), (80-100) % від найбільшої витрати перетворювача;
- таблиці значень витрати нафти й відповідних їм значень коефіцієнта перетворення;
- ламаної лінії, що з'єднує значення коефіцієнта перетворення при різних витратах; полінома (або іншої функції), що апроксимує градувальну характеристику.

Для побудови градувальної характеристики перетворювача визначають коефіцієнт перетворення при крайніх значеннях витрати робочого діапазону й

значеннях, обраних усередині цього діапазону з інтервалом 10-20 %. На ділянках діапазону, на яких крутість характеристики більше, може бути обраний менший інтервал.

Для перетворювачів витрати із пристроєм обробки інформації, який дозволяє реалізувати функцію, що апроксимує градувальну характеристику, кількість точок усередині діапазону витрат вибирають із урахуванням можливостей цього пристрою. Наприклад, для вимірювальних ліній фірми ISW (Японія) градувальну характеристику перетворювача визначають у вигляді полінома другого порядку:

$$K = A \lg^2(f/n) + B \lg(f/n) + C. \quad (3.2)$$

Для побудови градувальної характеристики визначають коефіцієнти перетворення при крайніх значеннях робочого діапазону параметра  $(f/n)$  і значеннях, обраних усередині цього діапазону з інтервалом 10 % від  $[(f/n)_{\max} - (f/n)_{\min}]$ . Кількість точок  $(f/n)$ , у яких роблять вимірювання, повинне бути не менш 12. Метрологічні характеристики перетворювача витрати визначають у наступній послідовності. Установлюють витрату в  $j$ -й точці робочого діапазону –  $Q_j$ . Запускають поршень ТПУ. За сигналом першого детектора починають відлік кількості імпульсів сигналу перетворювача. У процесі вимірювання (руху поршня від одного детектора до іншого) фіксують значення температури й тиску рідини в перетворювачі, температури рідини й тиску на вході й виході ТПУ. За сигналом другого детектора вимірювання припиняють. Після кожного вимірювання фіксують середні значення температури рідини в ТПУ, тиску, значення температури й тиску в перетворювачі, кількість імпульсів сигналу перетворювача.

Якщо кількість імпульсів вихідного сигналу перетворювача, що відповідає проходженню поршня в одному напрямку, менше  $10^4$ , то необхідно враховувати частки періоду проходження імпульсів з точністю 0,1 періоду шляхом інтерполяції імпульсів. Інтерполяцію імпульсів звичайно роблять

автоматично за допомогою пристрою обробки інформації.

При застосуванні двонаправлених ТПУ описані вище операції роблять при русі поршня "уперед" – від детектора Д1 до детектора Д2 і "назад" – від детектора Д2 до детектора Д1. При цьому пуск поршня в кожному напрямку допускається вважати за одне вимірювання, якщо у свідоцтві про атестацію (повідку) ТПУ зазначені метрологічні характеристики для кожного напрямку руху поршня.

При даному значенні витрати роблять не менш п'яти вимірювань і не менш 11 вимірювань у робочому діапазоні витрати. Наприклад, якщо визначають метрологічні характеристики при одному значенні витрати, то число вимірювань повинне дорівнювати 11 ( $1 \times 11$ ), при двох значеннях витрати – відповідно 12 ( $2 \times 6$ ), при трьох значеннях – 15 ( $3 \times 5$ ), при чотирьох – 20 ( $4 \times 5$ ) і т.д. Обґрунтування кількості вимірювань було наведено в п. 5.

Для оцінки результатів вимірювань у даній точці діапазону визначають СКВ випадкової складової похибки перетворювача по формулі:

$$S_{0j} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (\delta_{ij})^2}{n_j - 1}}, \quad (3.3)$$

де

$$\delta_{ij} = \frac{N_{ij} - \bar{N}_j}{N_j} \cdot 100 \quad (3.4)$$

– відносна випадкова похибка (%) при  $i$ -му вимірюванні в  $j$ -й точці діапазону;  $\bar{N}_j$  – середня кількість імпульсів в  $j$ -й точці діапазону;  $N_{ij}$  – кількість імпульсів, накопичена за  $i$ -е вимірювання в  $j$ -й точці робочого діапазону витрат;  $n_j$  – кількість вимірювань в  $j$ -й точці діапазону витрат. Значення  $S_{0j}$  є ефективною характеристикою якості перетворювача і його повірки. Для робочого й контрольного перетворювачів повинна виконуватись умова:

$$S_{0j} \leq 0,02\% \quad (3.5)$$

Якщо зазначена умова виконується, то визначають і фіксують середнє

значення коефіцієнта перетворення  $K_j$  по формулі:

$$K_j = \frac{\bar{N}_j}{\bar{V}_j}, \quad j = 1, \dots, m, \quad (3.6)$$

де

$$\bar{N}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} N_{ij}}{m}; \quad (3.7)$$

$m$  – число точок діапазону:

$$\bar{V}_j = V_0 \bar{K}_{tpj} \quad (3.8)$$

де  $V_0$  – місткість ТПУ в нормальних умовах;  $\bar{K}_{tpj}$  – середнє значення поправочного коефіцієнта, що враховує вплив температури й тиску продукту в перетворювачі й у ТПУ на місткість ТПУ при вимірюваннях в  $j$ -й точці:

$$K_{tpj} = \left[ 1 + 3\alpha_t (\bar{t}_y - 20) \right] \left[ 1 + \beta_{ж} (\bar{t}_{пр} - \bar{t}_y) \right] \left[ 1 + F(\bar{p}_y - \bar{p}_{пр}) \right] \left( 1 + \frac{0,95V}{E \cdot S} \bar{p}_y \right), \quad (3.9)$$

де  $\alpha_t$  – коефіцієнт лінійного розширення матеріалу стінок ТПУ,  $^{\circ}C^{-1}$ ;  $E$  – модуль пружності матеріалу стінок ТПУ, МПа;  $d$  – внутрішній діаметр каліброваної ділянки ТПУ, мм;  $S$  – товщина стінок ТПУ, мм;  $\beta_{ж}$  – коефіцієнт об'ємного розширення рідини,  $^{\circ}C^{-1}$ ;  $\bar{t}_{пр}$  – середня температура продукту у перетворювача за період вимірювань у точці діапазону,  $^{\circ}C$ ;  $\bar{t}_y$  – середня температура в ТПУ за період вимірювань у точці діапазону,  $^{\circ}C$ ;  $F$  – коефіцієнт стискальності рідини,  $MPa^{-1}$ ;  $\bar{p}_{пр}$  – середній тиск у перетворювача за період вимірювань у точці діапазону,  $^{\circ}C$ ;  $\bar{p}_y$  – середній тиск ТПУ за період вимірювань у точці діапазону, МПа;

$$\bar{t}_y = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} t_y}{n_j}; \quad (3.10)$$

$$\bar{t}_{\text{пр}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} t_{\text{пр}}}{n_j}; \quad (3.11)$$

$$\bar{p}_y = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} p_y}{n_j}; \quad (3.12)$$

$$\bar{p}_{\text{пр}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} p_{\text{пр}}}{n_j}, \quad (3.13)$$

де  $t_y, p_y$  – температура й тиск у ТПУ за  $i$ -е вимірювання в  $j$ -й точці;  
 $t_{\text{пр}}, p_{\text{пр}}$  – температура й тиск у перетворювачі за  $i$ -е вимірювання в  $j$ -й точці.

Якщо умова (3.5) в  $j$ -й точці діапазону не виконується, то необхідно проаналізувати результати вимірювань і з'ясувати причини незадовільного результату повірки. Якщо явних причин немає, то перевіряють статистичним шляхом наявність грубої похибки (аномального результату). Якщо який-небудь результат буде виключений як аномальний, то роблять додаткове вимірювання і знову визначають  $S_{0j}$ . Якщо після цього умова (3.5) виконується, то переходять до наступного значення витрати. Якщо умова не виконується й після проведення додаткового вимірювання, повірку припиняють.

Операції вимірювань, описані вище, роблять у всіх обраних точках діапазону витрат. За результатами вимірювань у всіх точках діапазону визначають СКВ випадкової складової похибки по формулі:

$$S_0(K) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (\delta_{ij})^2}{n-1}}, \quad (3.14)$$

де  $n = n_j m$  – число всіх вимірювань. Повинна виконуватися умова  $S_0(K) \leq 0,02 \%$ . Якщо  $S_0(K) > 0,02 \%$ , то повірку припиняють. Якщо умова виконується, то за результатами вимірювань градувальну характеристику перетворювача представляють у тому виді, у якому вона реалізується в

пристрої обробки інформації.

Відносну похибку перетворювача визначають по формулі:

$$\delta_0 = \Theta_{\Sigma} + t_{0,95} S_0(K), \quad (3.15)$$

де  $\Theta_{\Sigma}$  – границя сумарної систематичної складової похибки перетворювача;  $t_{0,95}$  – квантиль розподілу Стюдента при довірчій імовірності 0,95.

$$\Theta_{\Sigma} = 1,1 \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_k^2}, \quad (3.16)$$

де  $\Theta_{\Sigma 0}$  – границя сумарної систематичної складової похибки ТПУ (беруть зі свідоцтва про повірку ТПУ);  $\Theta_t$  – границя невиключеного залишку систематичної похибки, обумовленої похибкою вимірювання температури;  $\Theta_k$  – систематична складова похибки перетворювача за рахунок усереднення коефіцієнта перетворення (%):

$$\Theta_t = \beta \cdot \Delta t \cdot 100, \quad (3.17)$$

де  $\beta$  – коефіцієнт об'ємного термічного розширення продукту,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ;  $\Delta t$  – сумарна абсолютна похибка вимірювання різниці температур у ТПУ й у перетворювачі,  $^{\circ}\text{C}$ :

$$\Delta t = \sqrt{\Delta t_{\text{пр}}^2 + \Delta t_y^2}; \quad (3.18)$$

$\Delta t_{\text{пр}(y)}$  – похибка термометрів у перетворювача й у ТПУ.

Значення  $\Theta_k$  залежить від способу реалізації градуовальної характеристики перетворювача. Якщо в електронний перетворювач вводиться постійне значення коефіцієнта перетворення, то:

$$\Theta_k = \left| \frac{K_j - K_d}{K_d} \right|_{\text{max}} \cdot 100, \% \quad (3.19)$$

де  $K_d$  – постійне значення коефіцієнта перетворення в діапазоні витрат

$$K_d = \frac{\sum_{j=1}^m K_j}{m}. \quad (3.20)$$

Якщо градувальна характеристика апроксимується якою-небудь функцією, то:

$$\Theta_k = \left| \frac{K_a - K_j}{K_j} \right|_{\max} \cdot 100, \% \quad (3.21)$$

де  $K_a$  – коефіцієнт перетворення в  $j$ -й точці, обчислений відповідно до апроксимуючої функції.  $\Theta_k$  визначають у всіх точках діапазону по формулі (3.21) і беруть максимальне значення.

Формули (3.5)–(3.14) справедливі для випадків, коли місткість ТПУ постійна (ТПУ односпрямована або хід поршня у двонаправленій ТПУ "уперед" й "назад" вважається за одне вимірювання). При використанні двонаправленої ТПУ, що має неоднакову місткість при ході поршня "уперед" й "назад", для обчислення випадкової складової похибки (%) користуються формулами:

$$\delta_{ij} = \frac{K_{ij} - K_j}{K_j} \cdot 100, \quad (3.22)$$

де  $K_{ij}$  – коефіцієнт перетворення при  $i$ -м вимірюванні в  $j$ -й точці,

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{ij}}; \quad (3.23)$$

$$K_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}}{n_j}; \quad (3.24)$$

$$V_{ij} = V_0 K_{tpj}, \quad (3.25)$$

де  $V_{ij}$  – місткість ТПУ при  $i$ -м вимірюванні в  $j$ -й точці;  $K_{tpj}$  – коефіцієнт, що враховує вплив температури й тиску на місткість ТПУ й обсяг рідини в ній

при і-м вимірюванні в j-й точці.

$$K_{tpj} = \left[1 + 3\alpha_T(t_y - 20)\right] \left[1 + \beta(t_{пр} - t_y)\right] \left[1 + F(\bar{p}_y - \bar{p}_{пр})\right] \left(1 + \frac{0,95B}{E \cdot S} p_y\right). \quad (3.26)$$

Відносна похибка контрольного перетворювача в j-й точці визначається по формулі:

$$\delta_{0j} = \Theta_{\Sigma} + t_{0,95} S_0(K), \quad (3.27)$$

де

$$\Theta_{\Sigma} = 1,1 \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_t + \Theta_{K_a}^2}, \quad (3.28)$$

де  $\Theta_{K_a}$  – невиключена систематична похибка, обчислена по формулі (3.21), якщо градувальна характеристика контрольного перетворювача апроксимується функцією. Якщо контрольний перетворювач використовується тільки в точках діапазону, у яких визначалися його метрологічні характеристики, то приймають  $\Theta_{K_a} = 0$ .

Описана вище методика повірки й розрахунку метрологічних характеристик перетворювачів є універсальною й може застосовуватися незалежно від того, яке співвідношення похибок перетворювача й ТПУ. При цьому систематичні складові похибки перетворювача й ТПУ підсумовують, підсумовують і випадкові складові, про що було сказано в п.3 За такою методикою при повірці виконують багаторазові вимірювання, що вимагає більших витрат. Методика повірки ТПР може бути спрощена й може бути зменшений обсяг вимірювань, якщо співвідношення похибок ТПУ й перетворювача 1:3 і менш, наприклад, при використанні ТПУ 1-го розряду. Перевірку перетворювача при цьому роблять у тій же послідовності, що й раніше. Тільки в кожній точці діапазону роблять менше вимірювань, наприклад, не більше трьох. Результати обробляють у такий спосіб.

1. Визначають у кожній точці значення коефіцієнта перетворення по формулі (3.23).

2. Вибирають вид функції, що апроксимує градувальну характеристику

$$K_a = f(Q).$$

3. Обчислюють середні значення у всіх точках діапазону.

4. Визначають відносну похибку по всіх вимірюваннях у всіх точках діапазону (%) по формулі:

$$\delta = \left| \frac{K_{aj} - K_{ij}}{K_{aj}} \right| \cdot 100. \quad (3.29)$$

Найбільше значення  $\delta$  приймають за відносну похибку перетворювача в діапазоні витрат.

Визначення функції впливу в'язкості продукту на градувальну характеристику перетворювача необхідно в тих випадках, коли перетворювач використовують у широкому діапазоні в'язкості (зміна в'язкості при експлуатації перевищує допустимі границі), у вторинному приладі або в пристрої обробки інформації УОН передбачена корекція коефіцієнта перетворення по в'язкості. Для цього значення в'язкості вибирають у такий спосіб. Якщо в'язкість продукту на УОН приймає дискретні значення (наприклад, при послідовному перекачуванні різних сортів або видів продукту), то вибирають ці значення. Якщо в'язкість змінюється безупинно (при перекачуванні сумішей продуктів), то вибирають значення в'язкості через інтервали, рівні подвоєному значенню допустимих границь зміни. Наприклад, якщо діапазон зміни в'язкості на вузлі обліку нафти (15-35) мм<sup>2</sup>/с і допустимі границі змінювання в'язкості  $\Delta v_{\text{доп}} = \pm 5$  мм<sup>2</sup>/с, то вибирають значення 20 й 30 мм<sup>2</sup>/с. При кожному значенні в'язкості визначають метрологічні характеристики перетворювача по описаній вище методиці.

В залежності від способу реалізації (у вторинному приладі лічильника або в пристрої обробки інформації УОН) функцію впливу представляють у вигляді залежності між коефіцієнтом перетворення (у діапазоні або точках діапазону) і в'язкістю або залежності між узагальненими координатами в табличній, графічній або аналітичній формі.

## ВИСНОВКИ

У магістерській роботі проаналізовано фактори, що впливають на точність обліку нафти. Розглянуті засоби повірки установок обліку нафти, методи зниження їх похибок, їх вплив на похибку установок обліку нафти. Досліджено метрологічні характеристики засобів вимірювання і засобів повірки, їх залежність від умов експлуатації і повірки.

Проаналізовано співвідношення похибок засобів повірки і засобів вимірювання, що повіряють, від якого багато в чому залежать методи повірки, обсяг вимірювань й обробки їхніх результатів. Виявлені причини явища, коли похибка засобу, що повіряють, виходить менше похибки засобу повірки. Для усунення протиріч запропоновано впорядкування вимог до комплексу метрологічних характеристик, що визначаються при повірці.

Розглянуто методи повірки засобів вимірювання установок обліку нафти, методики обробки результатів вимірювань, критерії їх вибору. Представлено розрахунок метрологічних характеристик засобів вимірювання та повірки, проаналізовано їх залежність від кількості вимірювань під час повірки. Проведено дослідження для визначення оптимальної кількості вимірювань під час повірки, обґрунтовано істотне зменшення числа вимірювань.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. ДСТУ ГОСТ 8.024:2004 Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювання густини (ГОСТ 8.024-2002, IDT) – К.: Держстандарт України
2. Чеховський С.А., Середюк О.Є., Петришин І.С., Піндус Н.М., Ващишак С.П., Витвицька Л.А., Кононенко М.А., Романів В.М. Метрологія і технологічні вимірювану в нафтогазовій промисловості. Навч. посібник Факел, 2010, с. 500.
3. Піндус Н.М. Технологічні вимірювання і прилади: Конспект лекцій. - Івано-Франківськ: Факел, 2005. - 258 с.
4. Поліщук Є.С. Методи та засоби вимірювань неелектричних величин: Підручник.- Видавництво Державного університету “Львівська політехніка”, 200.- 360 с.
5. Метрологія та вимірювальна техніка : Підручник / Є.С. Поліщук , М.М. Дорожовець, В.О.Яцук, В.М. Ванько, Т.Г. Бойко; За ред. Є.С. Поліщука. – Львів: Видавництво «Бескид Біт», 2003.-544 с.
6. . Кісіль І. С. Метрологія, точність і надійність засобів вимірювань. Навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів.- Івано-Франківськ: Факел, 2002. – 400 с.
7. Вимірювання витрати та кількості газу: Довідник / Андріішин М.П., Каневський С.О., Марчук Є.Ф., Карпаш О.М., Петришин І.С., Середюк О.Є., Чеховський С.А. – Івано-Франківськ,: ПП “Сімик”, 2004.-160 с.
8. Петришин І.С., Сафронов Б.М. Вимірювання тиску. Навчальний посібник.- Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 269 с.
9. Ціделко В.Д., Яремчук Н.А. Невизначеність вимірювання. Обробка даних і подання результату вимірювання : Монографія – К.: "Політехніка", 2002 – 176 с.