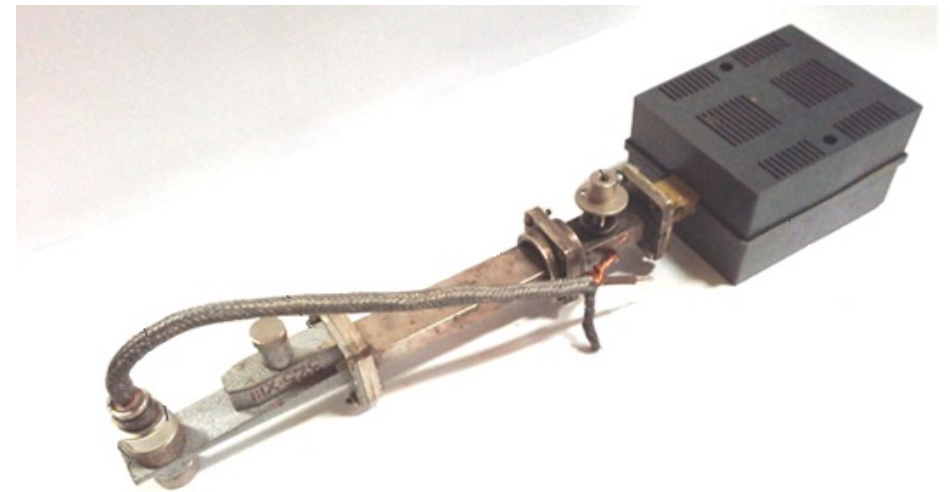


**Й. Й. Білинський,  
Д. В. Новицький,  
Б. П. Книш**

**НАДВИСОКОЧАСТОТНИЙ МЕТОД  
І ЗАСІБ ВИМІРЮВАННЯ  
ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**



Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет

**Й. Й. Білинський, Д. В. Новицький, Б. П. Книш**

**НАДВИСОКОЧАСТОТНИЙ МЕТОД  
І ЗАСІБ ВИМІРЮВАННЯ  
ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

**Монографія**

Вінниця  
ВНТУ  
2022

УДК 621.317.029.62:533.275+533.275.08

Б-61

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 2 від 30 вересня 2021 р.)

Рецензенти:

**Ф. Д. Матіко**, доктор технічних наук, професор

**О. Є. Середюк**, доктор технічних наук, професор

**Білинський, Й. Й.**

Б-61 Надвисокочастотний метод і засіб вимірювання вологості природного газу: монографія / Й. Й. Білинський, Д. В. Новицький, Б. П. Книш. – Вінниця : ВНТУ, 2022. – 109 с.

ISBN 978-9 66-641-904-3

В роботі розглядається варіант розв'язання актуальної задачі вимірювання вологості природного газу, яка є однією з найважливіших задач оцінювання його якісних характеристик під час видобування, переробки та транспортування. В роботі проведено аналіз існуючих приладів та методів вимірювання вологості природного газу, обґрунтовано вибір хвилеводного НВЧ методу вимірювання вологості природного газу, представлено результати розроблення засобу вимірювання вологості природного газу, розроблено інженерну методику проектування НВЧ засобу вимірювання вологості газу, виготовлено експериментальний зразок засобу вимірювання вологості природного газу.

УДК 621.317.029.62:533.275+533.275.08

ISBN 978-9 66-641-904-3

Й. Білинський, Д. Новицький, Б. Книш, 2022

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	5
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ .....	8
1.1 Класифікація методів вимірювання вологості природних і технологічних газів.....	9
1.2 Огляд сучасних засобів вимірювання вологості газів .....	18
1.3 НВЧ сенсори для гігрометрії та вологометрії газів .....	28
1.4 Порівняння характеристик засобів найбільш розповсюджених методів вимірювання вологості природного газу, що використовують в потоці.....	36
РОЗДІЛ 2 РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ НВЧ ВИМРЮВАЛЬНИХ ПЕРЕТВОРЮВАЧІВ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ .....	38
2.1 Дослідження газового середовища як об'єкта вимірювання його вологості та вплив НВЧ випромінювання.....	38
2.2 Розробка математичної моделі хвильового НВЧ вимірювального перетворення вологості природного газу.....	44
2.3 Моделювання процесу вимірювання вологості природного газу за допомогою бінарної гетерогенної системи .....	55
2.4 Розробка математичної моделі двоканального НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу .....	58
РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА ЗАСОБУ ВИМІРЮВАННЯ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ .....	62
3.1 Розробка структурної схеми НВЧ засобу вимірювання вологості природного газу.....	62

3.2 Перетворення та обробка вимірювальної інформації. Виведення функції перетворення засобу вимірювання вологості природного газу .....	64
3.3 Математична модель засобу вимірювання вологості природного газу .....	69
3.4 Визначення нижньої та верхньої градуєвальної точки діапазону вимірювання вологості природного газу .....	70
3.5 Методика розрахунку вологості природного газу .....	72
3.6 Аналіз похибок засобу вимірювання вологості природного газу .....	74
3.6.1 Аналіз температурних похибок .....	75
3.6.2 Дослідження похибки квантування (похибки АЦП).....	76
<b>РОЗДІЛ 4 АПАРАТНО-ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ НВЧ ЗАСОБУ ВИМІРЮВАННЯ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ .....</b>	
4.1 Розробка інженерної методики проектування засобу вимірювання вологості газів.....	79
4.2 Алгоритми роботи засобу вимірювання вологості природного газу .....	83
4.3 Експериментальні дослідження НВЧ вологоміра природного газу .....	86
4.4 Обробка результатів вимірювання вологості природного газу .....	94
4.5 Порівняльні характеристики розробленого засобу вимірювання вологості природного газу та потокового НВЧ вологоміра .....	95
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>97</b>

## ВСТУП

Вимірювання вологості – одна із найважливіших задач при контролі якості природного газу, зокрема, його енерговмісту при його видобуванні, газопереробленні та транспортуванні. Присутність води в газі небажана, оскільки при транспортуванні газу можуть спостерігатися випадки корозії трубопроводів і арматури, а також утворення гідратів (продуктів приєднання води до різних речовин) та конденсату [1].

Кількісно вологовміст у газі може характеризуватися різними фізичними величинами, серед яких найбільш широко розповсюдженими є абсолютна вологість, молярна (об'ємна) частка вологи, об'ємний вологовміст, температура точки роси, відносна вологість.

Умови транспортування не потребують повного видалення вологи з природного газу, а вимагають лише підтримки необхідної температури точки роси вологи та вуглеводнів, що не переводить газ при зниженні його температури, з ненасиченого стану в насичений, при якому можливе виділення конденсованої фази з його складу [2, 3]. Про власне сухий газ можна судити за значенням його вологості. Прийнято розрізняти абсолютну та відносну вологості газу. Правда, про сухість газу можна говорити і на основі вимірної температури точки роси по воді. Природний газ вважають сухим, коли його відносна вологість не перевищує 10 % [4]. Огляд методів вимірювання вологості газів виявив, що похибка вологомірів коливається від 0,1 % до 5 %. Це досить висока точність, але не у випадку коли йдеться про дуже великі об'єми газу [5, 6].

З розвитком технологій газорозподілу, нафтохімії та газоперероблення для забезпечення якості продукції, коли вимагається перейти до гранично низьких концентрацій, виникла необхідність у швидкому відгуку засобу вимірювання вологості, в тому числі і для газів змінного складу, при цьому задача вимірювання вологості значно ускладнилася. В цих випадках вимагається прийняття швидкого рішення, наприклад неконтрольований рівень вмісту води може призвести до аварійної ситуації, до отримання неякісного продукту. Складність вимірювання вологості природного газу також полягає у тому, що вона має визначатись у вибухонебезпечних умовах при різних тисках [5, 7]. Для природного газу неможливо точно визначити коефіцієнт стисливості, що також ускладнює вимірювання його вологості. Для визна-

чення вологості природного газу існує багато методів, але жоден са-  
мостійно не може в повній мірі забезпечити вимірювання вологості  
газу. Це пояснюється наявністю у природному газі таких компонентів,  
як крапельної рідини, вуглеводневого конденсату, діетиленгліколю,  
метанолу, компресорного масла, меркаптанів (сірки), сірководню. На-  
громадження цих проблем потребує пошуку таких методів вимірю-  
вання і засобів вимірювання вологості природного газу, які б відпові-  
дали таким особливим вимогам. Окрім того сучасні засоби вимірю-  
вання вологості мають задовольняти такі основні вимоги: забезпечу-  
вати безперервний автоматичний контроль вологості; швидкий відгук;  
виключення впливу агресивних домішок; низька похибка і відтворю-  
ваність результатів вимірювання; вбудовані засоби перевірки достові-  
рності показань приладу без демонтажу польового блока й зупинки  
процесу.

Значний внесок у розвиток вітчизняної вологометрії, зокрема во-  
логості природного газу, зробили такі провідні вчені: З. Ю. Готра,  
Є. П. Пістун, В. В. Кухарчук, В. С. Осадчук, О. В. Осадчук, М. А. Фі-  
линюк, а також закордонні вчені: Г. Віглеб, О. Н. Негоденко,  
М. А. Берлінер, Е. А. Тутов.

На сьогодні найбільшого застосування набули лише два методи  
вимірювання вологості – сорбційний та конденсаційний. Ці методи за-  
стосовуються для визначення температури точки роси вологи в газах,  
що не містять крапельної рідини та точка роси вуглеводнів не переви-  
щує точки роси вологи більше ніж на 5 °С. Крім того, температура на  
пробовідбірній лінії має бути не менше ніж на 3 °С вище ймовірної  
(очікуваної) температури точки роси газу. При недотриманні вище вка-  
заних вимог суттєво зростає похибка вимірювання. Хоча дзеркальна  
система вважається найбільш ефективним процесом вимірювання, його  
недоліком є тенденція до забруднення. Оскільки апарат чутливий, не-  
обхідно очистити пристрій для забезпечення постійних результатів, але  
це може бути дорого для підтримки подальшої роботи [3, 8].

Для вимірювання відносної вологості природного газу широко ви-  
користовують гігрометри та гігрографи різних типів з діапазоном від  
5 % до 100 % і робочими температурами від -60 °С до +60 °С з грани-  
чно допустимою абсолютною похибкою від 1 до 15 %. Такі сенсори  
чутливі до факторів навколишнього середовища, що вимагає необхід-  
ність регулярного повторного калібрування [9, 10].

Незважаючи на розбіжності в способах вимірювання, переважно всі вони реалізують рівноважний принцип вимірювання. Це означає, що для достовірних вимірювань необхідне встановлення рівноваги по воді в сенсорі й на чутливому елементі і вимагає значних затрат часу. Тривалий час вимірювання утруднює визначення малих концентрацій, тому що для утворення видимої плівки конденсату на дзеркалі може знадобитися кілька годин. Інше природне обмеження пов'язане з тим, що домішки, які утримуються в природному газі, такі як метанол, розчиняються у воді, що конденсується на поверхні дзеркала. Температура точки роси розчину може істотно відрізнитися від її значення для чистої води. Якщо в багатоконпонентному середовищі, про що сказано вище, а саме таким є природний газ – температура конденсації будь-якого компонента вища точки конденсації парів води, то аналізатор може сприйняти цю температуру як дійсну. Отже, розвиток газової промисловості України потребує удосконалення методів та засобів вимірювання їхнього складу та якості, зокрема, його вологості.

Застосування неконтактних методів вимірювання дозволяє виключити вплив агресивних домішок, а також перекручування результатів вимірювання вологості газу внаслідок впливу спиртових сполук. На сьогодні одними із перспективних є надвисокочастні (НВЧ) вологоміри, що розвиваються з 50-х років ХХ століття, які задовольняють переважну більшість вище наведених вимог до таких засобів.

Основними недоліками НВЧ сенсорів є відсутність практично прийнятної теорії вимірювального перетворення сенсорів. Тому поряд з розробкою НВЧ вологомірів основну увагу приділено розробці теорії поширення НВЧ випромінювання у вологому газі.



# РОЗДІЛ 1

## АНАЛІЗ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Метод вимірювання вологості природного газу обирається з врахуванням конкретних вимог, до яких відноситься точність, чутливість, час спрацювання, швидкодія, масо-габаритні параметри тощо, а також виходячи з вимірювального середовища.

При цьому вміст вологи в природному газі може бути виражений за допомогою декількох фізичних величин, які мають різні одиниці вимірювання [4, 11, 12].

Вологість газу – це якісна характеристика, яка відображає пропорцію кількості вологи, що розчинена в газі до найбільшої можливої кількості за таких умов (тиск, температура), тобто рівень насиченості газу водяною парою, визначається відсотками (%).

Найбільш широко використовуються в практичній гігрометрії об'ємна частка вологи і відносна вологість, точка роси. Існує ряд співвідношень, що дозволяють з якої-небудь однієї вимірної величини вологості газу розрахувати всі інші.

Вологовміст газів є кількісною характеристикою та показує кількість вологи (вимірної в грамах), яку розчинено в 1 м<sup>3</sup> вологого газу за нормальних атмосферних умов (+20 °С, 760 мм рт. ст.). Здебільшого вологовміст газів описують у ваговій кількості пари вологи, що випадає на одиницю ваги сухого газу, або кількістю молей пари вологи на моль сухого газу.

Температура точки роси вимірюється градусами Цельсія (°С) та її значення дорівнює температурі, за якої газ досягає найбільшого насичення розчиненою в ньому вологою при такому тиску. Серед зазначених одиниць вимірювання існує відомий зв'язок, тобто, якщо термодинамічні параметри системи відомі, то інші можуть бути розрахованими. Взаємозв'язок основних величин вологості природного газу визначається ГОСТом № 20060-83 «Гази горючі природні. Методи визначення вмісту водяної пари і точки роси вологи».

Останнім часом комерційну актуальність набуває і показник якості газу: «точка роси за вуглеводнями», так як багато імпортерів природного газу стали вносити цей показник в контракти на поставку газу і/або висувати більш жорсткі вимоги за цим параметром. Показник якості газу по точці роси за вуглеводнями визначається ГОСТом № 20061-84 «Гази горючі природні. Метод визначення температури точки роси вуглеводнів».

## 1.1 Класифікація методів вимірювання вологості природних і технологічних газів

Для визначення вологості природного газу існує багато методів, щоправда, жоден із них самостійно не може в повній мірі забезпечити вимірювання вологості газу. Це насамперед пояснюється наявністю у природному газі таких компонентів, як крапельної рідини, вуглеводневого конденсату, діетиленгліколю, метанолу, компресорного масла, меркаптанів (сірки), сірководню. До них відносяться спектрально-оптичні, сорбційні, електролітичні, хімічні, конденсаційні, акустичні, психрометричні та інші. Зараз найбільшого застосування набули лише два методи – сорбційний та конденсаційний. Як технічні засоби вимірювання відносної вологості природного газу широко використовують гігрометри та гігрографи різних типів з діапазоном від 5 % до 100 % і робочими температурами від  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$  з гранично допустимою абсолютною похибкою  $\Delta\varphi$  від 1 до 15 % [3].

Детальна класифікація методів вимірювання вологості природних і технологічних газів, яка показана на рис. 1.1, містить такі класифікаційні ознаки, як спосіб одержання результатів вимірювання, фізичні явища, що лежать в основі роботи, ефекти, що лежать в основі фізичних явищ. Класифікація містить близько двадцяти найменувань. Як і більшість методів вимірювання фізичних величин, всі методи вимірювання вологості газів можна поділити на прямі і непрямі методи [13, 14]. В основі прямих методів лежить розділення досліджуваної речовини чи матеріалу на вологий і сухий залишки. У цю категорію входять методи повного поглинання (гравіметричні та хімічні), конденсаційно-згущувальний, з виморожуванням вологи, з випарюванням тощо.

Складність видалення пари з газових сумішей робить першу групу методів малоперспективними для практичного використання для вимірювання технологічних газів в потоці.

Непрямі вимірювання ґрунтуються на використанні фізико-хімічних властивостей води, тобто на властивості явищ в поглинанні електромагнітних випромінювань, і таким способом вимірюється та чи інша фізична величина, функціонально пов'язана з вологовмістом газу або з фізичними властивостями матеріалів чи іншими величинами, функціонально пов'язаними з вологістю.

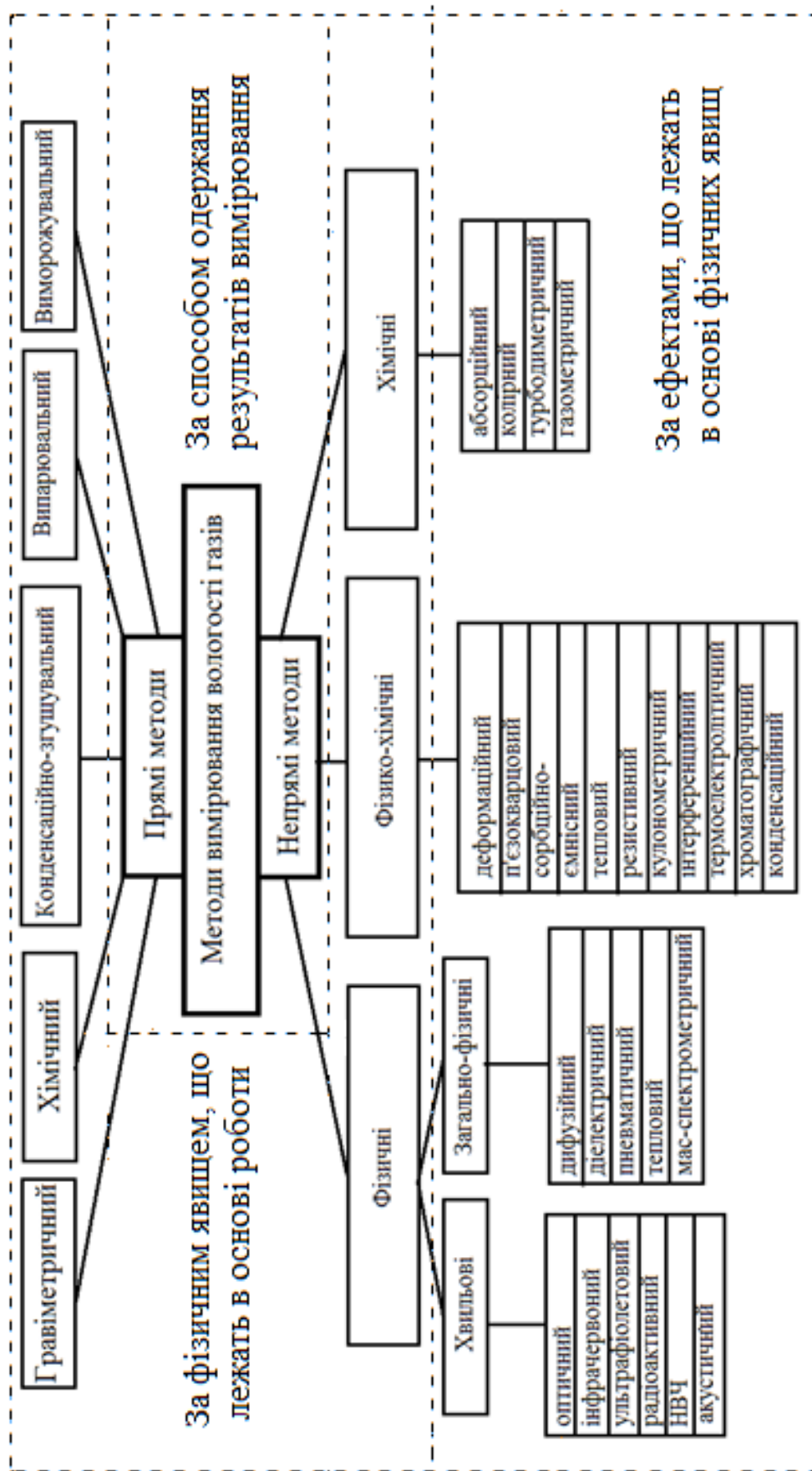


Рисунок 1.1 – Класифікація методів вимірювання вологості газів

До непрямих методів можна віднести фізичні, фізико-хімічні та хімічні явища, що дозволяють іменувати їх як основні та створювати відповідні методи. При цьому в таких методах необхідно реєструвати параметри тиску й температури газу. До них відносяться [2, 15–17] фізичні методи визначення вмісту вологи, хімічні та фізико-хімічні.

В основу фізичних методів вимірювання параметрів вологості газів [18–22] покладені хвильові та загально фізичні явища. Хвильові (спектрально-оптичні) методи вимірювання вмісту вологи в газоподібному середовищі засновані на поглинанні електромагнітних та радіоактивних випромінювань парою води [20, 23]. Ці методи мають високу чутливість, яка збільшується при зменшенні вологості, та невелику (на рівні 0,5–3 %) похибку вимірювань [24–28].

Основними недоліками хвильових методів є складність апаратури, за допомогою якої реалізують метод, та можливість використання методу для визначення вмісту вологи тільки в чистих газах. До хвильових методів можна віднести такі: інфрачервоний, оптичний, акустичний, ультрафіолетовий, радіоактивний, ультрафіолетовий, надвисоко-частотний або діелькометричний. Деякі з них, такі як: ІЧ, УФ, НВЧ, оптичний можна використовувати для створення вимірювальних перетворювачів природного газу вологості у потоці [20, 23, 29–32].

До методів, які використовують загально фізичні принципи визначення параметрів вологості газів [20–23, 33–35], можна віднести: пневматичний, акустичний, дифузійний, тепловий, мас-спектрометричний, діелектричний.

Наприклад, дифузійний метод, заснований на явищі дифузії газів через пористу перегородку. При цьому вимірюється різниця тисків контрольованої зовнішнього середовища та газу в камері, відокремленої від цього середовища пористою мембраною. У камері за допомогою зволожувача або осушувача підтримується певна величина пружності водяної пари.

Фізико-хімічні методи є найбільшою групою з усіх методів визначення вмісту вологи в газах. До них відносять: деформаційний, частотний або п'єзокварцевий, сорбційно-ємнісний (діелькометричний), тепловий (калориметричний), інтерферометричний, ємнісний, хроматографічний, резистивний, об'ємний, термоелектролітичний, кулонометричний.

Методи, які входять до цієї групи, різноманітні за принципом дії [13, 20, 36, 37], а вимірювальна база, що їх реалізує має значну кількість модифікацій. Однак спільним для усіх є основний принцип первинної дії – поглинання твердою (адсорбція), або рідкою (абсорбція) речовиною пароподібної вологи з газу, що аналізується із застосуванням гігроскопічних тіл, властивості яких функціонально пов'язані з кількістю вологи, що поглинається. Наприклад, сенсори на основі ємнісного ефекту складаються з гігроскопічного діелектричного матеріалу, закладеного між парою електродів, що утворюють малий конденсатор. Більшість ємнісних датчиків використовують пластик або полімер у якості діелектричного матеріалу з типовою діелектричною постійною в межах від 2 до 15. У відсутності вологи діелектрична константа гігроскопічного діелектричного матеріалу та геометрія датчика визначають величину ємності. Поглинання водяної пари сенсором призводить до збільшення ємності датчика.

Сенсори на основі резистивного ефекту отримують зміни в значенні опору сенсорного елементу у відповідь на зміну вологості. Основна структура датчика вологості резистивного типу містить товстий плівковий провідник дорогоцінних металів, що утворює електрод, на який наносять полімерну плівку. При зміні вологості відбувається зміна імпедансу через зміну кількості рухомих іонів.

До резистивного методу також можна віднести сенсори на основі деяких сполук металів. До них відносяться сенсори на основі хлориду літію, оксиду алюмінію, полімерні сенсори [35, 38].

Сенсори на основі хлориду літію використовуються через їх високу надійність та відносно легку конструкцію. Оскільки їх важко забруднити, тому промислово використовують для вимірювання вологості при осушці газів [39].

Широкого застосування отримали і гігрометри на основі оксиду алюмінію. Ці пристрої, як правило, призначені для вимірювання точок з низькою температурою роси. Вони невеликі за розміром і часто можуть бути розміщені на стінах або каналах у промислових умовах, і не вважаються ефективними для тривалого використання [40].

Як недолік такі сенсори чутливі до факторів навколишнього середовища. Через таку чутливість необхідна регулярна оцінка та повторне калібрування.

На сьогодні розвивається клас полімерних сенсорів. Полімерні сенсори давно використовуються для вимірювання точки роси, а також ефективні при розрахунку широкого діапазону вологості. Як правило, застосовуються в енергетичних галузях та для вимірювання нафтохімічних процесів, ці сенсори зазвичай використовуються для вимірювання низьких температур роси. Значною перевагою такого типу сенсорів є його довготривала стійкість та ефективність у процесах, що потребують мінімального технічного обслуговування [41].

Залежно від використаного для вимірювання параметра вологочутливого матеріалу розрізняють сорбційні гігрометри, деформаційні, електричні, вагові, колірні тощо. Найбільше практичне значення мають перші дві групи.

Хімічні методи визначення вмісту водяної пари в газовому середовищі мають деякі особливості, які полягають в тому, що процес визначення вологовмісту супроводжується хімічною реакцією [42–44], яка проходить з вологою досліджуваного газу. Деякі з цих методів є більш придатними для застосування в лабораторних умовах. До найбільш відомих належать методи: газометричного і титрування реактивом Фішера. У ацетиленовому методі використовується реакція водяної пари з карбідом кальцію з виділенням ацетилену. Ці методи мало поширені, тому в класифікацію не внесені.

До хімічних методів можна віднести також випарювально-психрометричний, ваговий, абсорбційний, колірний, турбодиметричний, газометричний.

Випарювально-психрометричні методи засновані на існуванні залежності швидкості випарювання з поверхні межі розподілу вода-газ від відносної вологості газу [2, 21, 45]. Виділяють такі випарювально-психрометричні методи: конденсаційно-психрометричний, компенсаційно-психрометричний, випарювально-ваговий.

Недоліки таких методів полягають у неможливості проведення вимірювань при від'ємних температурах газу та існування залежності показань від швидкості протікання досліджуваного газу і його тиску. На показання психрометра дуже впливає чистота води, яка зволожує «мокрый» термометр. Навіть наявність залишків солі в дистильованій воді, які накопичуються на поверхні матеріалу «мокрого» термометру, є здатною значно спотворювати результати вимірювань.

В основі всіх конденсаційних методів визначення температури точки роси лежить явище конденсації вологи з газу, тому вони і мають таку назву, а відрізняються вони між собою способом визначення початку моменту конденсації [2, 21, 46–48]. Різновидами конденсаційних методів є:

- адіабатичний метод, заснований на вимірюванні тиску газу, що досліджується в момент початку конденсації пари вологи при його адіабатичному розширенні;

- тепловий метод, заснований на визначенні моменту початку конденсації вологи на конденсаційній поверхні за зміненням її температури внаслідок виділення парою вологи скритої теплоти пароутворення;

- компресійний метод, заснований на визначенні мінімального надлишкового тиску газу, що аналізується, при якому на конденсаційній поверхні, яка була попередньо охолоджена, відбувається конденсація та підтримується шар вологи;

- ваговий (гравіметричний) метод, заснований на існуванні залежності маси сконденсованої води з визначеного об'єму газу від його вологовмісту;

- конденсаційно-згущувальний метод, заснований на залежності маси вологи, що конденсується з визначеного об'єму при його охолодженні від вмісту вологи;

- вихровий метод, заснований на використанні ефекту Ранка. Цей ефект полягає в тому, що при потраплянні в середину циліндричного отвору крізь тангенційно розташоване сопло стисненого газу відбувається перерозподіл температур газу впродовж перетину за рахунок відцентрових сил. За наявності в газі пари вологи при охолодженні, волога конденсується та переходить в рідкий або твердий стан. При цьому ефективність роботи вихрової труби зменшується та температура «холодного» газу починає збільшуватись;

- конденсаційно-термометричний метод визначення вмісту вологи за значенням температури точки роси заснований на вимірюванні температури конденсації та випарювання вологи на поверхні охолодженого тіла при досягненні рівноваги тисків насиченої водяної пари газу, що досліджується і робочого тиску.

При температурі початку конденсації (температурі точки роси) досягається гідродинамічна рівновага між водяною парою вологого

газу та шаром конденсату вологи на поверхні охолоджуваного тіла. Важлива перевага приладів, в основі принципу дії яких лежить цей метод, полягає в незалежності температури, яка визначається, від температури газу, що досліджується. Це надає можливість встановлювати вимірювачі на значній відстані від основної магістралі з газом, який досліджується. Оскільки вимірювання точки роси зводиться до вимірювання температури, точність вимірювачів, які реалізують цей метод, є дуже високою, а для їх градування в більшості випадків достатньо градування термометру або перетворювача температури. Межі вимірювання гігрометрами, які реалізують конденсаційний метод, достатньо великі ( $-90 \div +40$  °C). Час необхідний для проведення вимірювання становить від 1 до 10 хвилин, похибка складає від 0,2 до 2 °C. Прилади, які реалізують цей метод, мають достатньо просте конструктивне виконання та можуть бути застосованими для вимірювань при великих значеннях тиску газу (до  $250 \text{ кг/см}^2$ ) [46, 48].

Гігрометри, які використовують сорбційний метод, є більш простими у конструктивній реалізації в порівнянні з розглянутими, але при використанні їх для роботи в середовищі природного газу є деякі недоліки. А саме, можливість хімічної взаємодії між активною речовиною первинного перетворювача та газом, що аналізується, або наявними в його складі домішками і речовинами, які входять до його складу. При цьому з часом може знижуватись чутливість первинного перетворювача до вологи.

В газовій промисловості випарювально-психометричні методи не знайшли використання внаслідок наявності високих та нестабільних значень тисків природного газу, а також необхідності проведення в деяких випадках вимірювання при від'ємних значеннях температури газу.

Переважаюча кількість створених методик та засобів вимірювальної техніки використовують в основі конденсаційний метод вимірювання. Це обумовлено більшою їх придатністю для визначення параметрів вологості саме природного газу в промислових умовах. Ці прилади дають можливість визначати безпосередньо температуру точки роси вологи, а саме цей параметр насамперед необхідний для визначення транспортної кондиційності природного газу. Прилади, що реалізують конденсаційний метод вимірювання, крім конструктивних та експлуатаційних переваг мають головну перевагу – надають можливість про-



ведення прямого вимірювання параметру вологості природного газу, який можна застосовувати без додаткових розрахунків, та позбавлятися методичної складової загальної похибки одержаного результату [49].

Складність апаратури вимірювання та використання методу тільки в чистих газах – головний недолік хвильових методів.

На сьогодні основними методами вимірювання вологості природного газу є електролітичний метод, сорбційний і метод точки роси [2, 50–52].

Діючий на сьогодні ГОСТ 20060-83 регулює наявність нижче вказаних методів визначення вмісту вологи у природному газі:

Електролітичний метод, полягає у вбиранні водяної пари з потоку досліджуваного газу частково гідратованим п'ятиокисом фосфору, водночас електролітичному розкладанні поглинутої рідини й вимірюванні величини струму електролізу. Метод застосовують для визначення вмісту водяної пари, де об'ємна частка вологи не перевищує 0,2 % і парціальна частка метанолу в парі води менша 11 %. Методи абсорбції, що базуються на вбиранні водяної пари метанолом або діетиленгліколем і в подальшому визначенні кількості води, зв'язаної метанолом або діетиленгліколем, називаються методом газової хроматографії або титруванням розчином Карла Фішера.

Сорбційний метод вимірювання вологості використовує здатність речовин сорбувати вологу і тим самим змінювати їх властивості. Сорбційні електричні гігрометричні сенсори (ЕГД) можна розділити на адсорбційні і абсорбційні.

В останні десятиліття широке застосування знайшов порівняно новий метод вимірювання вологості газів п'єзосорбційний, в якому відносна вологість газу вимірюється шляхом визначення маси сорбованої вологи через значення частоти кварцового резонатора. На цьому принципі реалізовані і серійно випускаються такі прилади: «DuPont», «Ametek», «Исток-3» [53].

Метод абсорбції застосовують для визначення водяної пари, де вміст не перевищує  $100 \text{ мг/м}^3$ . Під час титрування розчином Карла Фішера кількість сірчистих сполук не має перевищувати  $30 \text{ мг/м}^3$ . Як недолік таких засобів – це старіння сорбенту, що приводить до збільшення похибки вимірювання. Серійно випускається сорбційно-

кондуктометричний прилад вимірювання вологості газів «Hygromat», сорбційно ІЧ-спектроскопічний засіб «Hygrophil F5672» [54, 55].

Метод визначення точки роси шляхом конденсації, заснований на принципі вимірювання температури, при якій на охолоджуваній поверхні відбувається конденсація вологи, яка є наявною у газі. Газ, що досліджується переміщують над конденсаційною поверхнею. Після досягнення пари води, що є в газі, температури насичення, з газу «випадає» волога і на поверхні з'являється роса. Враховуючи тиск та температуру у вимірювальній камері, при яких з'явилась роса, можна розрахувати кількість вологи в газі [56–58].

Основними перевагами психрометрів, оснований на цьому методі, є їх невисока вартість при високій надійності і стабільності, широкий діапазон вимірювання, можливість роботи при підвищеній температурі і в умовах конденсації.

До недоліків відносяться інерційність вимірювання, зволоження аналізованого середовища в процесі експлуатації, менша порівняно з іншими методами точність вимірювань, необхідність регулярного обслуговування.

У газопромисловій практиці загальноприйнятими параметрами, які характеризують вологість і вміст важких вуглеводнів в природному газі, є температура точки роси вологи та вуглеводнів. Це пояснюється тим, що точка роси є найбільш інформативним показником кондиційності природного газу, за значенням якого можна навіть без додаткових розрахунків, а тільки порівнюючи його з температурами газу та газового обладнання, оцінити ступінь його транспортної кондиційності і зробити попередній прогноз щодо її збереження під час подальшого транспортування. Однак конденсаційний вимірювач завдяки одному зовнішньому відбиттю не забезпечує високу точність, оскільки отримання відбитого променя лише в одній точці вимагає додаткових апаратних затрат, а зміна інтенсивності залежить від швидкості випадання роси. Тобто процес вимірювання буде більш довготривалим і менш точним. Сучасні вимірювальні гігрометри, розроблені з першого ручного охолоджувального дзеркального гігрометра, включають більш складні моделі, такі як «самоконтроль», які дозволяють пристрою виявити і реагувати на забруднення. Також ці пристрої доступні в цифровому форматі та дозволяють здійснювати безпроводне

зчитування даних. Цей процес дозволяє пристрою бути еквалайзером конденсації та випаровування на поверхні дзеркала за допомогою електронного механізму.

Аналіз вітчизняних і зарубіжних розробок показує, що за останнє десятиліття стався істотний прорив у використанні НВЧ методів вимірювання вологості заснований на використанні нових підходів і досягнень електроніки [59–61].

Оскільки в цій роботі розглядається задача удосконалення засобів вимірювання вологості природного газу, то в подальшому розглянемо основні методи та первинні перетворювачі вологості на основі точки роси та методи із використанням НВЧ випромінювання, які можуть бути застосовані або широко використовуються сьогодні при транспортуванні природного газу, а також їх типи, метрологічні та конструктивні параметри.

## **1.2 Огляд сучасних засобів вимірювання вологості газів**

Прилади, що реалізують конденсаційний метод визначення вологості природного газу, становлять основну частину парку вологомірів, які використовуються на об'єктах газової промисловості України і їх кількість становить до 98 % від загальної. Найбільш розповсюдженими представниками цього класу приладів є «Харьков-2», який реалізує конденсаційний метод у статичному режимі і має ручне керування, прилади «Chandler» та «Харьков-5», які реалізують конденсаційний метод у динамічному режимі і мають також ручне керування, та такі прилади, як «Конг-Прима», «Торос», «Диполь», «ФОГ-2Г», які реалізують конденсаційний метод у динамічному режимі і мають автоматичне керування процесом вимірювання [48, 62–64].

Гігрометри відомих світових виробників («Michell», «Marquis», «Vogar») об'єднує єдиний підхід у використанні конденсаційної поверхні, охолоджувача, сенсора температури та оптичної схеми. Особлива увага приділяється сенсорному елементу, оскільки необхідно точно визначити температуру конденсації [46, 65, 66]. На рис. 1.2 наведено структурну схему гігрометра з волоконно-оптичним детектором точки роси [48].

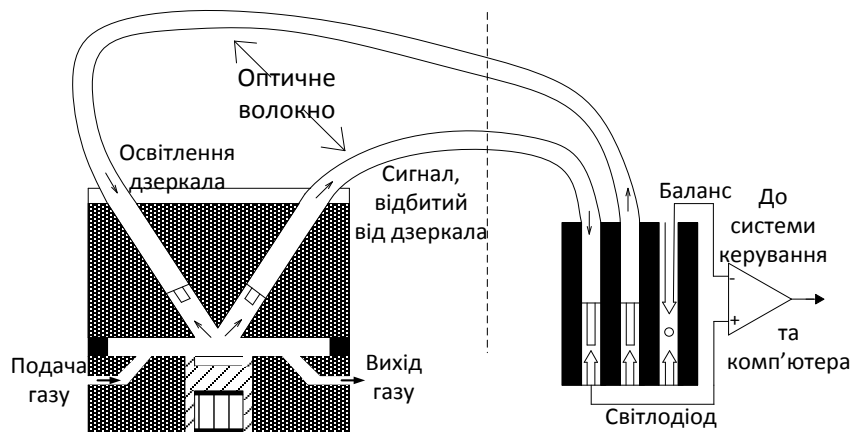


Рисунок 1.2 – Структурна схема гігromетра з волого-оптичним детектором точки роси

Лазерне світло від світлодіода подається через оптичне волокно на чутливий елемент, відбите лазерне світло через оптичне волокно потрапляє на фототранзистор. Час відгуку цього гігromетра для лазерної точки роси становить 12–180 с. Точка роси визначається з точністю  $\pm 0,5$  °C, що відповідає  $\pm 2$  % відносної вологості при температурі 27 °C [65]. Хоча абсолютна вологість не залежить від температури, метод вимірювання точки роси залежить від температури.

Одним із способів вирішення цієї проблеми є використання оптичного волокна, як описано вище. Іншим способом є використання одного нагрівача з мікро-повітряним мостом для усунення впливу температури навколишнього середовища при вимірюванні абсолютної вологості за допомогою термосенсора [66].

Розроблено новий засіб з використанням пристрою Пельтьє (термоелектричного охолоджувача) для швидкої реєстрації фотоприймачем оптичного сигналу при випаданні конденсату на холодній стороні пристрою Пельтьє. Термоелектричний пристрій з'єднаний з імпульсним джерелом струму. При охолодженні прикладений струм припинявся, як тільки спостерігалась зміна оптичного відгуку через появу сконденсованих крапель води. Потім застосовувався зворотний імпульс для швидкого повернення до температури навколишнього середовища. Час затримки виявлення оптичного сигналу становить 0,25–12,2 с. для вологості в діапазоні 15–70 %. Схема оптичного детектора точки роси наведена на рис. 1.3 [67].

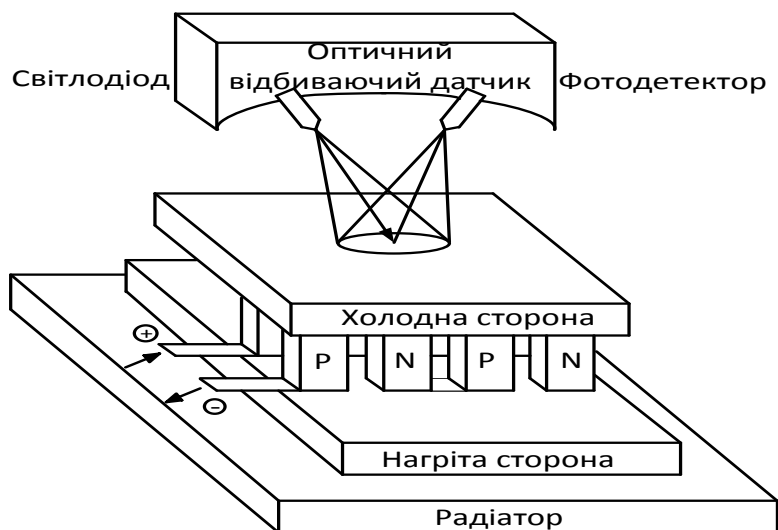


Рисунок 1.3 – Схема детектора точки роси з використанням пристрою Пельтьє

Він складається з одноступінчатого термоелектричного охолоджувача, розташованого на мідному радіаторі. Світлодіод та фотодетектор розташовується над холодною стороною термоелектричного охолоджувача (пристрій Пельтьє) [68]. Фотодетектор реалізований на основі пари фотодіод – операційний підсилювач (рис. 1.4) [69], де фотодіод VD діє як генератор струму, а операційний підсилювач DA, охопленний зворотнім зв'язком, перетворює цей струм у напругу. При цьому вихідна напруга фотодетектора прямо пропорційна світловому потоку, який попадає на фоточутливий шар фотодетектора. Коли вода конденсується на холодній стороні пристрою Пельтьє, світловий потік, утворений інфрачервоним світлодіодом, розсіюється, що приводить до зменшення рівня фотосигнала.

Поширеною проблемою для всіх конденсаційних гігрометрів, що промислово випускаються, є вимірювання точки роси по воді в присутності раніше конденсованих домішок, наприклад, вуглеводнів. Як правило, автоматичні конденсаційні гігрометри в цих умовах вимірюють точку роси першої сконденсованої домішки досліджуваного газу. Вирішення цього завдання було отримано шляхом використання ефекту повного заломлення [48, 70]. Цей ефект проявляється при падінні потоку вертикально поляризованих хвиль (випромінювання від напівпровідникового лазера) на межу поділу середовищ «конденсат – охолоджуване дзеркало» під кутом Брюстера, і полягає у відсутності відбитої хвилі.

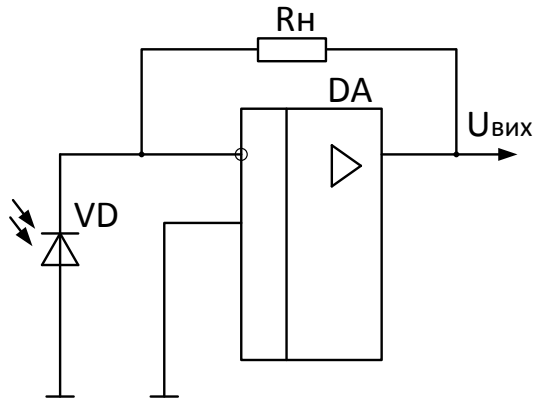


Рисунок 1.4 – Фотодетектор на основі пари фотодіод-операційний підсилювач

Відповідно до законів фізичної оптики при деякому куті падіння  $\alpha$ , відбувається повна поляризація відбитої хвилі. Кут Брюстера  $\alpha$  визначають за формулою:

$$\operatorname{tg}(\alpha) = \frac{n_3}{n_1}, \quad (1.1)$$

де  $n_1$  – показник заломлення газового середовища;  $n_3$  – показник заломлення матеріалу дзеркала.

Отже, при освітленні діелектричного дзеркала поляризованим в площині падіння світлом і виконанні умови Брюстера, відбита хвиля відсутня (рис. 1.5а). При цьому система реєстрації фіксує нульовий рівень фотосигнала з фотоприймачів  $U_0$  (рис. 1.5б).

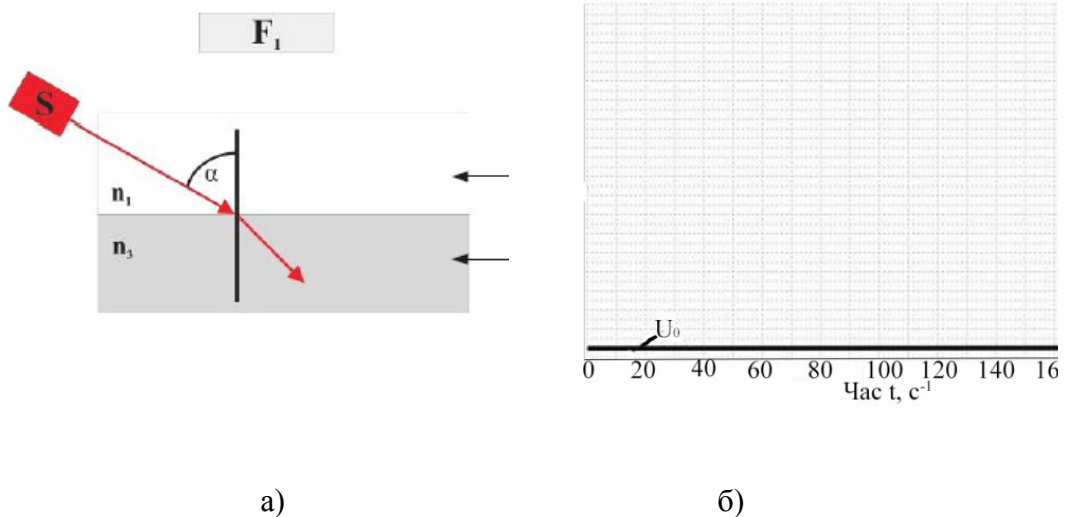


Рисунок 1.5 – Відсутність відбитої хвилі,  $\alpha$  – кут Брюстера

Для ідентифікації сконденсованих з газу води та/або вуглеводнів використовуються відмінності в відбиваючих властивостях конденсату, що утворюється на дзеркалі. При охолодженні дзеркала і появи на поверхні крапель конденсованої водяної пари відбувається інтенсивне розсіювання світла.

Система реєстрації реагує на процес конденсації водяної пари зростанням рівня фотосигнала, що надходить з фотоприймача  $F_1$  (рис. 1.6). Рівень фотосигнала залежить від кількості води, сконденсованої на поверхні охолоджуваного дзеркала.

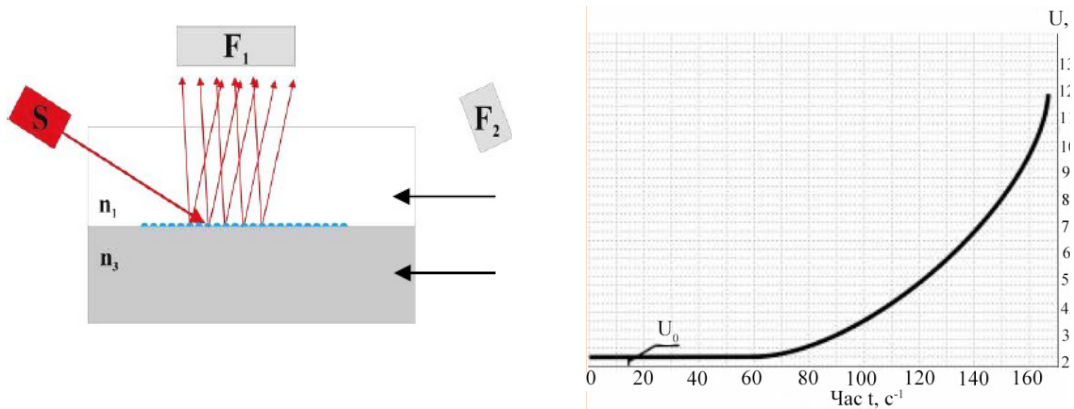


Рисунок 1.6 – Розсіювання світла при конденсації водяної пари на охолоджувану поверхню дзеркала

При утворенні на дзеркалі тонкої плівки вуглеводнів, що має показник заломлення  $n_2$ , відмінний від  $n_3$ , закон Брюстера порушується і з'являється хвиля, відбита від межі поділу середовищ «газ – плівка». Крім того, через оптичну прозорість сконденсованої плівки з'являється друга відбита хвиля від межі поділу «плівка – дзеркало». В результаті фотоприймач  $F_2$  фіксує два відбитих променя, які утворюють інтерференційну картину (рис. 1.7).

Наявність в аналізаторі двох інформаційних каналів дозволяє не тільки одночасно визначати температури точок роси декількох домішок, що конденсуються з природного газу, а й вимірювати прямим інтерференційним методом товщину плівки конденсату на дзеркалі приладу, що розширює можливості практичного використання приладу [48, 69].

Забезпечити підвищення точності вимірювання вологості в роботі [71] запропоновано за рахунок підвищення швидкості реагування системи реєстрації на випадіння конденсату, тобто отримавши різку зміну сигналу фотоприймача для зчитування показань сенсора темпера-

тури. Це досягається використанням багаторазового відбиття, оскільки при багаторазовому відбитті промінь швидше загасатиме, отже, швидше змінюватиметься світловий потік, що падає на фотоприймач.

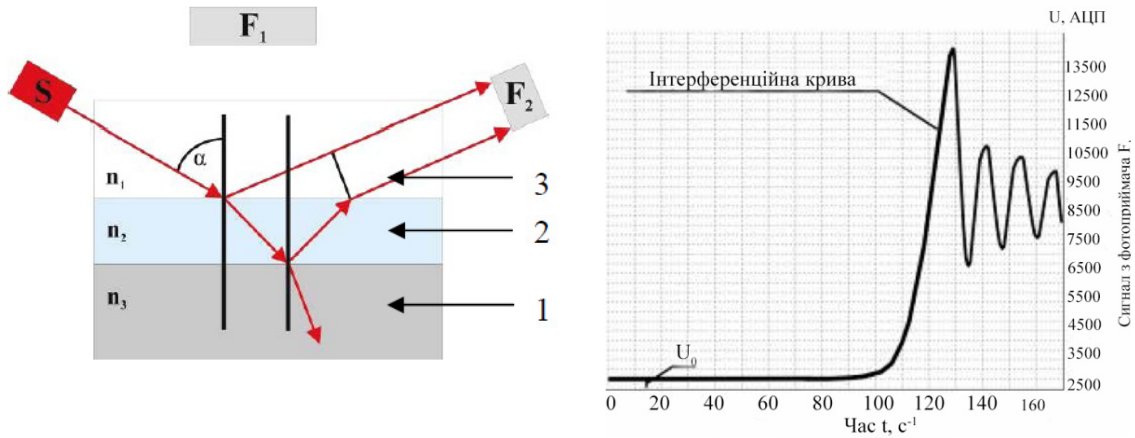


Рисунок 1.7 – Схема поширення світла за наявності на дзеркалі плівки конденсату 2 з показником заломлення  $n_2$ : 1 – діелектричне охолоджуване дзеркало; 2 – плівка сконденсованого вуглеводню; 3 – середовище, що досліджується (газ)

В роботі [72] запропоновано використати багаторазове відбиття в світловодній структурі, що дозволить отримати різку зміну сигналу фотоприймача для зчитування показань сенсора температури.

На рис. 1.8 наведено перетворювач точки роси на основі внутрішнього багаторазового відбиття з використанням плоского світловода, що складається з випромінювача, оптичної системи фокусування, чутливого елемента – світловода, багатоеlementного фотоприймального пристрою реєстрації та, відповідно, охолоджувача і сенсора температури [71].

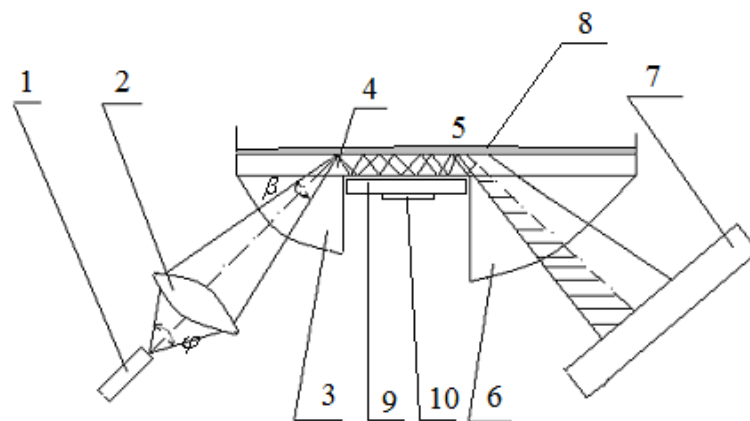


Рисунок 1.8 – Вимірювальний перетворювач:  
 1 – джерело випромінювання, 2 – система фокусування, 3 – пристрій введення,  
 4 – плоский світловод, 5 – контрольоване середовище, 6 – пристрій виведення,  
 7 – багатоеlementний фотоприймальний пристрій, 8 – плівка конденсату,  
 9 – охолоджувач, 10 – сенсор температури



В разі зміни показника заломлення контрольованого середовища відбувається зміна коефіцієнта відбиття, відповідно вихідної потужності. При зміні кількості відбиттів при одному і тому ж вихідному значенні показника заломлення середовища криві, які характеризують даний коефіцієнт, будуть переміщуватись по осі показника заломлення, маючи такі самі значення при досягненні критичного кута для конкретного значення  $n_1$ .

Крутизна кривих в області критичного кута зростає зі збільшенням кількості відбиттів. Чим більша різниця показників заломлення середовища і світловода, тим більша кількість відбиттів  $k$ . Оцінюючи зміну вихідної потужності в області критичного кута при збільшенні кількості відбиттів приходять до висновку, що збільшується глибина модуляції. Це дозволяє з більш високою точністю визначити значення самого критичного кута, відповідно показник заломлення контрольованого середовища і температуру точки роси.

Незважаючи на широке використання, оптичні гігрометри точки роси мають кілька недоліків, включаючи високу вартість, часте забруднення дзеркала і нестійкість при безперервному використанні. Гігрометри точки роси, засновані на прямих вимірюваннях маси конденсату, мають потенціал для забезпечення більш точного вимірювання точки роси з високою роздільною здатністю.

При конденсаційному методі вимірювання  $t_p$  різниця  $\Delta t = t_k - t_s$  температур конденсації та випаровування при визначенні температури  $t_p$  має бути меншою за  $2\text{ }^\circ\text{C}$  при використанні автоматичних вторинних вимірювальних приладів і  $4\text{ }^\circ\text{C}$  – при ручному управлінні в процесі вимірювання  $t_p$ . Якщо температура точки роси  $t_{ps}$  за вуглеводнями є нижчою за  $t_p$  по воді, то у цьому випадку не виникає питань попереднього видалення із газу максимально можливої кількості вуглеводнів.

Пристрої, що використовують поверхнево акустичні хвилі (ПАХв), застосовуються в якості високочутливих сенсорів газу [73, 74]. Пристрої ПАХв значно підвищують точність вимірювання вологості через їх подвійну здатність виявляти конденсацію роси і з високою точністю вимірювати температуру. Експериментальний пристрій ПАХв охолоджують з використанням пристрою Пельтьє. Коли конденсація водяної пари з'являється на шляху поширення хвилі Релея, вона викликає істотне ослаблення амплітуди хвилі і зсув частоти асоційованого осцилятора (масове навантаження).

На рис. 1.9 наведена схема пристрою ПАХв на основі кварцової підкладки [26, 73].

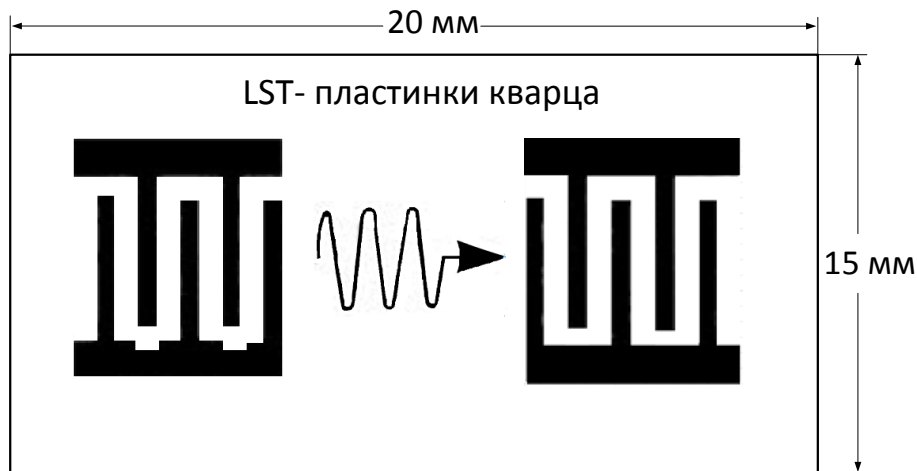


Рисунок 1.9 – Конфігурація лінії затримки експериментальної поверхні акустичної хвилі

Використовуються LST-кварцові пластинки (Leaky Stable Temperature – нестабільної температури) через їх високу теплову чутливість та хорошу лінійність. Зустрічно гребінчасті перетворювачі мають фотолітографічну структуру на алюмінієвій плівці 1500 Å. Довжина хвилі становить 34,4 м і робоча частота – 98 МГц. Кварцову пластину охолоджують за допомогою пристрою Пельтьє, приєднаного до нижньої поверхні (рис. 1.10), для конденсації водяної пари на шляху поширення ПАХв. Гаряча сторона елемента Пельтьє охолоджується водою. При цьому, амплітуда мінімально залежить від температури і швидко зменшується, коли на кварцовій пластині конденсується достатня кількість водяної пари. Цей ефект залежить від співвідношення товщини конденсату/довжини акустичної хвилі. Вимірювання частоти використовується для виявлення випадання роси [24]. Порівняно з оптичними сенсорами точки роси точність приладів ПАХв була покращена приблизно в 500 разів. Нанесення тефлонової плівки на поверхню пристроїв ПАХв зменшує утворення забруднень і дозволяє більш точно вимірювати точку роси з покращеним часом відгуку при дуже низькій концентрації водяної пари [73].

Алгоритми функціонування автоматичних конденсаційних гігрометрів можна розділити на дві групи:

- алгоритм, який реалізує відносно швидке зниження температури дзеркала до утворення плівки конденсату з подальшим утриманням заданої товщини плівки конденсату (при цьому температура утримання плівки і є вимірюваною точкою роси газу);
- алгоритм, який реалізує повільне охолодження температури дзеркала із заданою швидкістю (не більше 1 ... 2 °С/хв) з подальшою реєстрацією температури утворення плівки конденсату (при цьому температура утворення плівки і є точка роси газу).

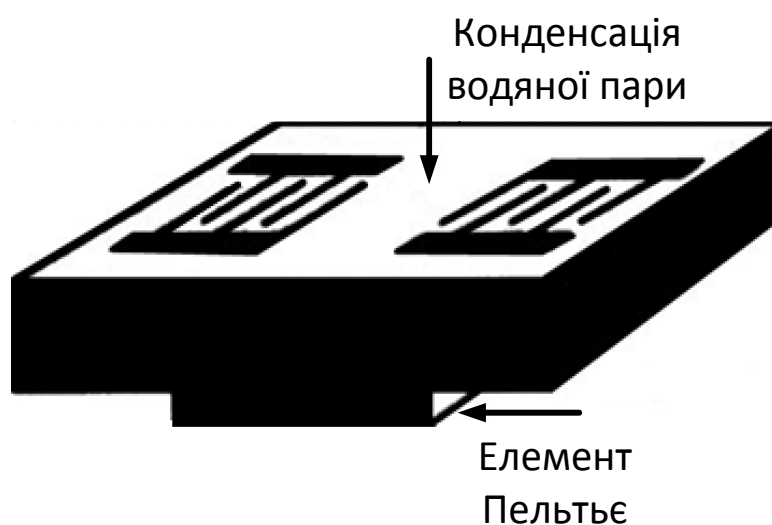


Рисунок 1.10 – Принцип дії сенсора точки роси акустичної хвилі

До представників першої групи відносяться гігрометри: фірми «Michell» (моделі CONDUMAX, S4000, DEWMET), фірми «Marquis» (моделі GIGROMAT 1100-02). До другої – гігрометри фірми «Bovar» (модель 241) [46, 69, 72, 73].

Гігрометри точки роси Michell Instruments модифікацій «S4000», «Dewmet», «Cermaх», «Transmet», «Cermet II», «Easidew» (далі гігрометри) мають різні конструктивні виконання електронного та вимірювального блоків, сенсора вологості і вимірювальної камери.

Вимірювальні блоки гігрометрів включають в себе датчики температури точки роси вологи і системи пробопідготовки аналізованого газу, що включають фільтри, вимірювальні камери, трубки і штуцери підключення до ліній аналізованого газу.

Основні технічні характеристики вологоміврів за точкою роси відомих виробників наведені в табл. 1.1 [13, 23, 45, 46, 66, 72].

Таблиця 1.1 – Основні технічні характеристики гігрометрів

Характеристика	«S4000»	«Dewmet»	«Сerтах»	«Transmet»	«Сermet II»	«Easidew»	«КОНГ-Прима-10»
Діапазон вимірювання температури точки роси, °С	від -80 до +90	від -50 до +90	від -100 до +20	від -100 до +20	від -100 до +20	від -100 до +20	від -30 до +30
Межі допустимої абсолютної похибки, °С	± 0,2	±0,2	±1 (понад -60 до +20°С точки роси) ±2 (від -100 до -60°С точки роси)	±1 (понад -60 до +20°С точки роси) ±2 (від -100 до -60°С точки роси)	±1 (понад -60 до +20°С точки роси) ±2 (від -100 до -60°С точки роси)	±2	±0,25, ±1 – за вологою ±1 – за вуглеводнями
Робочий діапазон температур, °С	від -20 до +40	від -20 до +40	від -20 до +40	від -20 до +40	від -20 до +40	від -20 до +50	від -20 до +50
Витрата досліджуваного газу, л/хв.	від 0,3 до 0,7	від 0,3 до 0,7	від 0,5 до 20	від 0,5 до 20	від 0,5 до 20	від 0,5 до 20	від 1 до 2
Час встановлення показів Т. Т. Р.	2 год	2 год	15 хв	15 хв	15 хв	15 хв	30 хв
Живлення гігрометра	220 В, 50 Гц	220 В, 50 Гц	6 В ак. батарея	10+ 28 В пост, струм	від 85 до 265 В, 50 Гц	6 В ак. батарея	220 В, 50 Гц
Споживча потужність, ВА	100	50	20	20	20	20	20
Вага, кг	15	3,2	3	0,7	1,5	2	6,5

Поширене використання приладів, які реалізують конденсаційний метод, свідчить про те, що цей метод є найбільш придатним для використання його в промислових умовах для визначення параметрів вологості та температури точки роси вуглеводнів. Але за наявності у природному газі гліколів чи метанолу як рідкого сорбенту, що використовується у процесі сушіння вологого газу, то цей метод визначає температуру точки роси гліколю чи метанолу разом із водою. При відомому вмісту гліколів і метанолу в газі можна вводити поправки на

визначення вже дійсної температури точки роси  $t_p$  по воді. При цьому різниця  $\Delta t = t_k - t_b$  температур конденсації та випаровування при визначенні температури  $t_p$  має бути меншою за  $2^\circ\text{C}$  при використанні автоматичних вторинних вимірювальних приладів і  $4^\circ\text{C}$  – при ручному управлінні в процесі вимірювання. Якщо температура точки роси за вуглеводнями є нижчою за  $t_p$  по воді, то у цьому випадку не виникає питань попереднього видалення із газу максимально можливої кількості вуглеводнів [4].

Для визначення вологості природного газу існує багато методів, правда, жоден із них самостійно не може в повній мірі забезпечити вимірювання вологості газу. Це пояснюється присутністю у природному газі таких компонентів, як крапельної рідини, вуглеводневого конденсату, діетиленгліколю, метанолу, компресорного масла, меркаптанів (сірки), сірководню.

### **1.3 НВЧ сенсори для гігрометрії та вологометрії газів**

Галузь надвисокочастотної (НВЧ) вологометрії розвивається з 50-х років ХХ століття. Найважливішими достоїнствами НВЧ вологомірів є: можливість безконтактних вимірювань (у вільному просторі), висока чутливість, необмежена верхня межа вимірювань, малий вплив на результати вимірювань хімічного складу матеріалу і деяких інших факторів [10].

Надвисокочастотні (НВЧ) вологоміри використовують значну (в десятки разів) відмінність електричних властивостей води та сухого матеріалу. Концентрацію вологи вимірюють шляхом ослаблення НВЧ-випромінювання, що проходить через шар аналізованого матеріалу та ґрунтується на двох фізичних явищах: поглинанні та розсіюванні радіохвиль, що пов'язано з присутністю широкосмугової обертальної релаксації полярних водяних молекул в області НВЧ [23, 59]. Чим більше вологість аналізованого матеріалу, тим менше сигнал, що потрапляє у вимірювальне обладнання. НВЧ-вологоміри дозволяють вимірювати вологість у широкому діапазоні (0–100 %) з високою точністю.

Вимірювання вологості газів на НВЧ є різновидом діелькометричного методу, в якому зміни діелектричних властивостей газів оцінюються по їх взаємодії з радіохвилями дециметрового, сантиметрового та міліметрового діапазонів. Одною із основних переваг цього методу є те, що засоби на їх основі, забезпечують відсутність інерційності й

дозволяють працювати з газом в потоці та здійснювати безперервний контроль стану обладнання в умовах експлуатації.

Відповідно до прийнятої класифікації [22] методи НВЧ-волого-вмісту поділяються на:

1) методи вільного простору (оптичні методи): а) з використанням хвилі, що проходить по тракту; б) з використанням відбитої хвилі. У модифікаціях а) і б) вимірюваної характеристикою можуть служити затухання (модуль коефіцієнта передачі або коефіцієнта відбиття), зміна амплітуди або фази хвилі;

2) резонаторні методи, які використовують закриті (металеві) і відкриті (діелектричні) резонатори;

3) хвильові методи, які використовують параметри хвилі;

4) зондові методи, які використовують зондування деякої поверхні;

5) методи биття або інтерференційні методи.

Більша частина розробок, що використовують методи вільного простору базуються на антенних вимірах. Основними недоліками при цьому є велика розмірність пробних об'єктів і відсутність практично прийнятної теорії характеристик перетворення датчиків. Остання обставина обумовлена відсутністю теорії ефективної діелектричної проникності вологого середовища.

При малих втратах в матеріалі (область дуже низького вологовмісту) знайшов деяке застосування оптичний метод кута Брюстера, що полягає в знаходженні кута падіння, якому відповідає би мінімум відображення поляризованої електромагнітної хвилі (паралельна поляризація, при якій вектор електричного поля паралельно площини падіння) від плоскої поверхні зразка.

З існуючих методів найбільше практичне застосування знайшли методи засновані на порівнянні характеристик електромагнітної хвилі, у вільному просторі, і хвилі, що пройшла через досліджуваний матеріал. Вимірювання зводяться до визначення комплексного коефіцієнта передачі ділянки прямої системи, заповненої досліджуваним матеріалом (коефіцієнта поглинання/відбиття як функції вологовмісту) [75]. Такою системою може бути як хвилевід, частково або повністю заповнений досліджуваним діелектричним середовищем, так і область вільного простору, в якій поширюються електромагнітні коливання НВЧ. На рис. 1.11 показана узагальнена схема пристрою для вимірювання вологості природного газу з використанням хвилеводної вимірювальної лінії.

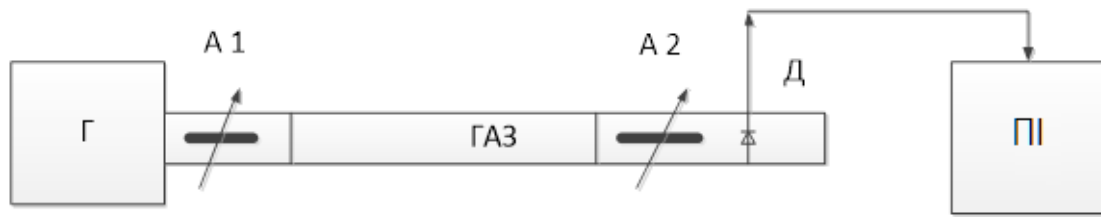


Рисунок. 1.11 – Узагальнена схема пристрою для вимірювання вологості природного газу

Основними елементами такої схеми є Г – генератор НВЧ, А1 і А2 – атенюатори, Д – діод для прийому інтенсивності, що пройшла через хвилеводний тракт, І – пристрій індикації.

При проходженні радіохвиль НВЧ через вологий матеріал відбуваються поглинання і розсіювання енергії електромагнітних хвиль частинками речовини. Для отримання інформації про властивості речовини можна використовувати параметри променя, що пройшов через пробу, що досліджується або відбитого випромінювання. Інформацію про вологість містять амплітуда, фаза і кут повороту площини поляризації електромагнітної хвилі як відбитої, так і тієї, що пройшла через вологий матеріал. З метою збільшення ефективності вологомірів можуть бути використані двочастотні методи, коли одна з частот знаходиться в області резонансного поглинання електромагнітної енергії молекулами.

Переважно НВЧ вологоміри працюють в режимі стоячої хвилі. Перед вимірюванням хвилеводна комірка відкачується і на вимірювальній лінії знаходиться положення вузла стоячої хвилі. Потім у хвилеводну комірку вводять досліджуваний газ, що викликає зміщення мінімуму стоячої хвилі. Зміщення вузла стоячої хвилі дозволяє визначити діелектричну проникність досліджуваного газу за відомою довжиною хвилі в хвилеводі та довжиною хвилі у вільному просторі. Недоліком такого підходу є великі розміри хвилеводної комірки [23, 76, 77].

Для вимірювання діелектричної проникності газів можуть бути використані також хвильові методи, засновані на зсуві вузла стоячої хвилі при введенні в хвилевід з досліджуваним газом [78, 79]. В такому пристрої генератор високочастотних коливань з'єднаний (через атенюатор) з хвилеводною вимірювальною лінією, яка приєднана до довгої хвилеводної секції (осередку), герметизованою з лівого боку тонкою слюдяною пластинкою. Правий кінець хвилеводного осередку

коротко замкнутий за допомогою металевої пластинки. Перед вимірюванням хвилеводний осередок відкачується і на вимірювальній лінії знаходиться положення будь-якого вузла стоячої хвилі. Потім в хвилеводний осередок вводиться досліджуваний газ. Це викликає зсув мінімуму стоячої хвилеводної хвилі у напрямку до коротко замкненого кінця хвилеводу, оскільки довжина хвилі при цьому змінюється.

Для усунення неоднозначності при визначенні проникності під час введення газу проводиться спостереження за переміщенням вузла стоячої хвилі з тим, щоб число цілих півхвиль залишилося незмінним. Виміряне у такий спосіб зміщення вузла дозволяє визначити діелектричну проникність досліджуваного газу за відомою довжиною хвилі.

Для підвищення чутливості хвилеводних методів використовуються довші хвильові осередки, а також приймається багато інших заходів, пов'язаних, наприклад, з усуненням відбиття від слюдяного вікна і підвищення стабільності генератора. Компенсація хвилі відбитої від слюдяною пластинки досягається введенням індуктивної діафрагми, реактивна провідність якої дорівнює по абсолютній величині, але протилежна за знаком провідності вікна.

Втрати в газах можуть бути виміряні шляхом реєстрації потужності, що надходить на вхід індикаторного пристрою. Вимірюючи спочатку потужність, реєструються чутливим індикатором, при відсутності газу в хвилеводі, а потім при введеному газі, можна визначити постійну загасання. Такий спосіб вимірювання автоматично враховує власні втрати хвилеводу, так як різниця між потужностями обумовлена тільки втратами, зумовленими досліджуваним газом. Вплив власних втрат хвилеводу позначається за значенням, яке спостерігається у вузлі стоячої хвилі при занадто довгому осередку, що призводить до додаткових похибок у визначенні зміщення вузла. Ця обставина обмежує довжину хвилеводної осередку деяким її оптимальним значенням, при якому вплив втрат ще мало позначається на точності вимірювання вузла стоячої хвилі.

Незважаючи на порівняно низьку чутливість хвилеводних методів, останні знайшли широке застосування в радіоспектроскопії, так як вони дозволяють виробляти дослідження в більш широкому спектрі частот в порівнянні з резонатором.

У методі відбивання можна використати похиле або нормальне падіння хвилі. Перевагу зазвичай віддають нормальному падінню, при



якому використовується одна приймально-передавальна антена, в той час як для похилого падіння застосовуються вимірювальні пристрої, основані на оцінці параметрів стоячої хвилі, що виникає в результаті суперпозиції падаючої і відбитої хвиль [80].

Для резонаторних методів характерне використання двох резонаторів: вимірювального та опорного. Для отримання точних результатів необхідно, щоб частота опорного резонатора залишалась незмінною упродовж всього часу, необхідного для вимірювань. При вимірюванні діелектричної проникності вологий газ продувається через резонатор і вимірюється відносний зсув частоти резонатора, заповненого парою, порівняно з частотою резонатора, заповненого сухим газом. На основі вимірювань, отриманих для певного вмісту вологи в газі, можуть бути проведені розрахунки діелектричної проникності газу при іншому відсотковому вмісту вологи. Ці розрахунки проводяться за допомогою ентропійних діаграм, що ускладнює обробку результатів вимірювання і є суттєвим недоліком [81].

В методі биття порівнюються резонансні частоти двох генераторів. Перший генератор є опорним і працює на фіксованій частоті, а в коливальний контур другого генератора включається еталонний змінний конденсатор. Коливання від двох генераторів подаються на змішувач, що дозволяє отримати різницеву частоту (биття), яка реєструється вихідним індикатором. Змінюючи частоту генератора, домагаються рівності частот (нульові биття). Після отримання нульового биття паралельно до еталонного конденсатора підключається вимірювальний конденсатор з досліджуваною речовиною. Діелектрична проникність визначається через різницю значень ємності еталонного конденсатора до підключення вимірювального конденсатора, його ємності після підключення і ємності вимірювального конденсатора. Недоліком такого методу є складне схемотехнічне рішення [76].

У роботах [77–79, 82, 83] розглянуті резонансні первинні перетворювачі (РПП), що орієнтовані на малорозмірні проби. Такі перетворювачі, як правило, використовують для вимірювання сипучих і пористих середовищ, а також апаратно вирішити задачу зведення результату вимірів до одномірного. Раніше іншими авторами був продемонстрований успіх використання РПП у НВЧ гігрометрії [81].

Розроблено низку мікрохвильових датчиків для гігрометрії технологічних газів. Один з них базується на спеціально структурованому

РПП із робочим видом коливань  $H_{012}$  і дозволяє реалізувати прямі виміри вмісту вологи в газах за значенням ефективної діелектричної проникності. Зважаючи на те, що відхилення значення діелектричної проникності вологого газу від сухого газу становить  $10^{-3} \dots 10^{-5} \%$ , чутливість РПП має мати досить високі значення. Із цією метою в конструкції  $H_{012}$  РПП торцеві стінки виконані з матеріалу з істотно більш низьким значенням електропровідності в порівнянні з матеріалом бічної області циліндра. При цьому вихідний сигнал вимірювальної інформації формується на базі зміни добротності РПП залежно від вологовмісту газового середовища, що заповнює його. Структурна схема мікрохвильового гігromетра такого типу представлена на рис. 1.12 і не містить складних у забезпеченні експлуатації пристроїв АПЧ і гетеродинного частотоміра.

Схема мікрохвильового гігromетра включає тільки один НВЧ генератор (Г), блок опорного і вимірювального резонатора ( $P_1$ ) і ( $P_2$ ), модулятор (М), високо прецизійний хвилеводний міст на балансовому подвійному трійнику зі НВЧ детектором (Д) в Е-плечі і традиційний блок газовий (БГ).

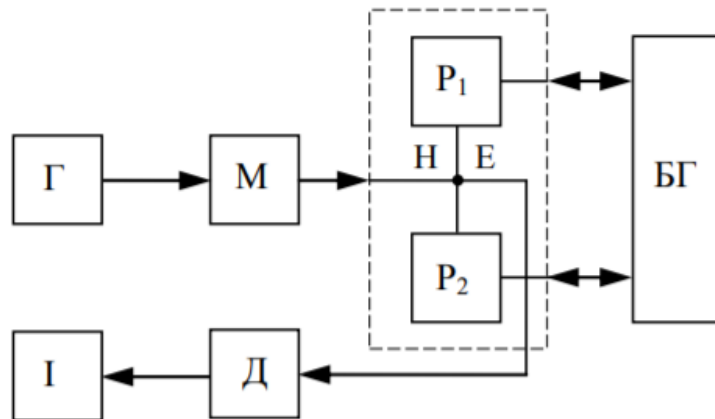


Рисунок 1.12 – Структурна схема мікрохвильового гігromетра

Недоліками мікрохвильового резонатора є висока чутливість до води, що обмежує діапазон вимірювань, неоднорідна структура електромагнітного поля, що містить максимуми і нулі поля по всьому поперечному перерізу потоку, що призводить до нестабільності відгуку резонатора і вимагає застосування складних статистичних методів обробки сигналу.

В роботі [79] авторами запропоновано та реалізовано НВЧ варіант гігromетрів на основі спеціальних вологосорбентів. Фактично це аналог мікроелектронних ємнісних датчиків для гігromетрії. Переваги мікрохвильового гігromетричного сенсора пов'язані з можливістю окремої оптимізації вологосорбента за критерієм нормованості процесів сорбції та десорбції і техніки вимірювання його ефективної діелектричної проникності, як функції поглинання із газу вологи. На рис. 1.13 показано функціональну схему розробленого НВЧ гігromетра проточного газу з мікрохвильовим датчиком на основі коаксiально-го резонатора з торцевою вимірювальною апертурою.

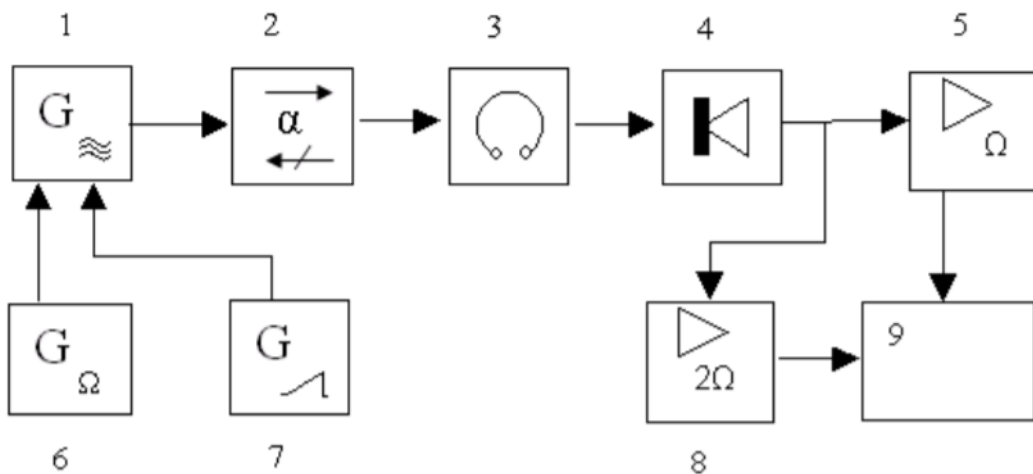


Рисунок 1.13 – Функціональна схема НВЧ гігromетра модуляційного типу:  
 1 – НВЧ генератор; 2 – феритовий вентиль; 3 – РПП; 4 – НВЧ детектор;  
 5, 8 – селективні підсилювачі; 6 – НЧ генератор;  
 7 – генератор пилкоподібної напруги; 9 – мікроконтролер

Сорбентна частина сенсора (3) може наноситися на діелектричну підкладку і оптимально включатися в випромінювальну апертуру РПП за критеріями значення його робочої добротності та чутливості. Десорбція накопичувальної вологи для підготовки сенсора до нового вимірювання здійснюється після виходу показань гігromетра на насичення за допомогою або резистивного нагріву на рис.1.14а, або нагріву ІЧ випромінюванням (рис. 1.14б). При дозовій гігromетрії сорбент може включатися в поле РПП по варіанту (рис.1.14в).

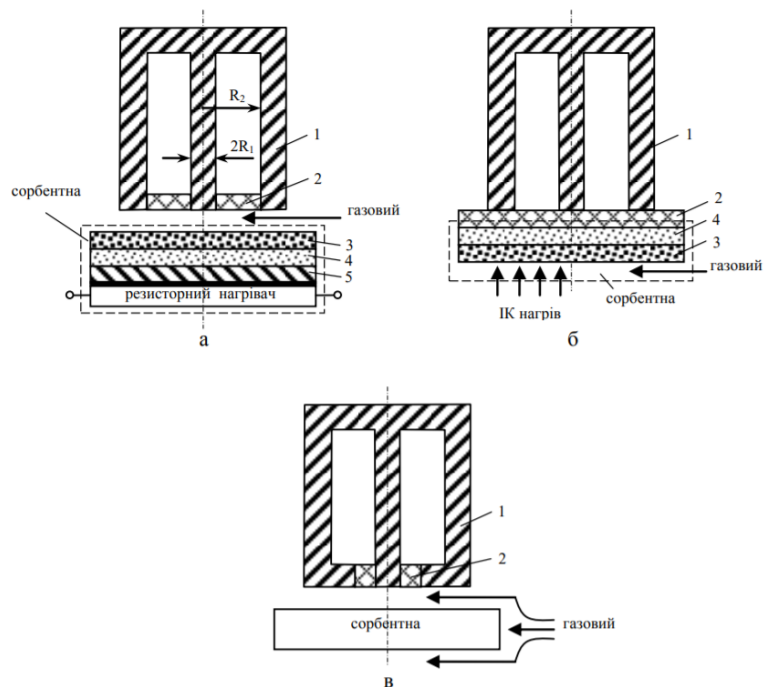


Рисунок 1.14 – Схематичне зображення РПІ для НВЧ гігрометрії

Для обчислення електричних властивостей матеріалу за параметрами резонатора необхідно знати картину поля, відповідно до прийнятого типу коливань в використовуваному резонаторі.

Застосування у вологомірах добре розробленої техніки резонаторних методів зустрічає такі перешкоди:

а) необхідність введення в резонансну порожнину невеликого зразка строго визначених розмірів і форми виключає можливість безперервних вимірювань і ускладнює дискретні вимірювання;

б) використовуються вимірювальні схеми, розраховані на роздільне визначення дійсної та уявної частини діелектричної проникності непридатні або занадто складні для вологомірів (особливо автоматичних); додаткові труднощі обумовлені збільшенням пологості та ширини резонансних кривих з ростом вологості.

Окрім вище наведених недоліків слід відмітити, що у НВЧ вологометрії на відміну від класичного гравіметричного методу існує проблема суттєвого впливу таких завад, як щільність вологовмісної проби та відтворюваності об'єму, що взаємодіє з НВЧ полем сенсора, на градувальну характеристику. Разом з невідтворюваністю параметрів ряду елементів НВЧ тракту сенсора ці обставини значно зменшують використання НВЧ методу вологометрії, який має ту перевагу, що забезпечує експресність вимірювання.

#### **1.4 Порівняння характеристик засобів найбільш розповсюджених методів вимірювання вологості природного газу, що використовують в потоці**

З вітчизняних гігрометрів, що серійно випускаються і працюють на цьому принципі, на ринку представлений гігрометр «Аргон-м». Номенклатура зарубіжних гігрометрів значно ширша – це гігрометри «Shaw», «Dewlux», «Panametrics Ltd», «Hygrolog WMY 770Z», «Marquis», «Dewmatics», «ИВА» та ін.

Серед численних вологомірів, що використовуються для лабораторного аналізу вологості газу, лише лічені одиниці здатні працювати в потоці. На сьогодні можна виділити чотири основних типи таких вологомірів: вимірюють температуру конденсації пари води на охолоджуваному дзеркалі; з електролітичною коміркою на основі п'ятиокису фосфору; вологоміри, що використовують ємнісні сенсори  $Al_2O_3$  або  $Si_2$ ; що реалізують принцип мікроваг на основі п'єзокристала зі спеціальним покриттям.

Сенсори з оксидом металу на сьогодні є поширеним пристроєм для вимірювання точки роси, також відомі як технологія оксиду алюмінію. Ці пристрої, як правило, призначені для вимірювань з низькою температурою точки роси. Вони невеликі за розміром, і їх часто можна розмістити на стінках або каналах в промислових умовах. Гігрометри з оксиду металу, як правило, менш точні, ніж дзеркальні пристрої, і не вважаються ефективними для тривалого використання. Сенсори, сприйнятливі до факторів навколишнього середовища, можуть бути легко знищені, якщо вони потрапляють у вологі умови. Через таку чутливість необхідна регулярна перевірка та повторне калібрування.

Відомі також сенсори хлориду літію, що використовуються завдяки високій надійності та відносно простому конструюванню. Вони вигідніші порівняно з електричними пристроями вологості, оскільки не дуже забруднюються. Промислове використання цього пристрою включає вимірювання для сушарок та холодильного обладнання. Кожен такий сенсор складається з металевих трубок, насичених розчином хлориду літію і намотаних дротами, які підключені до джерела живлення. Як правило, ці датчики використовуються для промислового використання, що не вимагає високої точності.

В енергетиці та для вимірювання нафтохімічних процесів застосовуються полімерні сенсори для вимірювання точки роси. Ці сенсори використовуються, як правило, при вимірюваннях із низькою темпера-

турою точки роси. Помітною перевагою таких сенсорів є його довготривала стабільність та ефективність у процесах, які вимагають мінімального обслуговування.

Отже, серед численних вологомірів, що використовуються для лабораторного аналізу вологості газу, лише лічені одиниці здатні працювати в потоці. На сьогодні можна виділити п'ять основних типів таких вологомірів: діелькометричні, конденсаційні, електролітичні на основі п'ятиокису фосфору, ємнісні на основі  $Al_2O_3$  або  $Si_2$ , вологоміри, що реалізують принцип мікроваг на основі п'єзокристала зі спеціальним покриттям.

На основі проведеного аналізу методів вимірювання вологості природного газу в табл. 1.2 наведено порівняння характеристик засобів найбільш розповсюджених методів вимірювання вологості природного газу, що використовують в потоці.

Проаналізувавши табличні дані, можна прийти до висновку, що поряд з конденсаційним методом вимірювання вологості газу, перспективним, який задовольняє умови вимірювання газу в трубопроводі, є діелькометричний метод. Цей метод і є тим методом, удосконалення якого, дало змогу розробити НВЧ засіб вимірювання вологості, про що буде сказано в наступних розділах монографії.

Таблиця 1.2 – Порівняння характеристик засобів найбільш розповсюджених методів вимірювання вологості природного газу, що використовують в потоці

Метод параметри	Діелько- метрич- ний	Конден- саційний	Ємнісний	Мікровагів	Електролі- тичний
Робочий тиск МПа	1...15	1...10	1...10	1–3	0,07–0,7
Робоча температура °С	–30...110	–40...50	–30...110	До 50	0...50
Відносна вологість %	0...80	0...98	0...100	0...100	0...100
Абсолютна вологість г/м <sup>3</sup>	0...18	0...20	0...18	0...30	0...30
Відносна похибка %	+/-2...3	+/-1,5	+/-3...5	+/-10	+/-5
Чутливість г/м <sup>3</sup>	5–8	6–8	6–8	6–8	6–8

## РОЗДІЛ 2

### РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ НВЧ ВИМРЮВАЛЬНИХ ПЕРЕТВОРЮВАЧІВ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Природний газ є складною сумішшю різних вуглеводневих компонентів, але крім них він містить різні домішки, що чинять істотний вплив на процес транспортування газу. Найбільш вагомими є домішки води, присутність якої в газі небажана, оскільки при транспортуванні газу можуть спостерігатися випадки корозії трубопроводів і арматури, а також утворення гідратів (продуктів приєднання води до різних речовин) та конденсату [1, 2]. В результаті зменшується пропускна спроможність газопроводу (до повної закупорки), ушкоджуються фільтри, крани, компресори. Крім того, вміст вологи знижує питому теплоту згорання газу. Зі сказаного витікає визначення одного з важливих показників – вмісту в газі води, оскільки від достовірності його визначення залежить ефективність і безаварійність транспортування та споживання газу.

#### **2.1 Дослідження газового середовища як об'єкта вимірювання його вологості та вплив НВЧ випромінювання**

На основі аналізу показників якості газу в Україні та в європейських країнах, які отримують частину природного газу з тих самих магістральних газопроводів, що й Україна, встановлено, що суттєвим недоліком вітчизняної нормативної бази щодо показників якості газу є значення точки роси вологи та вуглеводнів у ньому, оскільки вони впливають на характеристику горіння палива.

На сьогодні чинним в Україні документом, який містить санітарно-гігієнічні вимоги та вимоги безпеки, є міждержавний ГОСТ. Особливе місце в нормативному забезпеченні займають науково обґрунтовані норми для значень якісних показників газу. В технічних умовах на газ, що подається з родовищ, газопереробних заводів та підземних сховищ України до магістральних газопроводів ТУ У 11.1-20077720-001:2010 встановлені такі вимоги щодо вологості газу: для об'єктів, що подають газ до газопроводів-відводів з робочим тиском понад 2,45 МПа (відводи магістральних газопроводів I класу) температура точки роси має становити:

- не вище  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  (при 3,92 МПа) з 1 жовтня по 30 квітня (зимовий період);

- не вище  $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$  (при 3,92 МПа) з 1 травня по 30 жовтня (літній період).

Для об'єктів, що подають газ до магістральних газопроводів II класу:

-  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  (при 2,45 МПа) з 1 жовтня по 30 квітня;

-  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  (при 2,45 МПа) з 1 травня по 31 травня і з 1 вересня по 31 жовтня);

-  $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$  (при 2,45 МПа) з 1 червня по 31 серпня.

Температура точки роси за вуглеводнями не має перевищувати  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  при температурі газу не нижче  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Газопроводи низького тиску (до 5 кПа) служать для постачання газом побутових споживачів, підприємств громадського харчування, невеликих опалювальних котелень. Газопроводи середнього тиску (5 кПа–0,3 МПа) і газопроводи високого тиску (0,3–1,2 МПа) служать для підведення газу до міських розподільчих мереж низького і середнього тиску через газорозподільні пункти (ГРП), а також для подачі газу через ГРП і газорегуляторні установки (ГРУ) до промислових і комунальних підприємств. Є газові мережі високого тиску I категорії (0,6 МПа–1,2 МПа) і II категорії (0,3–0,6 МПа).

Дані вимог прописані в Наказі № 218 Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 29 грудня 2009 року «Про затвердження Правил охорони праці у газовому господарстві підприємств чорної металургії».

Для газу, який потрапляє в газопроводи-відводи з робочим тиском понад 2,45 МПа (цей газ не може потрапити в магістральний газопровід I класу, так як газопровід-відвід працює в зворотному напрямку і має тиск, менший, ніж в газопроводі, від якого відведений) і в магістральні газопроводи II класу (від 1,18 до 2,45 МПа), норми встановлені за результатами розрахунку мінімально можливого вологовмісту газу за будь-яких можливих термодинамічних умовах в магістральному газопроводі в процесі транспортування газу від моменту його подачі в газопровід і до передачі споживачу.

Очевидно, що для транспортування газу в однофазному стані, тобто за відсутності конденсації пари вологи, необхідно забезпечувати значення температури точки роси вологи, яке має бути нижчим за температуру газу. Умови транспортування газу не потребують повного вилучення вологи з газу, а потребують підтримки необхідної температури, при якій газ не переходить в насичений стан при будь-яких змінах тиску, характерних для його транспортування, і можливих змінах температури газу [2, 4, 6].



Наявність насиченої вологи в газі при його транспортуванні зумовлює утворення твердих гідратних наростів на внутрішній поверхні стінок трубопроводів, що збільшує коефіцієнт гідравлічного опору, зменшує тим самим пропускну здатність трубопроводу, спотворює покази витратомірів і лічильників при визначенні кількості природного газу.

У зв'язку з тим, що температура газу в газових мережах може мати додатне значення, має серйозний недолік стосовно нормування точки роси вологи, яка логічно може також набувати додатних значень температури.

Особливої ваги дані показники набувають для виробників витратомірювальної техніки, які дуже часто скаржаться на її вихід з ладу через надмірну вологість природного газу та випадання чи налипання на вимірювальні вузли рідинних вуглеводнів.

У [7, 8] наводять характеристику залежності точки роси вологи та вуглеводнів для типового складу природного газу залежно від його тиску в газопроводі (рис. 2.1). Як видно, точка роси вологи та вуглеводнів в діапазоні високих тисків має від'ємне значення, яке регламентується відповідними значеннями у європейських нормативних документах. Але, окрім цього, основною проблемою, як було сказано в першому розділі, для всіх конденсаційних гігрометрів, що промислово випускаються, є вимірювання точки роси по воді в присутності раніше сконденсованих домішок, наприклад, вуглеводнів. Як правило, автоматичні конденсаційні гігрометри в цих умовах вимірюють точку роси першої сконденсованої домішки досліджуваного газу, що приводить до неоднозначності при вимірюванні вологості.

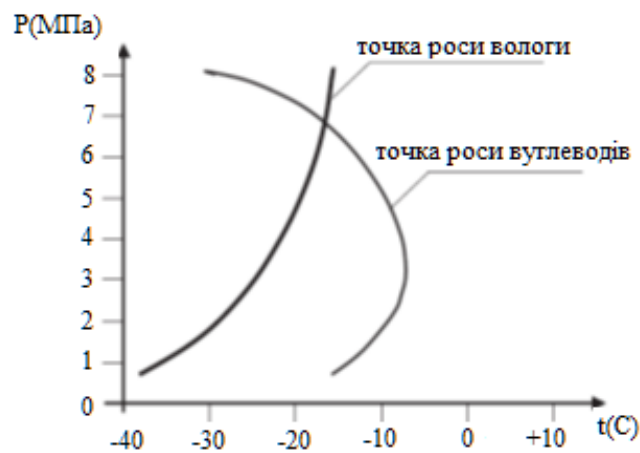


Рисунок 2.1 – Залежність точки роси вологи та вуглеводнів для типового складу газу

Отже, зі сказаного витікає необхідна конкретизація в числовому вираженні показників точки роси вологи та точки роси вуглеводнів для забезпечення уникнення неоднозначності [3]. Це означає, що необхідно запропонувати такий підхід вимірювання вологості, при якому вимірювання вологості за точкою роси та точкою роси за вуглеводнями були здійснені різними засобами, що дозволило б зняти таку неоднозначність. При цьому не має суттєвого значення, в яких одиницях виконується вимірювання вологості, оскільки вони взаємопов'язані [14].

При звичайних температурах і тисках вологі газу можуть описуватися рівняннями ідеального газу із точністю, достатньою для вирішення практичних задач, зокрема законом Дальтона. Для кількісної оцінки вмісту вологи використовують низку показників, які можна розділити на такі групи [84]:

1) Величини, які характеризують концентрацію водяної пари, серед яких:

- абсолютна вологість, тобто маса водяної пари, яка міститься в одиничному об'ємі газу;

- пружність, або парціальний тиск водяної пари, виражається в Па, або мм рт. ст.

2) Характеристики співвідношення вологості: вологовміст – відношення маси водяної пари до маси сухого повітря або як співвідношення густини водяної пари до густини сухого повітря; об'ємний вологовміст – відношення об'єму пари до об'єму сухого повітря; молярна частка водяної пари – відношення кількості молей водяної пари до загальної кількості молей вологого повітря.

3) Температура точки роси – температура, яку отримає газ в результаті ізобаричного охолодження до повного насичення по відношенню до плоскої поверхні води (криги).

4) Відносна вологість – відношення дійсної вологості газу до її максимально можливої, яка відповідає насиченню при даній температурі. Значення відносної вологості показує ступінь насичення водяною парою, використовується для характеристики вологості повітряних середовищ, виражається у відсотках.

На рис. 2.2 показано графік залежності абсолютної вологості в  $\text{г/м}^3$  від температури точки роси в градусах для різних значень абсолютного тиску [4].

У звичайному, природному стані газ не проводить електричний струм, тобто є діелектриком. Ізолюючі властивості газу пояснюються тим, що атоми і молекули газів у природному стані є нейтральними частинками. Тому за нормальних умов у газі практично немає вільних носіїв заряду, рух яких міг би створити електричний струм.

Природний газ як і інші гази характеризується малою густиною внаслідок великих відстаней між молекулами. Завдяки цьому поляризація газів незначна і діелектрична проникність усіх газів близька до одиниці ( $\epsilon \cong 1$ ). Діелектрична проникність газу тим вище, чим більше радіус молекули. Однак ця залежність слабка. Наприклад, діаметр молекули вуглекислого газу вдвічі перевищує діаметр молекули гелію в той же час значення їх діелектричних проникностей майже не відрізняються, відповідно 1,001 та 1,000072.

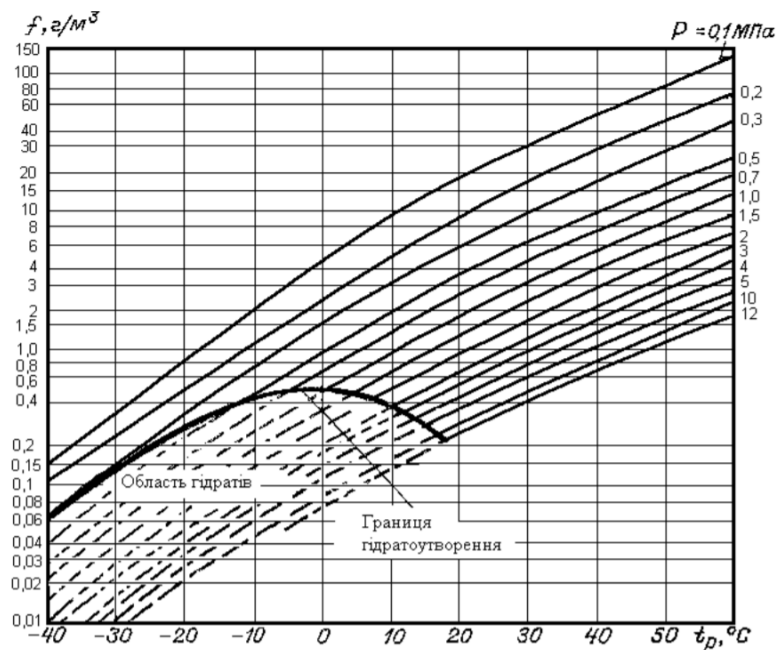


Рисунок 2.2 – Залежність абсолютної вологості природного газу від температури точки роси і абсолютного тиску

Діелектрична проникність газів прямо пропорційна тискові та вологості і обернено пропорційна температурі. Це пояснюється зміною числа молекул в одиниці об'єму газу зі зміною температури і тиску. Залежність діелектричної проникності газів від тиску, вологості і температури незначна з практичної точки зору. Наприклад, при збільшенні тиску повітря в 40 разів його діелектрична проникність збільшується лише на 2%. При зниженні температури від +60 °C до -60 °C діелектрич-

на проникність збільшується на 0,03 %. При збільшенні вологості повітря від 0 до 100 % діелектрична проникність збільшується на 0,006 %.

Дослідження діелектричних характеристик в НВЧ діапазоні довжин хвиль дозволяє одержати унікальну інформацію про стан водної компоненти. Фізичною основою цього є велика різниця діелектричної проникності природного газу, що становить приблизно  $\epsilon \cong 1$  та води  $\epsilon \cong 81$ . НВЧ діелькометрія в області дисперсії вільної води (близько 10 ГГц) є прямим методом вивчення стану води в різних об'єктах [85, 86].

Молекула води – це диполь, що обумовлює її високу діелектричну проникність. Диполь молекули води у НВЧ діапазоні в змінному електромагнітному полі (ЕМП) ці молекули не встигають обернутися і слідувати за його змінами. Ця здатність характеризується комплексною діелектричною проникністю  $\epsilon$ . Зміна вологості не суттєво змінює діелектричну проникність вологовмісного середовища, при цьому суттєвими є діелектричні втрати, тобто електрична потужність, що розсіюється в діелектрику у вигляді тепла під дією прикладеного до нього електричного поля. Діелектричні втрати залежно від частоти електромагнітного поля будуть мати різні значення. На рис. 2.3 показано характеристики діелектричних втрат при різних значення довжини НВЧ хвилі.

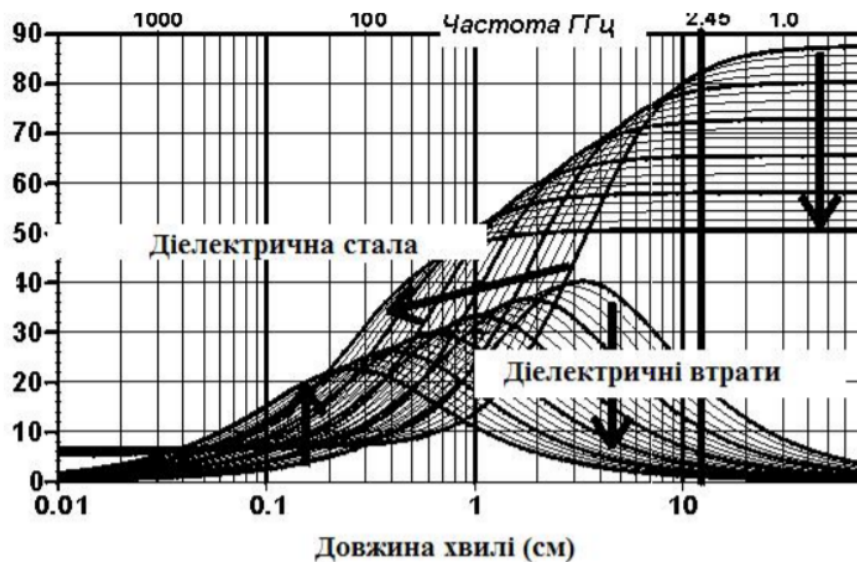


Рисунок 2.3 – Характеристики діелектричних втрат при різних значення довжини НВЧ хвилі

Отже, вимірювання вологості газів на надвисоких частотах є різновидом діелькометричного методу, в якому зміна діелектричних вла-

стивостей газів оцінюється за їх взаємодією з радіохвилями дециметрового, сантиметрового та міліметрового діапазонів. На основі цього графіка можна зробити висновок про те, що найбільший діапазон діелектричних втрат припадає на довжину хвилі в 3 см, яку в подальшому взято за основу для побудови вимірювального перетворювача та засобу вимірювання вологості природного газу.

## **2.2 Розробка математичної моделі хвилеводного НВЧ вимірювального перетворення вологості природного газу**

Поглинання випромінювання атомами й молекулами речовини та трансформування надлишкової енергії збудження відбувається як за рахунок водяної пари, так і за рахунок газу. Тому для отримання необхідної чутливості й точності при побудові сенсорів вологості важливим є вибір довжини хвилі з урахуванням того, що поглинання випромінювання відбувається як в першому, так і в другому випадку. У зв'язку з цим постає задача вимірювання вологості газу шляхом створення моделі перенесення випромінювання в ньому, яка б враховувала вище наведені параметри.

Поведінка діелектрика в синусоїдальному електромагнітному полі характеризується макроскопічними величинами комплексних діелектричної  $\epsilon^*$  і магнітної  $\mu^*$  проникностями. У вологих матеріалів, що не містять феромагнетиків, величина  $\mu^* \approx \mu_0$  (магнітної проникності пустоти) і їх електричні властивості в слабких змінних електричних полях можна описати двома параметрами, пов'язаними з  $\epsilon^*$  такими, як дійсна  $\epsilon'$  і уявна  $\epsilon''$  складові комплексної діелектричної проникності через  $\epsilon^* = \epsilon' - j\epsilon''$  [87].

Сучасна фізика діелектриків пов'язує залежність  $\epsilon$  і  $\text{tg}\delta$  матеріалів від їх властивостей з основним процесом, що відбувається в будь-якому реальному діелектрику під впливом електричного поля, – поляризацією частинок діелектрика.

В гетерогенних системах поляризація має неоднаковий характер для різних фаз і для всієї системи в цілому. На характеристики системи здійснює також вплив подвійний електричний шар, обумовлений наявністю заряду на поверхні поділу між фазами, що мають різні електричні властивості ( $\epsilon$  і  $\sigma$ ).

Залежність між цими величинами має вигляд [2]:

$$\varepsilon'' = \varepsilon; \quad \varepsilon'' = \frac{\sigma}{\omega}; \quad \operatorname{tg} \delta = \frac{\varepsilon''}{\varepsilon'} = \frac{\sigma}{\omega \varepsilon'}; \quad \varepsilon^* = \varepsilon(1 - j \operatorname{tg} \delta) \quad (2.1)$$

де  $\omega$  – кутова частота;  $\operatorname{tg} \delta$  – тангенс кута діелектричних втрат.

За Дебаєм частотна залежність діелектричної проникності при релаксаційному поглинанні описується рівняннями [22, 60]:

$$\varepsilon^* - \varepsilon_{\infty} = \frac{\varepsilon_0 - \varepsilon_{\infty}}{1 + j\omega\tau}, \quad (2.2)$$

звідки

$$\varepsilon^* = \varepsilon_{\infty} + \frac{\varepsilon_0 - \varepsilon_{\infty}}{1 + j\omega^2\tau^2}, \quad (2.3)$$

і

$$\varepsilon'' = (\varepsilon_0 - \varepsilon_{\infty}) = \frac{\omega\tau}{1 + \omega^2\tau^2}, \quad (2.4)$$

з (2.4) можна визначити максимальне значення  $\varepsilon''$ :

$$\varepsilon''_{\text{макс}} = \frac{\varepsilon_0 - \varepsilon_{\infty}}{2}. \quad (2.5)$$

Вихідною величиною вимірювального перетворення, що базується на проходженні електромагнітної хвилі по хвилеводу у вільному середовищі, слугує ослаблення.

Поглинання електромагнітної хвилі в середовищі природного газу відбувається як за рахунок впливу водяної пари, так і за рахунок газу, тільки різною мірою. Модель перенесення випромінювання в такому середовищі показано на рис. 2.4.



Рисунок 2.4 – Модель перенесення випромінювання в середовищі вологого газу

Густина вологого газу  $\rho$ , в загальному випадку, визначається як сума густин сухої частини і водяної пари аналогічно їхніх парціальних тисків при відповідній температурі [89].

Виходячи з моделі, в закритому об'ємі тиск газу  $P_{\text{г}}$  визначається як сума парціальних тисків складових газу [90]. В нашому випадку

$$P_{\text{г}} = P_{\text{в.п.}} + P_{\text{с.г.}} \quad (2.6)$$

Згідно з законом Менделєєва–Клапейрона [95] парціальний тиск водяної пари і газу  $P_{\text{с.г.}}$  визначається, відповідно як

$$P_{\text{в.п.}} = \frac{\rho_{\text{в.п.}} RT}{\mu_{\text{в.п.}}}, \quad P_{\text{с.г.}} = \frac{\rho_{\text{г.}} RT}{\mu_{\text{с.г.}}}, \quad (2.7)$$

де  $R$  – універсальна газова стала;  $T$  – температура газу;  $\mu_{\text{в.п.}}$  – молярна маса води;  $\mu_{\text{с.г.}}$  – молярна маса газу.

В роботі запропоновано математичну модель НВЧ вимірювально-го перетворення вологості природного газу, суть якого полягає у поглинанні НВЧ сигналу, тобто у вимірюванні потужності даного сигналу на виході хвилеводу при зміні вологості газу шляхом використання біжучої хвилі.

Потужність випромінювання  $P$  затухає в результаті проходження біжучої хвилі по хвилеводу за законом [22, 60]:

$$P = P_0 \cdot e^{-\alpha l}, \quad (2.8)$$

де  $P_0$  – вхідна потужність, що поширюється по хвилеводу;  $l$  – довжина проходження НВЧ сигналу в досліджуваному середовищі;  $\alpha$  – загальний коефіцієнт поглинання, що дорівнює:

$$\alpha = \alpha_1 + \alpha_2, \quad (2.9)$$

де  $\alpha_1$  – коефіцієнт поглинання для водяної пари;  $\alpha_2$  – коефіцієнт поглинання для природного газу.

Коефіцієнт поглинання для водяної пари з [22] визначається

$$\alpha = \frac{2\pi l}{\lambda} \sqrt{\frac{1}{2} \left( \sqrt{\varepsilon_{\text{в.п.}}'^2 + \varepsilon_{\text{в.п.}}''^2} - \varepsilon_{\text{в.п.}}' \right)}, \quad (2.10)$$

де  $l$  – шлях, що проходить електромагнітна хвиля.

Діелектрична проникність пропорційна густині водяної пари [91]

$$\frac{\rho_{\text{в.п.}}}{\rho_{\text{в.п.}}} = \frac{\varepsilon_{\text{в.п.}}}{\varepsilon_{\text{в.п.}}}, \quad (2.11)$$

де  $\rho_{\text{в}}$  – густина води;  $\rho_{\text{в.п}}$  – абсолютна вологість водяної пари;  $\epsilon_{\text{в}}$ ,  $\epsilon_{\text{в.п}}$  – діелектрична проникність води та водяної пари, відповідно.

Значення діелектричної проникності водяної пари  $\epsilon'_{\text{в.п}}$  при парціальному тиску  $P_{\text{в.п}}$  і температурі  $T$  (в градусах шкали Кельвіна) може бути перераховано до значення  $\epsilon'_{0\text{в.п}}$  при тиску  $P_{\text{атм.}} = 760$  мм рт.ст., що відповідає 101325 Па і температурі  $T_0 = 293,2^\circ\text{К}$  за формулою [60]

$$\epsilon'_{0\text{в.п.}} = \epsilon'_{\text{в.п.}} \frac{P_{\text{атм.}} T}{P_{\text{в.п.}} T_0}. \quad (2.12)$$

З урахуванням (2.7), (2.10), (2.11), (2.12) отримаємо [92]

$$\alpha_1 = \frac{2\pi l \rho_{\text{в.п}}}{\lambda} \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \frac{T_0 R}{P_{\text{атм.}} \rho_{\text{в}} \mu_{\text{в.}}} \cdot \left( \sqrt{\epsilon_{\text{в.}}'^2 + \epsilon_{\text{в.}}''^2} - \epsilon_{\text{в.}}' \right)}. \quad (2.13)$$

На рис. 2.5 показано графік залежності коефіцієнта поглинання водяної пари для декількох значень тиску газу.

Розрахунки проведені для довжини хвилі 3 см і довжини шляху проходження електромагнітної хвилі 12 см.

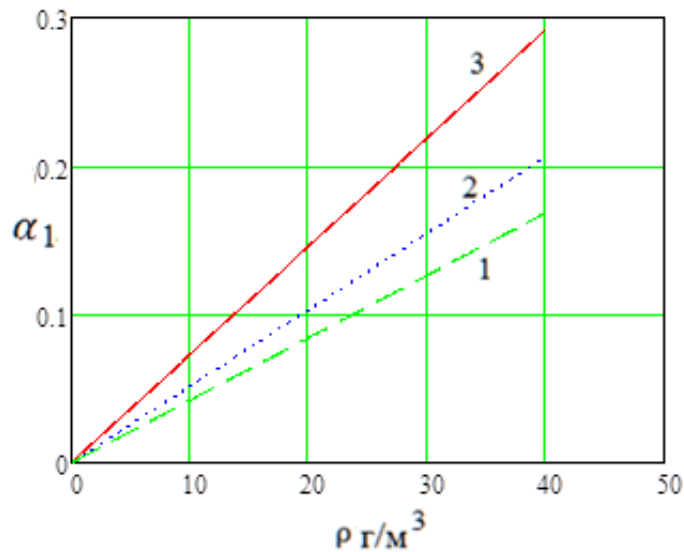


Рисунок 2.5 – Залежність коефіцієнта поглинання від абсолютної вологості водяної пари для декількох значень тиску:

1 –  $P_1 = 1$  атм, 2 –  $P_2 = 2$  атм, 3 –  $P_3 = 3$  атм

У літературі різняться дані по діелектричній проникності води на довжині хвиль  $\lambda = 3$  і 3,2 см. Так [93] дає на частоті  $f = 9\,584$  МГц при



температурі  $T = 293,15$  Кельвіна три різні величини діелектричної проникності води: дійсна частина –  $\varepsilon'_{\text{в.}} = 69,69$ ; уявна частина –  $\varepsilon''_{\text{в.}} = 32,1$ :

- дійсна частина –  $\varepsilon'_{\text{в.}} = 63,5$ ; уявна частина –  $\varepsilon''_{\text{в.}} = 31,0$ ;

- дійсна частина –  $\varepsilon'_{\text{в.}} = 63,0$ ; уявна частина –  $\varepsilon''_{\text{в.}} = 31,5$ .

За Берлінером [22] дійсна частина діелектрична проникність становить  $\varepsilon'_{\text{в.}} = 63,0$ , уявна частина –  $\varepsilon''_{\text{в.}} = 32,4$ ; за Брандтом [60] дійсна частина –  $\varepsilon'_{\text{в.}} = 61,9$ , уявна частина –  $\varepsilon''_{\text{в.}} = 31,4$ ; при  $\lambda = 3,0$  см і температурі  $20$  °С.

Залежно від зміни абсолютної вологості повітря змінюється і діелектрична проникність. Значення діелектричної проникності наведені в [60].

Отже, для проведення розрахунків використані дані:  $\varepsilon'_{\text{в.}} = 61,9$  і  $\varepsilon''_{\text{в.}} = 31,4$ .

Як видно з графіка має місце зміна коефіцієнта поглинання при зміні вологості, а також при зміні тиску. Значення коефіцієнта поглинання зростає при збільшенні вологості, а також при збільшенні тиску.

На рис. 2.6 показано графік залежності коефіцієнта поглинання водяної пари для декількох значень температури.

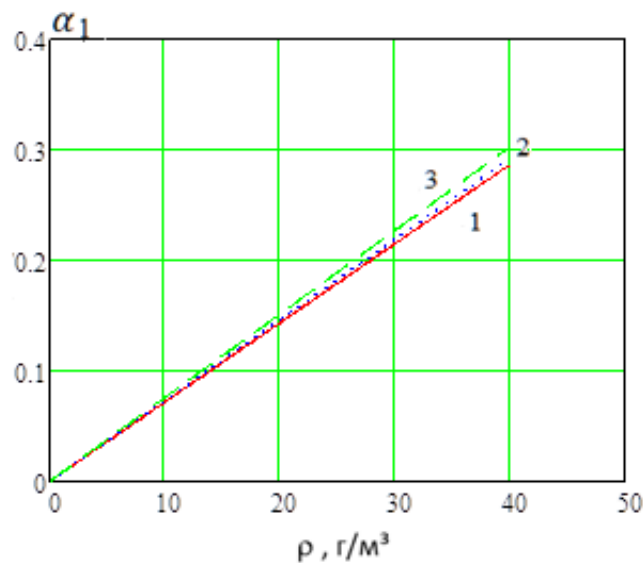


Рисунок 2.6 – Залежність коефіцієнта поглинання від абсолютної вологості водяної пари для декількох значень температури:

1 –  $T_1 = 263,2$  К; 2 –  $T_2 = 273,2$  К; 3 –  $T_3 = 283,2$  К

Залежність діелектричної проникності газів від температури та тиску визначається зміною числа молекул в одиниці об'єму газу. Оскі-

льки вимірювання діелектричної проникності газів має забезпечувати значення шостого знаку після коми, що відповідає похибці порядку  $10^{-4}\%$  для величини  $\epsilon'$  або 1–2 % для величини  $\epsilon' - 1$ , то величина  $\epsilon' - 1$  вимірюється з похибкою, яку можна експериментально реалізувати.

Значення діелектричної проникності сухого досліджуваного газу  $\epsilon'_{г.0}$  при парціальному тиску  $P_{с.г.}$  і температурі  $T$  за аналогією може бути перераховано до значення  $\epsilon'_{г.0}$  при тиску 760 мм рт. ст. і температурі 273,2°К за формулою [60, 94]

$$\epsilon'_{г.0} - 1 = (\epsilon'_{с.г.} - 1) \frac{P_{атм.} T}{P_{с.г.} T_0}. \quad (2.14)$$

Тоді тиск газу за наявності водяної пари на основі (2.6, 2.7) матиме вигляд

$$P_{с.г.} = \frac{(P_{г.μв} - \rho_{в.п.}RT)}{\mu_{в.}}. \quad (2.15)$$

Коефіцієнт поглинання для газу аналогічно з (2.13) з урахуванням (2.15), визначається як

$$\alpha_2 = \frac{2\pi l}{\lambda} \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \frac{(P_{г.μв} - RT\rho_{в.п.})T_0}{\mu_{в.}TP_{атм.}} \cdot \left( \sqrt{(\epsilon'_{с.г.} - 1)^2 + (\epsilon''_{с.г.} - 1)^2} - (\epsilon'_{с.г.} - 1) \right)} \quad (2.16)$$

На рис. 2.7 показано графік залежності коефіцієнта поглинання природного газу для декількох значень тиску газу.

Для розрахунків бралися значення діелектричної проникності сухого газу [22, 96], дійсна частина становить  $\epsilon'_{с.г.} = 1,000622$  при температурі 20 °С, уявна частина –  $\epsilon''_{с.г.} = 1,0000622$ .

Як видно з графіка коефіцієнт поглинання для газу при постійному значенні температури змінюється несуттєво. Отже, його вклад в загальний коефіцієнт поглинання при зміні вологості газу незначний. Незначна зміна коефіцієнта поглинання спостерігається і при зміні температури.

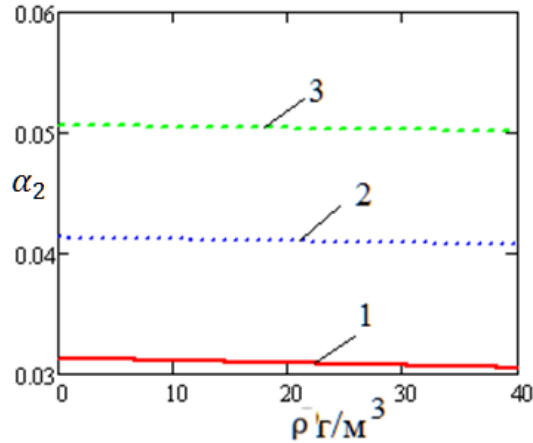


Рисунок 2.7 – Залежність коефіцієнта поглинання природного газу при зміні вологості для декількох значень тиску:  
 1 –  $p_1 = 3$  атм, 2 –  $p_2 = 2$  атм, 3 –  $p_3 = 1$  атм

На рис. 2.8 показано графік залежності коефіцієнта поглинання сухого газу для декількох значень температури.

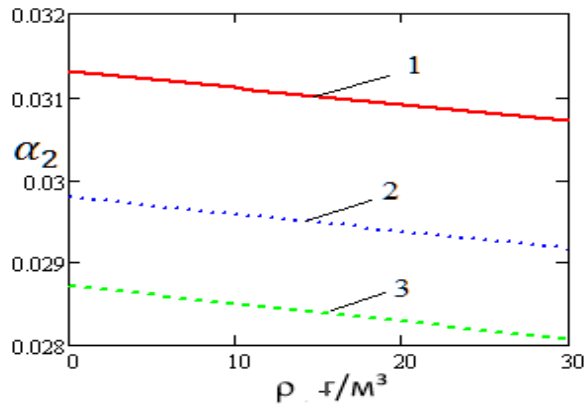


Рисунок 2.8 – Залежність коефіцієнта поглинання сухого газу при зміні вологості для декількох значень температури:  
 1 –  $T_1 = 293,2$  К; 2 –  $T_2 = 283,2$  К; 3 –  $T_3 = 273,2$  К

Відношення вихідної до вхідної потужності з урахуванням (2.6), (2.12) і (2.16) отримаємо

$$\frac{P}{P_0} = e^{-2\pi l} \frac{\left[ \rho_{в,л} \sqrt{\frac{1}{2} \frac{T_0 R}{P_{атм} \rho_{в} \mu_{в}} (\sqrt{\varepsilon'_{в,л} + \varepsilon''_{в,л}} - \varepsilon'_{в,л})} + \sqrt{\frac{1}{2} \frac{(P_{г,л} - RT \rho_{в,л}) T_0}{\mu_{г} T P_{атм}} (\sqrt{(\varepsilon'_{сг,л} - 1)^2 + (\varepsilon''_{сг,л} - 1)^2} - (\varepsilon'_{сг,л} - 1))} \right]}{\lambda} \quad (2.17)$$

Залежність відношення вихідної до вхідної потужності випромінювання від абсолютної вологості водяної пари наведена на

рис. 2.9 для декількох значень відстань проходження НВЧ сигналу в досліджуваному середовищі:  $l_1 = 0,12$  м,  $l_2 = 0,15$  м,  $l_3 = 0,21$  м при  $p = 1$  атм,  $T = 20$  °С. Значення вологості бралось в діапазоні від 0 до  $40$  г/м<sup>3</sup>, що відповідає точки роси від  $-30$  °С до  $35$  °С.

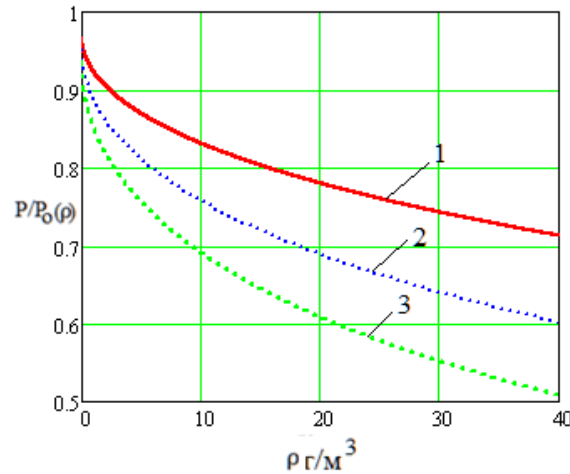


Рисунок 2.9 – Залежність відношення вхідної до вихідної потужності випромінювання від абсолютної вологості водяної пари для декількох значень відстані проходження НВЧ сигналу:

1 – 0,12 м; 2 – 0,18 м; 3 – 0,24 м

Як видно з характеристик, із зростанням абсолютної вологості водяної пари потужність випромінювання спадає за експоненціальним законом. При цьому із збільшенням довжини проходження НВЧ сигналу в досліджуваному середовищі потужність випромінювання зменшується.

На рис. 2.10 наведена чутливість вимірювального перетворення при різних значеннях довжини проходження НВЧ сигналу в досліджуваному середовищі.

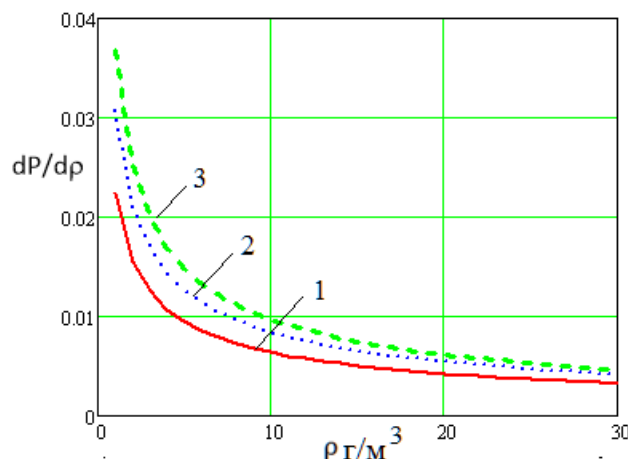


Рисунок 2.10 – Чутливість вимірювального перетворення при різних значеннях довжини проходження НВЧ сигналу:

1 – 0,12 м; 2 – 0,18 м; 3 – 0,24 м

Поріг чутливості вимірювального перетворення вологості збільшується при збільшенні відстані проходження НВЧ сигналу. Це означає, що при розробці вимірювального перетворювача можна розрахувати необхідну довжину хвилеводного тракту, яка задовольняє задану чутливість при відповідному значенні довжини хвилі електромагнітного випромінювання.

Як видно з графіка при збільшенні шляху проходження електромагнітної хвилі чутливість зростає.

На рис. 2.11 наведена залежність затухання НВЧ сигналу в результаті проходження через вологий газ при різних значеннях температури, а на рис. 2.12 – при різних значеннях тиску.

Як видно з графіків максимальна відносна похибка, що вноситься температурою, становить 0,13 % при зміні на один градус, а тиском – 0,75 % на одну атмосферу. Похибка, що вноситься температурою і тиском, є незначною. Це дає змогу зробити висновок про перспективність використання НВЧ перетворювачів вимірювання вологості природного газу.

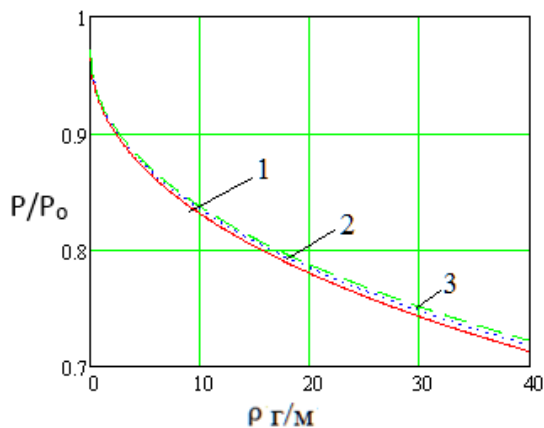


Рисунок 2.11 – Залежність потужності випромінювання від вологості для декількох значень температури:

- 1 – 20 °C,
- 2 – 0 °C,
- 3 – 10 °C

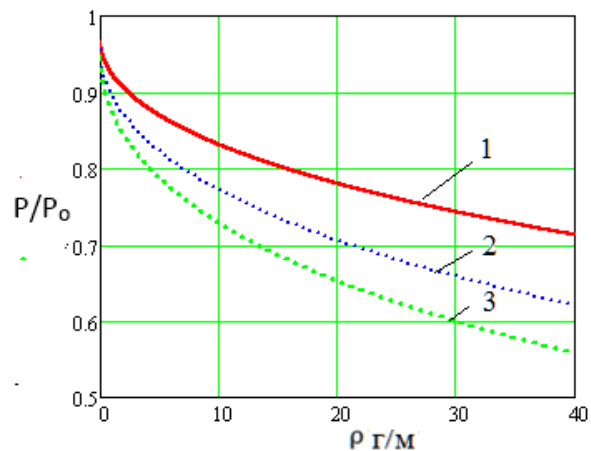


Рисунок 2.12 – Залежність потужності випромінювання від вологості для декількох значень тиску:

- 1 – 1 атм,
- 2 – 2 атм,
- 3 – 3 атм

Дослідження математичної моделі (2.17) показали, що коефіцієнт поглинання сухого газу в порівнянні з коефіцієнтом поглинання водяної пари набагато менший (приблизно на 2 порядки), то це означає, що для розрахунків відношення вихідної до вхідної потужності цей вираз можна спростити, увівши поправочний коефіцієнт  $K_{с.г.}$  для значення коефіцієнта поглинання сухого газу. Отже, вираз (2.17) набуде виду

$$\frac{P}{P_0} = e^{-2\pi l \frac{\left[ \rho_{в.п} \sqrt{\frac{1}{2} \frac{T_0 R}{P_{атм.} \rho_{в.} \mu_{в.}} \left( \sqrt{\varepsilon_{в.}^{\prime 2} + \varepsilon_{в.}^{\prime\prime 2}} - \varepsilon_{в.}^{\prime} \right) + K_{с.г.} \right]}{\lambda}}}. \quad (2.18)$$

Звідки вологість, тобто густина водяної пари визначається як

$$\rho_{в.п} = \left( \frac{\frac{\lambda}{2\pi l} \ln \frac{P_0}{P} - K_{с.г.}}{\sqrt{\frac{1}{2} \frac{T_0 R}{P_{атм.} \rho_{в.} \mu_{в.}} \left( \sqrt{\varepsilon_{в.}^{\prime 2} + \varepsilon_{в.}^{\prime\prime 2}} - \varepsilon_{в.}^{\prime} \right)}} \right) \quad (2.19)$$

На рис. 2.13 показано залежність густини водяної пари природного газу від зміни вихідної потужності.

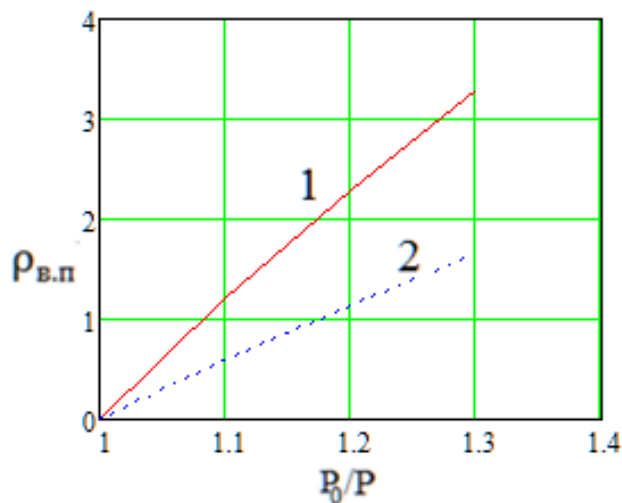


Рисунок 2.13 – Залежність густини водяної пари природного газу від зміни вихідної потужності для декількох довжин хвильового тракту:  
1 – 12 см, 2 – 24 см

Так проведені дослідження дозволили розробити математичну модель вимірювального перетворювача природного газу на основі НВЧ методу біжучої хвилі, структурна схема якого наведена на рис. 2.14. Вимірювальний перетворювач містить НВЧ генератор 1, атенюатори 2 і 4, вимірювальну кювету 3, діодну секцію 5, узгоджене навантаження 6, індикатор 7 та сенсори температури та тиску 8 [97].

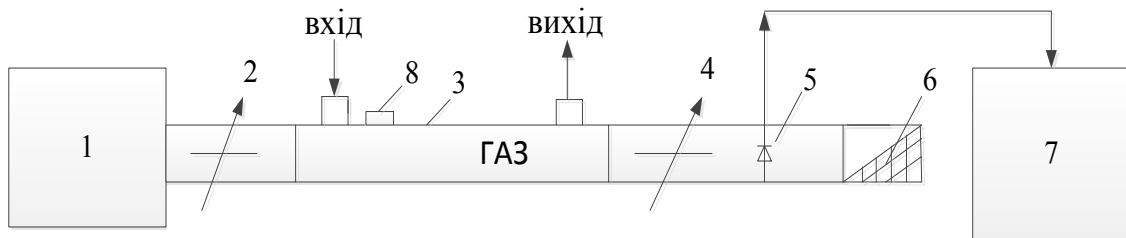


Рисунок 2.14 – Структурна схема вимірювального перетворювача вологості газу:  
 1 – НВЧ генератор, 2 і 4 – атенюатори, 3 – вимірювальна кювета,  
 5 – діодна секція, 6 – узгоджене навантаження, 7 – індикаторний пристрій,  
 8 – сенсори температури та тиску

НВЧ генератор 1 випромінює електромагнітну енергію з довжиною хвилі  $\lambda = 3$  см. Ця електромагнітна енергія потрапляє на атенюатор 2, з якого надходить на вимірювальну кювету 3 [9]. Через вхідний штуцер (вхід) в вимірювальну кювету 3, що представляє собою стандартний 3 см хвилевід, закачується досліджуваний газ. Електромагнітна енергія проходить через шар досліджуваного газу в хвилеводі, послаблюється залежно від кількості води, що міститься в природному газі, і надходить на атенюатор 4 [10]. З атенюатора 4 вона потрапляє на високочастотний діод 5, який перетворює електромагнітну енергію в постійний струм, що змінюється залежно від величини діелектричної проникності досліджуваного газу в цей період часу. Проходячи діодну секцію 5, електромагнітна хвиля поглинається узгодженим навантаженням 6. Високочастотний діод 5 випрямляє високочастотний струм, що надходить на нього, величина якого фіксується індикаторним пристроєм 7. Виходячи з опису видно, що електромагнітна хвиля, що проходить вимірювальну кювету 3, має характер хвилі, що біжить. Наявність сенсорів температури та тиску 8 дозволяє врахувати відповідний тиск і температуру при вимірювальному перетворенні.

За допомогою цього пристрою можна вимірювати як ослаблення амплітуди, так і зміну фази електромагнітного сигналу, що проходить через досліджуваний газ.

### 2.3 Моделювання процесу вимірювання вологості природного газу за допомогою бінарної гетерогенної системи

Моделювання в широкому сенсі – це особливий процес теоретичного та практичного опосередкованого пізнання, коли суб'єкт замість безпосереднього об'єкта пізнання вибирає чи створює схожий із ним допоміжний об'єкт-замісник (модель), досліджує його, а здобуту інформацію переносить на реальний предмет вивчення [98].

Найважливіша вимога до будь-якої моделі – її подібність з предметом, що моделюється. Тобто об'єкт будь-якої природи, котрий, відображаючи чи відтворюючи в певному сенсі об'єкт дослідження, здатний замінити його так, що вивчення моделі дає нову інформацію про об'єкт, а для вимірювання підтверджує, тобто повторює ті чи інші характеристики засобу вимірювання певної фізичної величини. Модель має бути достатньо універсальною, щоб описувати близькі за призначенням об'єкти, і в той же час досить простою, щоб дати змогу виконати необхідні дослідження з розумними витратами. Робота моделі залежить від її правильності, коректності вхідних даних.

На рис. 2.4 була уже наведена модель перенесення НВЧ випромінювання в середовищі вологого газу. Це означає, що по аналогії дану модель можна розглядати як бінарну гетерогенну структуру двох діелектриків природного газу та води, а фізично можна представити еквівалентною схемою, що складається з двох конденсаторів, один з яких є змінний. Так можна враховувати діелектричні втрати в системі конденсаторів при певній частоті електричного сигналу [99]. На рис. 2.15 показано бінарну гетерогенну систему та її еквівалентну схему.

Потужність еквівалентної схеми розраховується за формулою:

$$P = U^2 / Z, \quad (2.20)$$

де  $U$  – напруга, а опір визначається як  $Z = \sqrt{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2}$ .

$$\text{При цьому} \quad r_1 = \frac{1}{Y_1^2}, \quad r_2 = \frac{1}{Y_2^2}, \quad x_2 = \frac{1}{Y_2^2} \omega C_2, \quad x_1 = \frac{1}{Y_1^2} \omega C_1,$$

$$\text{де} \quad Y_1^2 = \left(\frac{1}{R_1}\right)^2 + \left(\frac{1}{\omega C_1}\right)^2, \quad Y_2^2 = \left(\frac{1}{R_2}\right)^2 + \left(\frac{1}{\omega C_2}\right)^2.$$



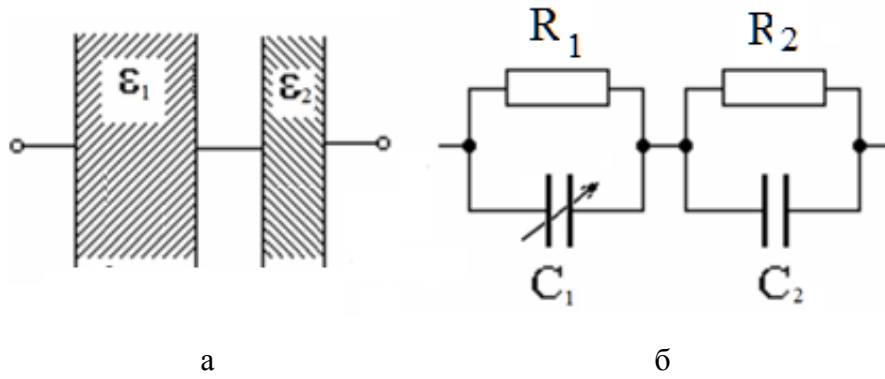


Рисунок 2.15 – Бінарна гетерогенна система (а) і перехід до еквівалентної схеми (б)

В загальному виді потужність еквівалентної схеми на основі вище наведених викладок визначається як

$$P = U^2 \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{1}{R_1}\right)^2 + \left(\frac{1}{\omega C_1}\right)^2} + 2 \frac{\frac{1}{R_1 R_2} + \frac{1}{\omega^2 C_1 C_2}}{\left(\left(\frac{1}{R_1}\right)^2 + \left(\frac{1}{\omega C_1}\right)^2\right) \left(\left(\frac{1}{R_2}\right)^2 + \left(\frac{1}{\omega C_2}\right)^2\right)} + \frac{1}{\left(\frac{1}{R_2}\right)^2 + \left(\frac{1}{\omega C_2}\right)^2}}. \quad (2.21)$$

Еквівалентна схема запропонованої моделі (рис. 2.15) була промодельована в пакеті Work Bench (рис. 2.16).

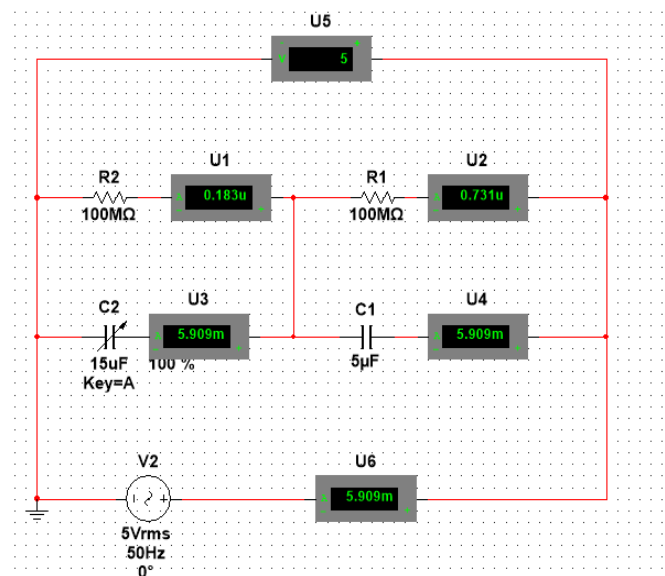


Рисунок 2.16 – Еквівалентна схема вимірювального перетворювача вологості газу в пакеті Work Bench

Промодельовувавши еквівалентну схему, отримано характеристики при значеннях ємностей конденсаторів  $C_1$  та  $C_2$  у відношенні в 1, 2 та 3 рази, що показані на рис. 2.17а, б, в, відповідно.

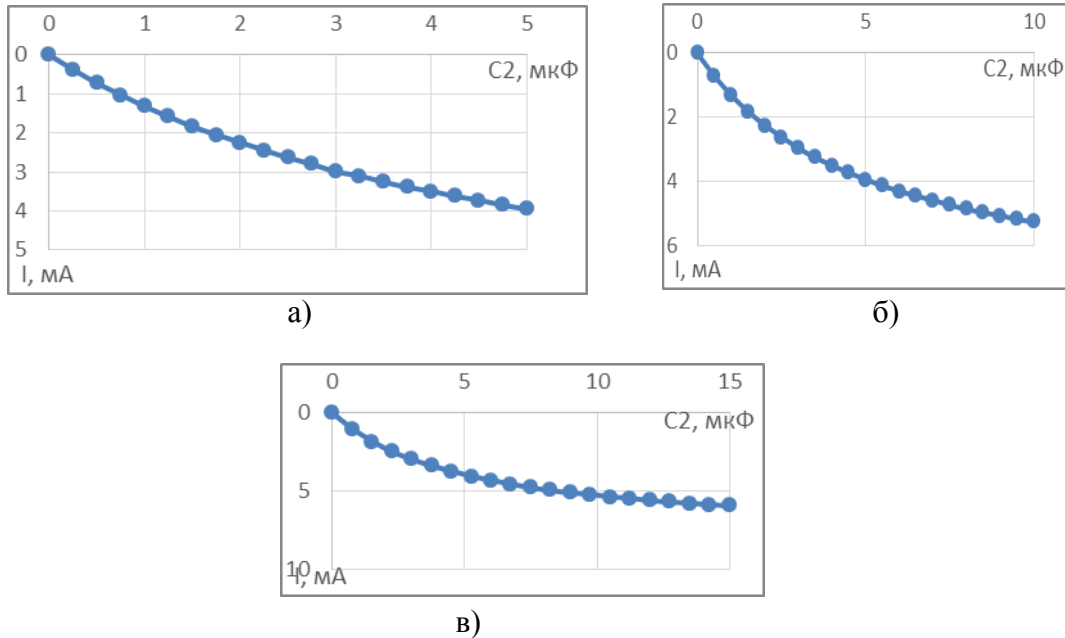


Рисунок 2.17 – Характеристики при різних значеннях відношення ємностей конденсаторів  $C_1$  та  $C_2$ : а) – 1; б) – 2; в) – 3 рази

На рис. 2.18 показано характеристики запропонованої математичної моделі НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу та характеристики, отриманої внаслідок моделювання еквівалентної схеми.

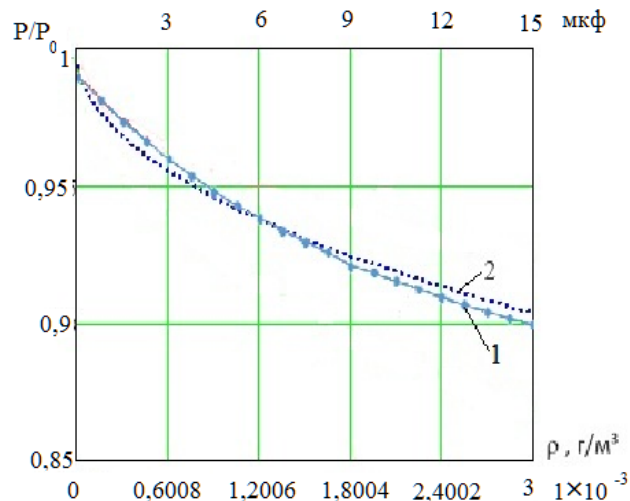


Рисунок 2.18 – Вихідні характеристики: 1 – запропонованої математичної моделі НВЧ вимірювального перетворення вологості природного газу; 2 – отриманої внаслідок моделювання еквівалентної схеми

Результати моделювання показали, що похибка відхилення характеристики, отриманої внаслідок моделювання еквівалентної схеми, від запропонованої математичної моделі НВЧ вимірювального перетворення вологості природного газу не перевищує 3 % [100].

Отже, можна зробити висновок, що запропонована математична модель достатньо точно описує процес вимірювання вологості природного газу, що дає змогу провести подальші дослідження.

#### **2.4 Розробка математичної моделі двоканального НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу**

Як видно з вищенаведеної математичної моделі та її характеристик, має суттєвий вплив зовнішні фактори, а також деякі елементи, зокрема, НВЧ генератор вимірювального перетворювача. Наявність впливу температури та тиску також будуть вносити додаткові похибки. Для усунення цих недоліків в роботі запропоновано використати двоканальну схему, яка на відміну від одноканальної, нівелює нестабільність (девіацію частоти) вхідного сигналу, що призводить до зміни вхідної потужності. Отже, двоканальна схема має містити вимірювальний та опорний канал.

Потужність випромінювання вимірювального каналу згідно з (2.6) визначається

$$P_1 = P_0 \cdot e^{-\alpha^1 l}, \quad (2.22)$$

$\alpha^1$  – загальний коефіцієнт поглинання вимірювального каналу.

Потужність випромінювання опорного каналу

$$P_2 = P_0 \cdot e^{-\alpha^{11} l}, \quad (2.23)$$

$\alpha^{11}$  – загальний коефіцієнт опорного каналу.

Знайшовши відношення згідно з (2.23)  $P_1/P_2$  отримаємо

$$\alpha^1 = \alpha^{11} + \ln \left( \frac{P_1}{P_2} \right)^{\frac{1}{l}}. \quad (2.24)$$

Вимірювальний канал описується уже відомою формулою (2.19) з вихідною потужністю  $P_1$ , а опорний можна описати, враховуючи, що парціальний тиск можна представити через його густину

$$\frac{P_2}{P_0} = e^{-\frac{2\pi l}{\lambda}} \sqrt{\frac{1}{2} \frac{T_0}{T} \left( \sqrt{(\varepsilon'_{\text{ср.}} - 1)^2 + (\varepsilon''_{\text{ср.}} - 1)^2} - (\varepsilon'_{\text{ср.}} - 1) \right)}. \quad (2.25)$$

Вираз (2.25) є функцією вимірювального перетворення двоканального вимірювального перетворювача вологості природного газу.

При цьому вважається, що в опорний канал закачано технологічний газ при тиску, значення якого відповідає тиску 1 атм і цей канал наповнювався при  $0^\circ\text{C}$ .

Прологарифмувавши (2.13) та (2.25), отримаємо вираз для визначення абсолютної вологості водяної пари [101]

$$\frac{\ln \frac{P_1}{P_0}}{\ln \frac{P_2}{P_0}} = \frac{\rho_{\text{в.п.}} \cdot \sqrt{\frac{T_0 R}{P_{\text{атм.}} \rho_{\text{в.}} \mu_{\text{в.}}} \cdot (\sqrt{\varepsilon_{\text{в.}}'^2 + \varepsilon_{\text{в.}}''^2} - \varepsilon_{\text{в.}}')} + \sqrt{\frac{(P_{\text{в.п.}} - RT \rho_{\text{в.п.}}) T_0}{\mu_{\text{в.}} T P_{\text{атм.}}} \cdot (\sqrt{(\varepsilon'_{\text{ср.}} - 1)^2 + (\varepsilon''_{\text{ср.}} - 1)^2} - (\varepsilon'_{\text{ср.}} - 1)}}{\sqrt{\frac{T_0}{T} \left( \sqrt{(\varepsilon'_{\text{ср.}} - 1)^2 + (\varepsilon''_{\text{ср.}} - 1)^2} - (\varepsilon'_{\text{ср.}} - 1) \right)}}}. \quad (2.26)$$

На рис. 2.19 показано характеристику математичної моделі двоканального НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу для двох значень температури газу 273 К і 293 К.

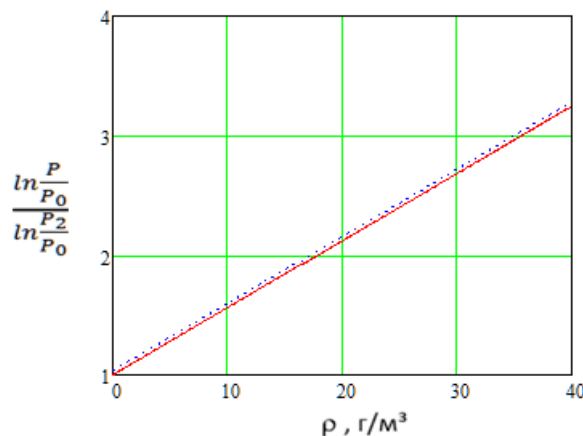


Рисунок 2.19 – Вихідна характеристика запропонованої математичної моделі двоканального НВЧ вимірювального перетворення вологості природного газу

Як видно з характеристики величина співвідношення вихідних сигналів в порівнянні з одноканальним збільшена в декілька разів, що дає змогу зменшити загальну похибку вимірювання. При цьому хара-

ктеристики при різниці температур в 20 °С практично такі самі, відхилення становить соті долі відсотка.

Для вимірювання вологості природного газу розроблений пристрій, структурна схема якого наведена на рис. 2.20.

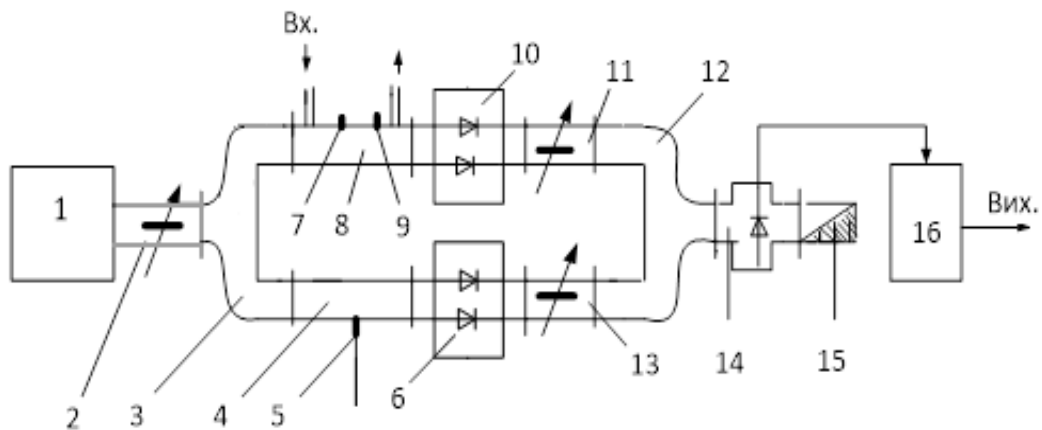


Рисунок 2.20 – Структурна схема двоканального НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу

Структурна схема двоканального НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу на основі хвилеводного методу з біжучою хвилею є двоканальною і складається з вимірювального каналу і каналу порівняння.

НВЧ вологомір містить 1 – НВЧ генератор, 2 – атенюатор, 3 – хвилеводний трійник, 4 – хвилеводну секцію порівняння (порівняльну кювету), 5 – датчик температури, 6 – комутатор порівняльного каналу, 7 – датчик тиску вимірювальної хвилеводної секції, 8 – хвилеводну вимірювальну секцію (вимірювальну кювету), 9 – датчик температури, 10 – комутатор вимірювального каналу, 11 і 13 – атенюатори вимірювального каналу і каналу порівняння, відповідно, 12 – хвилеводний трійник, 14 – діодну секцію, 15 – узгоджене навантаження, 16 – підсилювач.

НВЧ генератор 1 зібраний на ПН-діоді за паралельною схемою. Схема має можливість підлаштовувати генератор на обрану частоту. Робоча частота НВЧ генератора 1 – 10 ГГц. Атенюатор 2 призначений для попереднього налаштування рівня НВЧ сигналу, що надходить на детекторну секцію 14. Трійник 3 розділяє НВЧ сигнал, що виходить від генератора 1 на два канали: вимірювальний і канал порівняння. У каналі порівняння стоїть хвилеводна секція порівняння 4 (кювета порівняння), яка наповнена сухим повітрям при тиску 1 атм і температурі

20 °С. При цих параметрах кювета порівняння 4 герметично закривається. Також кювета порівняння 4 забезпечена датчиком температури 5.

НВЧ сенсор працює таким чином. Комутатори 6 і 10 по черзі перемикають високочастотні сигнали, що проходять по каналу порівняння і по вимірювального каналу. За допомогою штуцерів Вх. і Вих. через вимірювальну хвилеводну секцію (вимірювальну кювету) 8 прокачується контрольований природний газ.

Порівняльна і вимірювальна кювети виконані у вигляді круглого хвилеводу з нержавіючої сталі діаметром 3 см. Внутрішня порожнина хвилеводів полірується. Вимірювальна кювета 8 забезпечена сенсорами тиску 7 і температури 9. Дані від датчиків 7 і 8 фіксуються. Атенюатори 11 і 13 вимірювального та порівняльного каналів, відповідно, виставляють рівні високочастотних сигналів, що проходять по вимірювальному та порівняльному каналах так, щоб вони були рівні один одному, а зміни струму високочастотного діода в діодній секції 14 залежно від рівня вхідного високочастотного сигналу, приходилось на його лінійну ділянку у всьому діапазоні вимірювання вологості природного газу.

Хвилеводний трійник 12 призначений для передачі високочастотних сигналів від вимірювального та порівняльного каналів на діодну секцію 14. Діод перетворює високочастотні сигнали від вимірювального та порівняльного каналів в постійні електричні сигнали, які надходять на підсилювач 15, де підсилюються і надходять на мікропроцесор 16.

Діодна секція 14 навантажена на узгоджене навантаження 15, яка поглинає інформацію, яка поглинає високочастотну електромагнітну хвилю, що поступає на неї. Коефіцієнт відображення узгодженого навантаження 15 не перевищує  $K_e = 0,02$ .

Такий спосіб вимірювання автоматично враховує власні втрати хвилеводу, так як різниця між вихідними потужностями вимірювального та опорного каналів обумовлено тільки втратами, які вносяться досліджуванним газом. Крім цього температурний режим обох каналів однакових, що зменшує похибку вимірювання температури, оскільки розбіжність температури в каналах відсутня.

### РОЗДІЛ 3

## РОЗРОБКА ЗАСОБУ ВИМІРЮВАННЯ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

В другому розділі проведено обґрунтування вибору надвисокочастотного методу вимірювання вологості природного газу, в якому на відміну від відомих, запропоновано використання біжучої хвилі у хвилеводі, при цьому оцінювалися зміни діелектричних властивостей газів при їх взаємодії з хвилями НВЧ діапазону.

Розроблені математичні моделі одноканального та двоканального сенсора вологості природного газу створюють теоретичні та практичні основи для вимірювання вологості газу.

В цьому розділі на основі проведених досліджень розглянуто питання розробки засобу вимірювання вологості природного газу.

### 3.1 Розробка структурної схеми НВЧ засобу вимірювання вологості природного газу

Проведені дослідження дозволили розробити засіб вимірювання вологості природного газу (ЗВВПГ) на основі НВЧ методу біжучої хвилі, структурна схема якого наведена на рис. 3.1. Засіб вимірювання містить двоканальний вимірювальний перетворювач, про якого було сказано в другому розділі.

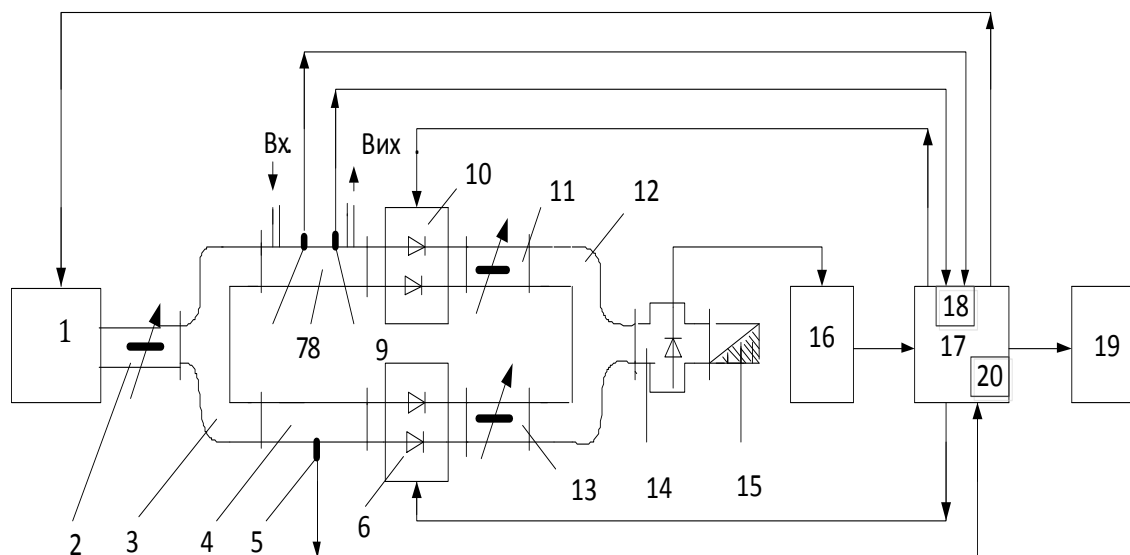


Рисунок 3.1 – Структурна схема засобу вимірювання вологості природного газу

ЗВВПГ містить НВЧ генератор 1, атенюатор 2, хвилеводний трійник 3, хвилеводну секцію порівняння (порівняльну кювету) 4, сенсор температури 5, комутатор порівняльного каналу 6, датчик тиску вимірювальної хвилеводної секції 7, хвилеводну вимірювальну секцію (вимірювальну кювету) 8, датчик температури 9, комутатор вимірювального каналу 10, атенюатори вимірювального каналу і каналу порівняння 11 і 13 відповідно, хвилеводний трійник 12, діодну секцію 14, узгоджене навантаження 15, підсилювач 16, мікропроцесор 17, АЦП 18, індикаторний пристрій 19, вихідний порт 20 [102, 103].

Для реалізації засобу вимірювання вологості на основі запропонованих математичних моделей необхідно вибрати оптимальну довжину хвилі  $\lambda$ . Це пов'язано, як з чутливістю хвилеводного методу, так і з конструктивними особливостями хвилеводної техніки. Чим вище довжина хвилі ( $\lambda > 3$  см), тим більше збільшуються габарити пристрою. Наприклад, при довжині хвилі  $\lambda = 10$  см габарити хвилеводів збільшуються практично в два рази. При зменшенні довжини хвилі  $\lambda < 3$  см габарити зменшуються, але зростає вартість хвилеводів, пов'язана з технологічними труднощами їх виготовлення. Тому з технологічної і конструктивної точок зору побудова засобу для вимірювання вологості природного газу найбільш раціонально проводити на довжині хвилі  $\lambda = 3$  см виходячи з досліджень, проведених в другому розділі.

На рис. 3.2 показано зовнішній вигляд сенсора вимірювача вологості природного газу.

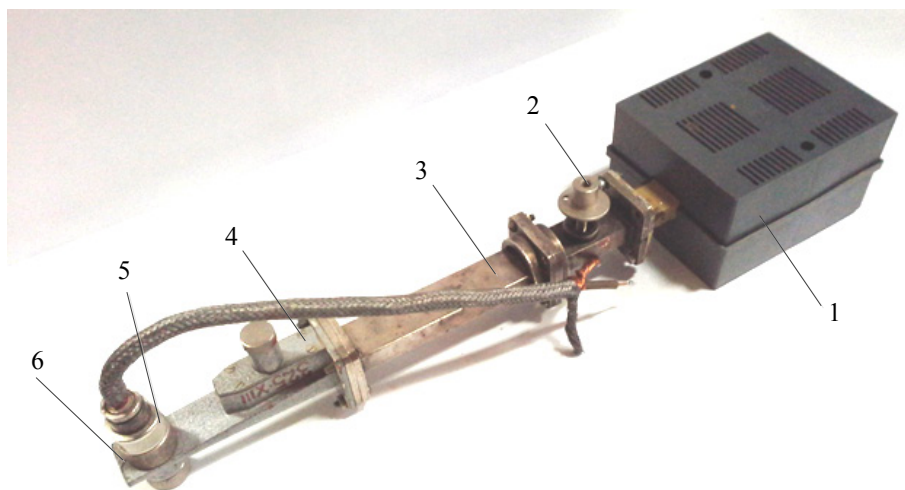


Рисунок 3.2 – Зовнішній вигляд однокального НВЧ засобу вимірювання вологості природного газу: 1 – НВЧ генератор з довжиною хвилі  $\lambda = 3$  см; 2 і 4 – атенюатори; 3 – вимірювальна кювета; 5 – діодна секція; 6 – узгоджене навантаження



НВЧ генератор 1, зібраний на малопотужному генераторному тунельному діоді Ганна типу АА 703А, налаштований на частоту 10 ГГц за допомогою стабілізованої напруги корегування та потужністю до 10 мВт, яка надходить від мікропроцесора 17. Діодна секція виготовлена на НВЧ кремнієвому, точковому, змішувальному діоді Д 405А [104]. Діод дає змогу отримати вихідний струм до 2 мА при потужності сигналу до 1,5 мВт. Підсилювач сигналу зібраний за стандартною схемою на операційному підсилювачі. Значення напруги поступає на восьмибітний мікроконтролер АТМЕГА328Р, який містить пристрої аналого-цифрового перетворення і який здійснює керування та обробку даних [105]. В якості сенсора температури використовується малогабаритний сенсор в захищеному корпусі типу Dallas 18В20, в якості сенсора тиску – п'єзорезистивний сенсор тиску типу МРМ 180.

### **3.2 Перетворення та обробка вимірювальної інформації. Виведення функції перетворення засобу вимірювання вологості природного газу**

Позначимо потужність через  $P_0$  високочастотної електромагнітної хвилі (ВЕХ), що виходить від генератора 1. Атенюатор 2 послаблює прохідну ВЕХ на величину, що відповідає коефіцієнту послаблення  $K_1$ .

Тобто потужність  $P_1$  на виході атенюатора 2 буде визначатись:

$$P_1 = K_1 \cdot P_0. \quad (3.1)$$

Хвилеводний трійник 3 розділяє ВЕХ на два канали: вимірювальний канал і канал порівняння. Потужність  $P_1$  ВЕХ ділиться трійником 3 на два канали порівню. Позначимо потужність ВЕХ вимірювального каналу через  $P_s$ , а потужність ВЕХ порівняльного каналу через  $P_n$ . Отже,

$$P_s = P_n = \frac{P_1}{2} = \frac{1}{2} K_1 \cdot P_0. \quad (3.2)$$

Крім того, при проходженні ВЕХ по хвилеводних секціях трійника відбувається ослаблення потужності за рахунок втрат на хвилеводних переходах, пов'язаних з матеріалом хвилеводу, його конструктивними особливостями і технологіями виготовлення. Тоді:

$$P_s = P_n = \frac{1}{2} K_1 \cdot K_2 \cdot P_0, \quad (3.3)$$

де  $K_2$  – коефіцієнт втрат, пов’язаний з проходженням хвилеводної секції хвилеводного трійника.

В опорному каналі розташовується хвилеводна секція порівняння 4 (кювета порівняння), яка наповнена сухим повітрям при тиску 1 атм при температурі 20 °С. При цих параметрах кювета порівняння 4 герметично закрита.

При проходженні ВЕХ по хвилеводній секції кювети порівняння потужність її послаблюється через втрати на самій хвилеводній секції кювети та через шар сухого повітря, що знаходиться в кюветі.

У вимірювальному перетворенні вологості, яке базується на використанні хвилеводного НВЧ методу біжучої хвилі, здійснюється ослаблення, яке відбувається при проходженні ВЕХ через газове середовище залежно від його діелектричної проникності згідно з (2.18). Тоді потужність ВЕХ на виході кювети порівняння визначається як

$$P_2 = K_3 \cdot K_4 \cdot P_n = \frac{1}{2} K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot P_0 \cdot e^{-a \cdot L}, \quad (3.4)$$

де  $K_3$  – коефіцієнт втрат, пов’язаний з проходженням ВЕХ через хвилеводну секцію кювети порівняння 4 в стані вакууму;  $a$  – коефіцієнт послаблення сухого повітря;  $L$  – довжина кювети порівняння.

За сигналом мікропроцесора 17 хвильовий комутатор 6 відкривається і ВЕХ проходить на вхід атенюатора 13. При проходженні ВЕХ через хвилеводну секцію комутатора 6 її потужність  $P_2$  послаблюється на величину  $K_5$ , тобто потужність ВЕХ на виході комутатора 6 буде

$$P_3 = K_5 \cdot P_2. \quad (3.5)$$

Позначивши коефіцієнт втрат при проходженні ВЕХ через хвилеводну атенюаторну секцію 13  $K_6$ , отримаємо потужність на виході хвилеводної атенюаторної секції 13  $P_4$ :

$$P_4 = K_6 \cdot P_3 = \frac{1}{2} K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot P_0 \cdot e^{-a \cdot L}. \quad (3.6)$$

Аналогічно позначимо коефіцієнт втрат при проходженні ВЕХ через відгалуження хвилеводного трійника 12 через  $K_7$ . Відповідно, потужність ВЕХ на вході діодної хвилеводної секції 14 дорівнює  $P_5$

$$P_5 = K_7 \cdot P_4 = \frac{1}{2} K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot P_0 \cdot e^{-a \cdot L}. \quad (3.7)$$

Діод в хвилеводній секції 14 перетворює енергію змінної ВЕХ в постійний струм  $I_D$ , величина якого пропорційна потужності сигналу, що надходить на вхід хвильової діодної секції 14. Позначимо коефіцієнт перетворення діодної секції  $K_8$ . Тоді:

$$I_D = K_8 \cdot P_5. \quad (3.8)$$

Параметри діодної секції підібрані так, що на виході формується постійна складова електричного сигналу, що відповідає величині вихідній потужності сигналу.

Струм  $I_D$  надходить на підсилювач 16, на вході якого стоїть опір  $R$  – узгоджене навантаження 15. Завдяки опору  $R$ , струм діода  $I_D$  перетворюється в напругу  $U$ , яка посилюється підсилювачем 16. Коефіцієнт перетворення струму діода  $I_D$  в напругу  $U$  і коефіцієнт перетворення підсилювача 16 позначимо як  $K_9$  і  $K_{10}$ , відповідно. Тоді напруга  $U_n$  каналу порівняння на виході підсилювача 16 дорівнюватиме:

$$U_n = K_9 \cdot K_{10} \cdot I_D = K_8 \cdot K_9 \cdot K_{10} \cdot P_5. \quad (3.9)$$

В загальному випадку:

$$U_n = \frac{1}{2} K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot K_8 \cdot K_9 \cdot K_{10} \cdot P_0 \cdot e^{-a \cdot L}. \quad (3.10)$$

Сигнал  $U_n$  оцифровується АЦП мікропроцесора 17 і запам'ятовується.

У зв'язку з тим, що при проходженні ВЕХ через шар досліджуваного газу її ослаблення  $a$  залежить від властивостей діелектричної проникності газу, то необхідно розглянути вплив діелектричної проникності на роботу ЗВВПГ.

Відомо, що діелектрична проникність сухого повітря дорівнює:  $\varepsilon' - 1 = 0,00058$ , а  $\varepsilon'' - 1 = 0,000058$  [96]. Тоді

$$a = \frac{2\pi \cdot K_c}{\lambda}, \quad (3.11)$$

де  $K_c$  – показник послаблення сухого повітря,  $K_c = f(\varepsilon_c)$ ;  $\lambda$  – довжина хвилі, яку випромінює НВЧ генератор 1,  $\lambda = 0,03$  м.

Тоді, коефіцієнт втрат  $K_4$  (4) кювети порівняння буде дорівнювати

$$K_4 = e^{-L \cdot \frac{2\pi \cdot K_c}{\lambda}}, \quad (3.12)$$

оскільки  $\pi$ ,  $\lambda$  і  $L$  – постійні величини, позначимо

$$Z = \frac{2\pi \cdot L}{\lambda}, \quad (3.13)$$

тоді отримаємо  $K_4 = e^{-K_c \cdot Z}$ .

Коефіцієнт ослаблення тоді набуде вигляду

$$a = K_c \cdot Z. \quad (3.14)$$

Діелектрична проникність газів залежить від температури. В другому розділі [9] наводиться формула (2.13) для корегування діелектричної проникності залежно від зміни тиску  $p$  і температури  $T$  (в градусах шкали Кельвіна) досліджуваного середовища. Таким чином показник послаблення сухого повітря  $K_c$  залежить від діелектричної проникності газу, а, отже, також від температури згідно з (2.12).

$$K_c = \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \frac{p \cdot 273,15}{760 \cdot T} \cdot \left( \sqrt{(\varepsilon_1' - 1)^2 + (\varepsilon_1'' - 1)^2} - (\varepsilon_1'' - 1) \right)}, \quad (3.15)$$

де  $\varepsilon_1'$ ,  $\varepsilon_1''$  – дійсна та уявна складові комплексної діелектричної проникності.

Тобто, показник ослаблення  $K_c$  сухого повітря буде змінюватися залежно від температури в кюветі порівняння 4:

$$K_{ct} = K_c - K_{t1} \cdot t, \quad (3.16)$$

де  $K_{ct}$  – температурний показник ослаблення сухого повітря (враховує відхилення температури газу в кюветі порівняння 4 відмінне від 0 °С);  $K_{t1}$  – температурний поправочний коефіцієнт, для сухого повітря  $K_{t1} = 0,00000215$  [22];  $t$  – температура сухого повітря в кюветі порівняння (в градусах Цельсія).

Тоді

$$a_{t1} = K_{ct} \cdot Z = (K_c - K_{t1} \cdot t) \cdot Z, \quad (3.17)$$

де  $a_{t1}$  – коефіцієнт ослаблення сухого повітря з урахуванням корегування за температурою.

Відповідно формула (3.12) набуде вигляду:

$$K_4 = e^{-K_{ct} \cdot Z} = e^{-(K_c - K_{t1} \cdot t) \cdot Z}. \quad (3.18)$$

А вихідна напруга порівняльного каналу

$$U_n = \frac{1}{2} K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot K_8 \cdot K_9 \cdot K_{10} \cdot P_0 \cdot e^{-(K_c - K_{n1}) \cdot Z}. \quad (3.19)$$

За аналогією розглянемо роботу вимірювального каналу ЗВВПГ в разі наповнення вимірювальної кювети 8 повітряною сумішшю (далі повітрям), яка відповідає густині та діелектричній проникності природного газу, при тиску 1 атм. При цьому температура сухого повітря в порівняльній кюветі 4 і температура контрольованого повітря у вимірювальній кюветі 8 будуть рівними. Тоді за аналогією з роботою каналу порівняння 4 за умови рівності конструктивних і технологічних параметрів кювети порівняння 4 і вимірювальної кювети 8, хвилеводних комутаторів 6 і 10, атенюаторів 11 і 13 і відповідно до (11) та аналізу коефіцієнта ослаблення можна записати:

$$U_6 = \frac{1}{2} K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot K_8 \cdot K_9 \cdot K_{10} \cdot P_0 \cdot e^{-a_2 \cdot L}, \quad (3.20)$$

де  $a_2$  – коефіцієнт ослаблення контрольованого газу.

Враховуючи (3.11), (3.12)  $a_2 = K_k \cdot Z$ , де  $K_k$  – показник ослаблення контрольованого повітря. Повітря в приміщенні загалом складається з суми показників ослаблення сухого повітря і водяної пари. Отже, показник ослаблення контрольованого повітря

$$K_k = K_c + K_w, \quad (3.21)$$

де  $K_w$  – показник ослаблення парів води, який аналогічно до (3.17)

$$K_w = \frac{2\pi l}{\lambda} \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \frac{P_{в.п.} \cdot 273,2}{P_{атм.Т}} \cdot \frac{\rho_{в.п}}{\rho_в} \left( \sqrt{\varepsilon_1''^2 + \varepsilon_1'^2} - \varepsilon_1' \right)} \quad (3.22)$$

де  $\rho_{в.п}$  – абсолютна вологість водяної пари;  $\rho_в$  – густина води.

Діелектрична проникність парів води при температурі 20 °С становить  $\varepsilon' - 1 = 0,0000619$ , а  $\varepsilon'' - 1 = 0,0000314$  [96, 106]. Вона також залежить від температури.

Аналогічно до (3.18) зробимо корегування діелектричної проникності водяної пари залежно від температури контрольованого повітря всередині вимірювальної кювети 8

$$K_{wt} = K_w - K_{t2} \cdot t, \quad (3.23)$$

де  $K_{wt}$  – температурний показник ослаблення контрольованого повітря, що враховує відхилення температури газу у вимірювальній кюветі 8 від 0 °С;  $K_{t2}$  – температурний поправочний коефіцієнт, для парів води  $K_{t2} = 0,0000036825$ ;  $t$  – числовий показник температури у вимірювальній кюветі (в градусах Цельсія).

Показник ослаблення сухого повітря з урахуванням корегування за температурою відомий і дорівнює  $K_{ct}$ . Отже, показник ослаблення контрольованого повітря з урахуванням корегування за температурою  $K_{tk}$  буде:

$$K_{tk} = (K_w - K_{t2} \cdot t) + (K_c - K_{t1} \cdot t), \quad (3.24)$$

а коефіцієнт ослаблення  $a_{t2}$  контрольованого повітря з урахуванням корегування за температурою:

$$a_{t2} = ((K_w - K_{t2} \cdot t) + (K_c - K_{t1} \cdot t)) \cdot Z. \quad (3.25)$$

Тоді:

$$U_\varepsilon = \frac{1}{2} K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot K_8 \cdot K_9 \cdot K_{10} \cdot P_0 \cdot e^{-K_{tk} \cdot Z}. \quad (3.26)$$

Сигнал  $U_\varepsilon$  також оцифровується та запам'ятовується мікропроцесором 17. Отриманий результат виводиться на індикатор або передається через USB-порт до центрального комп'ютера.

### **3.3 Математична модель засобу вимірювання вологості природного газу**

Коли пройшов процес запам'ятовування сигналів  $U_\varepsilon$  і  $U_n$  мікропроцесор 17 здійснює операцію ділення цих сигналів. Частка від ділення сигналів  $U_\varepsilon$  і  $U_n$  з урахуванням коефіцієнта перетворення  $K_{11}$  дорівнюватиме:

$$U_1 = K_{11} \cdot \frac{U_n}{U_\varepsilon} = K_{11} \cdot \frac{e^{-K_{ct} \cdot Z}}{e^{-K_{tk} \cdot Z}}. \quad (3.27)$$

Частка від ділення  $U_1$  запам'ятовується мікропроцесором 17, після чого він здійснює операцію логарифмування:

$$U_2 = \ln K_{11} + (K_{tk} - K_{ct}) \cdot Z = \ln K_{11} + (K_w - K_{t2} \cdot t) \cdot Z. \quad (3.28)$$

Напряга  $U_n$  та  $U_\varepsilon$  надходить на аналоговий вхід мікропроцесора 17, де перетворюється АЦП 18 з коефіцієнтом перетворення  $K_{12}$  в ци-

фровий сигнал  $N$ . Тоді з врахуванням (14), (30) математичну модель засобу можна записати у вигляді [106]:

$$\begin{cases} \ln\left(\frac{U_n}{U_\varepsilon}\right) = \left(\ln K_{11} + \frac{2\pi \cdot L}{\lambda} \cdot (K_w - K_{t2} \cdot t)\right) \cdot K_2 \\ N_1 = \frac{K_{12} \cdot U_\varepsilon}{U_{on}} \cdot (2^{n_0} - 1) \\ N_2 = \frac{K_{12} \cdot U_n}{U_{on}} \cdot (2^{n_0} - 1) \end{cases}, \quad (3.29)$$

де  $N_1$  – двійкове значення коду  $n$ -розрядного АЦП, що оцифровує напругу  $U_\varepsilon$  вимірювального каналу;  $N_2$  – двійкове значення коду  $n$ -розрядного АЦП, що оцифровує напругу  $U_n$  порівняльного каналу;  $K_2$  – коефіцієнт перетворення, пов'язаний з градуванням ЗВВПГ.

### 3.4 Визначення нижньої та верхньої градувальної точки діапазону вимірювання вологості природного газу

Для визначення меж вимірювання вологості за допомогою НВЧ вимірювального перетворювача необхідно використати функцію перетворення (3.29).

Визначимо нижню межу діапазону вимірювання або точку «нуля». Для цього необхідно у вимірювальну кювету 8 закачати сухе повітря при тиску 1 атм. Атенюаторами 2, 11 і 13 добиваємося рівності показників напруг  $U_n$  і  $U_\varepsilon$ . Для цього в ручному режимі по черзі відкриваємо і закриваємо комутатори 11 і 13. Тоді вираз (3.28) набуде вигляду:

$$U_0 = \ln K_{11} \cdot K_2. \quad (3.30)$$

Цю величину заносимо в пам'ять мікропроцесора 17 і вона буде характеризувати нульову точку градувальної характеристики засобу.

Таке налаштування вологоміра здійснюють після виготовлення приладу. Протягом експлуатації, при періодичних перевірках і повірки метрологічних характеристик ЗВВПГ в даному налаштуванні не має необхідності.

Операція логарифмування дозволила лінеаризувати експоненціальну характеристику  $U_\varepsilon$  залежно від зміни діелектричної проникності контрольованих газових середовищ.

Отже, можна здійснювати первинне градування засобу за двома точками: за точкою «нуль» абсолютної вологості і за точкою, що відповідає абсолютній вологості повітря в приміщенні, де проводиться градування ЗВВПГ (так як у вимірювальну кювету 8 закачується повітря з цією ж вологістю). Для цього психрометром визначаємо відносну вологість повітря в приміщенні, де розміщений засіб вимірювання. Припустимо, вона дорівнює 70 %, а температура в приміщенні дорівнює 20 °С. За цими параметрами On-line калькулятором ЗАТ «ЕКСІС» HumCalc.exe визначаємо абсолютну вологість. Вона буде дорівнювати 12,111 г/м<sup>3</sup>.

Оскільки процес логарифмування лінеаризує експоненціальну залежність, то градувальну характеристику ЗВВПГ можна побудувати за двома точками:  $W_0 = 0$  та  $W = 12,111$  г/м<sup>3</sup>.

Тангенс кута нахилу  $\alpha$  градувальної характеристики засобу вимірювання буде  $K_z = tg\alpha = \frac{U_\epsilon}{W}$ , звідси

$$W = \frac{U_\epsilon}{tg\alpha}. \quad (3.31)$$

Відповідно до (3.28)

$$W_0 = \ln K_{11} \cdot \frac{U_0}{tg\alpha}. \quad (3.32)$$

З урахуванням (3.29):

$$W = \frac{(\ln K_{11} + (K_w - K_{t2} \cdot t) \cdot Z) \cdot U_\epsilon}{tg\alpha}. \quad (3.33)$$

Вологість повітря  $W$  залежить прямо пропорційно від температурного показника ослаблення контрольованого повітря  $K_w$  і обернено пропорційно від тангенса кута нахилу  $\alpha$  градувальної характеристики засобу.

Верхня межа діапазону вимірювання вологості встановлюється за бажанням замовника, але при цьому необхідно враховувати вимогу роботи діода на лінійній вольт-амперній характеристиці.

Після градування мікропроцесор 17 включається на автоматичний режим роботи. У цьому режимі за допомогою комутаторів 11 і



13 відбувається послідовне перемикання вимірювального каналу і каналу порівняння для вимірювання діелектричної проникності газів, що знаходяться в них. На основі цих даних мікропроцесором 17 здійснюється розрахунок вологості газу у вимірювальній кюветі 8. Розраховане значення вологості газу виводиться на індикаторному пристрої та може бути подане у таких одиницях: абсолютної вологості ( $\text{г/м}^3$ ), температури точки роси за вологою ТТРв ( $^{\circ}\text{C}$ ), температури точки роси за інеєм ТТРі ( $^{\circ}\text{C}$ ), відносної вологості (%), об'ємній концентрації вологості ( $\text{ppmV}$ ).

### 3.5 Методика розрахунку вологості природного газу

Природний газ складається на  $98 \div 99$  % з метану [107, 108]. Діелектрична проникність сухого метану дорівнює  $\varepsilon_m' = 1,000953$  при  $0^{\circ}\text{C}$  [96]. У кювету порівняння 4 закачане сухе повітря. Діелектрична проникність сухого повітря дорівнює  $\varepsilon_c' = 1,0006258$  при  $0^{\circ}\text{C}$ . Відповідно, показники ослаблення сухого повітря  $K_c$  і метану  $K_m$  будуть відрізнятися. Це необхідно враховувати при вимірюванні вологості природного газу, як з урахуванням корегування за температурою сухого повітря так при корегуванні за температурою сухого метану. Отже, формула (3.28) набуде вигляду:

$$U_2 = \ln K_{11} + (-a_c + a_m) = \ln K_{11} + ((K_m + K_w) - K_{tm}), \quad (3.34)$$

де  $K_{tm}$  – розрахунковий показник ослаблення сухого метану з урахуванням впливу температури

$$K_{tm} = K_c + K_{n(0^{\circ}\text{C})} - K_t \cdot (\pm t), \quad (3.35)$$

де  $K_{n(0^{\circ}\text{C})}$  – коефіцієнт поправки при  $0^{\circ}\text{C}$ ;  $K_t$  – температурний поправочний коефіцієнт;  $t$  – числовий показник температури коефіцієнта поправки, в градусах Цельсія.

Отже:

$$U_2 = \ln K_{11} + ((K_m + K_w) - (K_c + K_{n(0^{\circ}\text{C})} - K_t \cdot (\pm t))). \quad (3.36)$$

У табл. 3.1 і 3.2 занесені значення обчислених коефіцієнтів корегування і значення похибки внаслідок їх застосування [109].

Таблиця 3.1 – Значення діелектричних проникностей води і природного газу та коефіцієнтів корегування та відносної похибки при їх застосуванні

t, °C	$\varepsilon_m' - 1$	$\varepsilon_m'' - 1$	$\varepsilon_c' - 1$	$\varepsilon_c'' - 1$	$K_c$	$K_{tm}$
1	2	3	4	5	6	7
+20	0,0008831	0,00008831	0,00058	0,000058	0,0012026	0,001484
0,0	0,000953	0,0000953	0,0006258	0,00006258	0,0012492	0,0015416
-20	0,0010228	0,00010228	0,0006717	0,00006717	0,0012942	0,0015971

Таблиця 3.2 – Значення коефіцієнтів корегування та відносної похибки

Кп	Кп(0 °C) – Кп(±20 °C)	Ктп	$\Sigma = K_c + K_{tp}$	$K_{tm} - \Sigma$	$\Delta K_{tm}, \%$
1	2	3	4	5	6
0,0002814	0,000011	0,0002817	0,0014843	0,0000003	0,0202
0,0002924	0,0000107	0,0002924	0,0015416	-----	-----
0,0003028	0,0000104	0,0003031	0,0015973	0,0000002	0,0125

В стовпцях 2, 3 та 4, 5 табл. 3.1 наведені розрахункові дійсні  $\varepsilon_m'$ ,  $\varepsilon_c'$  і уявні  $\varepsilon_m''$ ,  $\varepsilon_c''$  значення діелектричної проникності сухого метану та сухого повітря при температурах +20 °C, 0 °C і -20 °C, відповідно. В стовпцях 6, 7 наведені розрахункові значення зміни показника ослаблення  $K_c$  сухого повітря та показника ослаблення  $K_{tm}$  сухого метану при +20 °C, 0 °C і -20 °C [6]. В стовпці 1 табл. 3.2 наведені розрахункові значення зміни коефіцієнта поправки  $K_n$  при +20 °C, 0 °C і -20 °C, де  $K_n = K_{tm} - K_c$ . В стовпці 2 – розрахункові значення температурного поправочного коефіцієнт  $K_t$  при +20 °C, 0 °C і -20 °C,  $K_t = K_{n(0^\circ C)} - K_{n(\pm 20^\circ C)}$ . Розрахований середній температурний поправочний коефіцієнт – при значенні  $t = 0$  °C). Середній температурний поправочний коефіцієнт віднесений до 1 °C становить  $K_t = 0,000000535$ . В стовпці 3 наведені розрахункові значення поправочного коефіцієнта  $K_m$  при +20 °C, 0 °C і -20 °C.  $K_m = K_{n(0^\circ C)} - K_t \cdot (\pm t)$ .  $K_{m(0^\circ C)} = 0,0002924$  [7]. В стовпці 4 наведені значення суми показника ослаблення сухого повітря та розрахункового значення поправочного коефіцієнта  $\Sigma = K_c + K_m$ . В стовпці 5 – значення різниці показника ослаблення  $K_{tm}$  сухого метану і суми показника ослаблення сухого повітря  $K_c$  з розрахунковим значенням поправочного коефіцієнта  $K_m$  при +20 °C, 0 °C і

–20 °С. В стовпці 6 – значення відносної похибки  $\Delta K_m$  при зміні температури контрольованого вологого метану відносно 0 °С до +20 °С і –20 °С,  $\Delta K_m = 0,0202$  % при +20 °С та  $\Delta K_m = 0,0125$  % при –20 °С.

Зі стовпця 6 видно, що відносна похибка  $\Delta K_m$  при зміні температури газу відносно 0 °С на +1 °С і –1 °С призводить до похибки 0,001 % і 0,000625 %, відповідно.

### 3.6 Аналіз похибок засобу вимірювання вологості природного газу

На точність вимірювального перетворення вологості газу впливають різні фактори. Сумарна похибка вимірювання – це функція від багатьох змінних  $\delta_\Sigma = f(\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n)$  і для врахування всіх похибок необхідно проаналізувати механізм та причини їх виникнення [110, 111]. Основні похибки, що виникають під час вимірювального перетворення, за місцем їх виникнення можна розділити на такі:

- похибка давача температури  $\delta_T$ , яка вказується виробником;
- похибка давача тиску  $\delta_P$ , яка вказується виробником;
- похибка НВЧ генератора і похибки формування вихідної потужності генератора  $\delta_r$  [112];
- похибка приймача випромінювання, визвана шумами  $\delta_{\text{шр}}$ , яка вказується виробником, а також визвана нелінійністю підсилення сигналу [104].

Отже, загальна похибка для довірчої вірогідності  $P_{\text{дов}} = 0,97$  буде мати вигляд:

$$\delta_i = 1,44 \sqrt{\left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \delta_T\right)^2 + \left(\frac{\partial \rho}{\partial P_{\text{атм}}} \delta_P\right)^2 + \left(\frac{\partial \rho}{\partial \lambda} \delta_r\right)^2 + \left(\frac{\partial \rho}{\partial \frac{P_0}{P}} \delta_{\text{шр}}\right)^2}. \quad (3.37)$$

Підставивши орієнтовні значення похибок, які взяті із паспортних даних окремих структурних блоків, отримаємо значення похибки, яка не перевищує 2,0 %.

Методичні похибки виникають через недосконалість методу вимірювання та наближень, що допускаються при проектуванні засобу вимірювання вологості. До методичних похибок відносяться: похибка  $\delta_{\text{м.м}}$  вимірювального перетворення математичної моделі перенесення вимірювання через первинний перетворювач; похибка  $\delta_\lambda$  вибору характеристичної довжини хвилі, на якій буде проводитись вимірювання

(оцінюється залежно від вигляду спектру поглинання вибраного газу); похибка  $\delta_{\text{роз}}$ , що виникає через виключення із розрахунків показника розсіювання випромінювання; похибка  $\delta_{\epsilon}$ , що з'являється внаслідок відхилення від експоненціального закону затухання сигналу, похибка АЦП. Таке відхилення спостерігається лише в тих випадках, коли тривалість збудженого стану молекул поглинаючої речовини велика. Але на практиці відхилення викликаються взаємодією між собою молекул поглинаючого середовища, а це призводить до зміни коефіцієнта поглинання [113, 114]. Окрім цього є похибка, обумовлена тим, що функція обчислюється дискретно, тобто за допомогою АЦП.

Отже, загальна методична похибка:

$$\delta_M = \sqrt{\delta_{\text{м.м}}^2 + \delta_{\lambda}^2 + \delta_{\text{роз}}^2 + \delta_{\epsilon}^2 + \delta_{\text{АЦП}}^2}. \quad (3.38)$$

Підставивши відповідні значення похибок, отримаємо значення методичної похибки – 0,43 %.

Загальна похибка вимірювань дорівнює сумі інструментальних і методичних похибок і становить 2,43 %.

Зрозуміло, що кожна інструментальна і методична похибка містить у своєму складі, крім фіксованої статичної, ще й випадкову складову. Випадкові похибки під час вимірювання і вимірювання вологості виникають через низку факторів, а саме: можливі флуктуації густини середовища, різку зміну зовнішньої температури та тиску досліджуваного об'єкта та ін.

### 3.6.1 Аналіз температурних похибок

Індикаторний пристрій 18 засобу виводить інформацію про вологість газу з корегуванням за температурою. Розглянемо яка буде похибка засобу у відсутності корегування за температурою. Розрахункові дані аналізу зведені до таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Значення показників відносної температурної похибки

$t$	$\epsilon w' - 1$	$\epsilon w'' - 1$	$Kw$	$a_{\epsilon}$	$\Delta t, \%$
1	2	3	4	5	6
+20 °C	0,0000619	0.0000314	0,001937	0,04865	-3,678
0,0 °C	0,0000668	0,00003388	0,002012	0,05054	-----
-20 °C	0,00007169	0.00003636	0,002085	0,052375	+3,678

В стовпцях 2 і 3 даної таблиці наведені дійсні та уявні значення зміни діелектричної проникності водяної пари  $\varepsilon_w'$  і  $\varepsilon_w''$  при температурах  $+20\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $0\text{ }^\circ\text{C}$  і  $-20\text{ }^\circ\text{C}$ . В стовпці 4 розраховані значення показника ослаблення  $K_w$  при  $+20\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $0\text{ }^\circ\text{C}$  і  $-20\text{ }^\circ\text{C}$  згідно з [106]. В стовпці 5 наведені зміни показника експоненти  $a_\varepsilon$  залежно від зміни температури від  $0\text{ }^\circ\text{C}$  до  $-20\text{ }^\circ\text{C}$  і  $+20\text{ }^\circ\text{C}$ ,

де

$$a_\varepsilon = \frac{2\pi \cdot K_w \cdot L}{\lambda}.$$

В стовпці 6 наведені відносні похибки  $\Delta t$  при відсутності корегування за температурою при зміні температури контролюваного повітря від  $0\text{ }^\circ\text{C}$  до  $+20\text{ }^\circ\text{C}$  і  $-20\text{ }^\circ\text{C}$ :

$$\Delta t = \frac{(a_{\varepsilon(0^\circ\text{C})} \pm a_{\varepsilon(20^\circ\text{C})}) \cdot 100\%}{a_{\varepsilon(0^\circ\text{C})}}. \quad (3.39)$$

Зі стовпця 6 видно, що відносна похибка  $\Delta t$  при відсутності корегування за температурою і при зміні температури повітря відносно  $0\text{ }^\circ\text{C}$  на  $+1\text{ }^\circ\text{C}$  і  $-1\text{ }^\circ\text{C}$  призводить до похибки  $\pm 0,18\%$ .

### 3.6.2 Дослідження похибки квантування (похибки АЦП)

Процес аналого-цифрового перетворення не є ідеальним і на нього впливають і технологічний розкид параметрів під час виробництва, і різні зовнішні завади. Тому цифровий код на виході АЦП визначається з похибкою. В специфікації АЦП вказуються похибки, які дає сам перетворювач. Ці похибки згідно з [115, 116] поділяються на статичні і динамічні. Характеристики АЦП є визначальними та найважливішими і в кожному конкретному випадку визначаються сферою застосування.

Динамічна похибка зумовлена квантуванням вхідної величини АЦП за часом. В результаті зміни вхідного сигналу результат перетворення буде невизначений на інтервалі перетворення. При використанні пристрою вибірки зберігання (ПВЗ) динамічну складову можна значно зменшити. Сучасні АЦП виготовляються у вигляді інтегральних мікросхем і містять в своєму корпусі ПВЗ, що дозволяє при кількості двійкових розрядів рівних 8-ми досягти часу перетворення менше ніж за 2 мкс. Це дає змогу під час використання таких АЦП знехтувати динамічною похибкою при подальших розрахунках.

Статичну похибку вимірювань у специфікації АЦП визначають: адитивна похибка, мультиплікативна похибка, диференціальна нелі-

нійність, інтегральна нелінійність і похибка квантування. Ці п'ять характеристик дозволяють повністю описати статичну похибку АЦП.

Однією з найбільш суттєвих похибок при використанні АЦП є похибка квантування або похибка одного відліку. Цю похибку неможливо вилучити, оскільки вона є невід'ємною частиною процесу перетворення. Вона складається з похибки цифрового представлення, що обумовлена наявністю квантування за рівнем (кінцева кількість дозволених рівнів сигналу) та інструментальної похибки АЦП. Інструментальна похибка зумовлена наявністю шумів та випадкових завад як у вхідному сигналі, так і у вузлах АЦП, що виникають в процесі виготовлення та експлуатації.

Виникнення цієї похибки обумовлене багатьма факторами та її закон розподілу наближається до нормального. В подальшому для спрощення розрахунків будемо вважати, що інструментальна похибка відсутня. Похибка квантування  $\delta_D$  при великій кількості розрядів вихідного коду може бути описана прямокутним законом розподілу (закон рівномірної щільності), що відповідає рівній щільності ймовірності похибки квантування в межах  $\pm h/2$ , де  $h$  – крок квантування. Значення кванта жорстко пов'язане з максимальним значенням вхідної напруги АЦП та кількістю двійкових розрядів АЦП

$$h = \frac{U_{D \max}}{2^n},$$

де  $n$  – кількість розрядів АЦП;  $U_{D \max}$  – максимальне значення вхідної напруги АЦП.

Якщо максимальному значенню вхідної напруги АЦП  $U_{D \max}$  відповідає максимальне значення вологості  $H_{\max}$ , яке можна вимірювати цим засобом, то можна записати вираз для абсолютної похибки визначення вологості, що зумовлена квантуванням вихідного сигналу

$$\delta_D = \frac{H_{\max}}{2^{n+1}}.$$

Для 8-ми розрядного АЦП похибка квантування дорівнює 0,4 %. Закон розподілу похибки, яка зумовлена квантуванням вихідного сигналу [117, 118], описується таким виразом:

$$p(\delta_D) = \frac{1}{h} = \frac{2^n}{H_{\max}}, \quad \delta_D \in \left[ -\frac{H_{\max}}{2^{n+1}}, \frac{H_{\max}}{2^{n+1}} \right].$$

Серед інших незалежних випадкових факторів різного походження, що впливають на сумарну похибку вимірювання вологості газу, не можна виділити домінуючого. До них можна віднести такі:

- побічні втрати потужності сигналу;
- похибки від атмосферного впливу на електронну апаратуру засобу вимірювання;
- похибка флуктуації вихідної напруги;
- електричні та електромагнітні завади, що впливають на компоненти електричної схеми.

Тоді, згідно з центральною граничною теоремою [119, 120], коли кількість незалежних випадкових завад велика, маємо нормальний закон розподілу загальної похибки вимірювання від випадкових завад з нульовим математичним очікуванням, який описується виразом

$$p(\delta_r) = \frac{1}{\sigma_r \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp\left(-\frac{\delta_r^2}{2 \cdot \sigma_r^2}\right),$$

де  $\delta_r$  – похибка вимірювання вологості, що зумовлена дією випадкових завад;  $\sigma_r$  – значення СКВ цієї похибки.

## **РОЗДІЛ 4**

### **АПАРАТНО-ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ НВЧ ЗАСОБУ ВИМІРЮВАННЯ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

В цьому розділі наведено інженерну методику проектування засобу вимірювального вимірювання вологості природного газу, а також його експериментальні дослідження.

#### **4.1 Розробка інженерної методики проектування засобу вимірювання вологості газів**

На основі проведених досліджень у розділі 3 запропоновано структуру засобу вимірювання вологості природного газу.

Отже, в першу чергу розробник має задатися питанням яка величина є вхідною, а яка вихідною для цього засобу. Оскільки вихідною величиною може бути в даному випадку абсолютна вологість, відносна вологість температура точки роси, тощо, то вхідною величиною може бути широкий спектр фізичних величин залежно від методу вимірювання. Тому для вибору вхідної величини в процесі створення засобів вимірювання вологості розробник має керуватись певними принципами, частина з яких є спільною для електронних систем різного роду [121, 122]. Принцип забезпечення заданої точності вимірювань. Це один з базових принципів проектування й визначається інструментальною і методичною складовими похибки. Збільшення першої досягається шляхом поліпшення метрологічних характеристик апаратно-програмних засобів. Підвищення методичної складової можливе за рахунок зменшення числа неконтрольованих параметрів. Тому наступним кроком має бути вибір методу вимірювання, який забезпечив би задану чутливість і точність вимірювання, а також незалежності результату вимірювання від зовнішніх та внутрішніх перешкоджаючих факторів. В нашому випадку для вимірювання вологості був вибраний НВЧ метод, який вибраний на основі патентних матеріалів, аналіз відомих методів вимірювання вологості та їх технічних реалізацій. Таким чином вхідною величиною розроблюваного засобу може бути потужність НВЧ сигналу, а вихідною – абсолютна вологість природного газу. В подальшому проектування засобу вимірювання вологості газів вимагає відповідності проекту сучасному рівню



розвитку науки і техніки, тобто знань з електроніки, а також комп'ютерних технологій і програмування [121–124]. Тому проектування таких пристроїв обов'язково містить два етапи: вибір структури і вибір конструкції. Тобто пошук нового технічного рішення здійснюється шляхом варіювання узагальненими прийомами та змінюваними елементами [125, 126]. Вище сказане дозволяє скласти технічне завдання, яке має містити такі дані: призначення; технічні характеристики; техніко-економічні вимоги; показники надійності; умови експлуатації; стадії розробки; спеціальні вимоги (елементна база, живлення тощо).

В подальшому проводиться аналіз та розрахунок системи «об'єкт вимірювання – сенсор», розроблення, аналіз та розрахунок структурної/функціональної схеми засобу, алгоритму роботи засобу, розрахунок схеми електричної принципіальної засобу, конструкторсько-технологічний розрахунок окремих сенсорів, сенсорних систем та допоміжного обладнання, метрологічний аналіз та розроблення ескізного проекту.

Послідовність дій з проектування засобу вимірювання вологості газів можна представити у вигляді алгоритму, зображеного на рис. 4.1.

Як вже зазначалось в розділі 2, для вибору габаритних розмірів сенсора, а також параметрів електронної системи засобу вимірювання необхідно попередньо провести експериментальні дослідження в лабораторії. Для цього в п. 2.2 запропоновано підхід, що дозволив визначити густину, а отже й діелектричну проникність водяної пари. Запропонований підхід дозволив визначити показники поглинання досліджуваних речовин, отримати теоретичну характеристику коефіцієнта поглинання затухання НВЧ сигналу. Це дозволило використати експоненціальний закон затухання сигналу (формули 2.9, 2.17, 2.18) [110, 111].

Розробку засобу вимірювання вологості природного газу необхідно починати з визначення діапазонів зміни вологості газу та довжини НВЧ хвилі. У розділі 2 було встановлено, що генератор НВЧ має працювати на довжині хвилі 3 см. Важливим параметром є також вибір довжини НВЧ тракту сенсора. Верхня та нижня межі вимірювання вологості газу є визначальними для вибору АЦП, підсилювача та мікроконтролера [115, 121, 22].

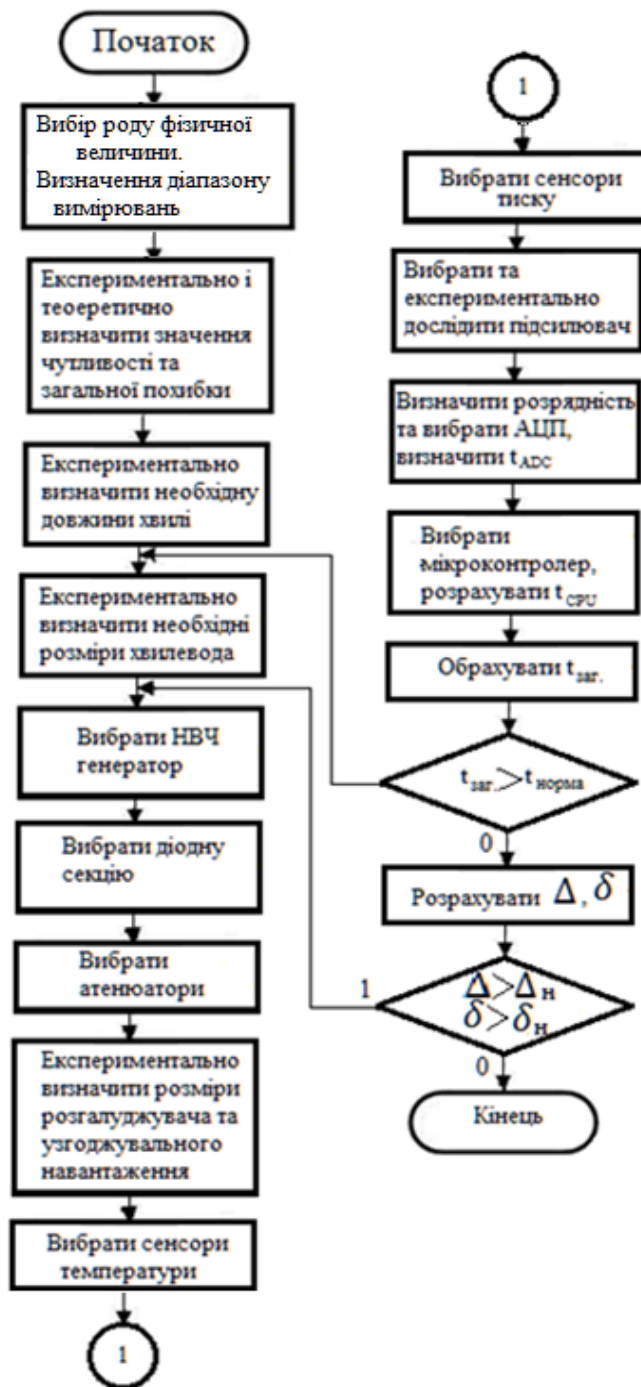


Рисунок 4.1 – Алгоритм проектування засобу вимірювання вологості газів

Для розробки засобу вимірювання вологості газів необхідно розрахувати параметри хвилеводної частини, а також вибрати джерело випромінювання та детектор.

Джерело НВЧ сигналу має відповідати таким вимогам: малі габаритні розміри і маса, тривалий час роботи, стабільність, надійність, високий ККД, низька напруга живлення. При цьому завжди необхід-

но, щоб джерело НВЧ сигналу працювало стабільно в широкому діапазоні зміни зовнішніх впливів (температури, атмосферного тиску, відносної вологості, вібрації, ударів, лінійний і доцентрових прискорень, радіації тощо) [115, 116]. Однією з основних вимог є наявність відповідного вузького спектрального діапазону, чутливого до вимірювального параметра.

Оскільки характеристики джерела НВЧ сигналу, використовуюваного в засобі вимірювання вологості, мають добре поєднуватись з характеристиками приймача, то доцільно використовувати малопотужні генераторні тунельні діоди, які повною мірою відповідають наведеним вимогам [109, 111, 116].

Тип використовуюваного приймача НВЧ сигналу багато в чому визначає схему і конструкцію самого перетворювача, а також електронних вузлів.

До детекторів висуваються такі вимоги: відповідність спектральних характеристик приймача випромінювання; висока чутливість, широка смуга пропускання і великий динамічний діапазон.

Найбільше поширення отримали точкові НВЧ, змішувальні діоди, оскільки вони характеризуються високою чутливістю, простотою виготовлення та експлуатації. При цьому додатковим параметром вибору такого діода має бути відома залежність струму випрямлення, а також втрати від неперервно падаючого НВЧ сигналу.

При проектуванні важливою характеристикою є мінімальна (порогова) потужність, яку може зареєструвати детектор на фоні шумових характеристик приймача. Вимірювальну схему потрібно обирати з врахуванням можливого типу і діапазону зміни вихідного сигналу, а також враховуючи необхідну форму вихідного сигналу перетворювача.

Оскільки зміна вологості газу, що контролюється є процесом інерційним, то особливих вимог до тривалості вимірювального перетворення не ставиться.

Крім часу наростання сигналу детектора загальна тривалість вимірювального перетворення включає час перетворення АЦП  $t_{ADC}$ , час, що витрачається мікроконтролером на обробку команд  $t_{CPU}$  та передачу вимірюваної інформації по USB інтерфейсу в ПК  $t_{USB}$ , а також часову затримку  $t_{zamp}$ , пов'язану з перетворенням, підсиленням і передачею інформації в електричній схемі. Отже, витрати часу на вимірювальне перетворення  $T$  можна обрахувати за формулою

$$T = t_{FD} + t_{ADC} + t_{CPU} + t_{USB} + t_{затр.}$$

Швидкодія мікроконтролера грубо оцінюється часом виконання команди типу «регістр – регістр» або «регістр – пам'ять» [125, 126]. Для більш точної оцінки необхідно проаналізувати алгоритм роботи мікроконтролера і визначити список команд. Загальний час виконання команд у засобі вимірювання визначається:

$$t_{CPU} = t_{CONV} + t_{INT} + t_{RD} + t_{CF},$$

де  $t_{CONV}$  – тривалість обробки команди початку перетворення даних в АЦП;  $t_{INT}$  – тривалість обробки команди закінчення перетворення даних в АЦП;  $t_{RD}$  – тривалість зчитування даних з АЦП;  $t_{CF}$  – тривалість перетворення даних в частоту.

Після розрахунку швидкодії засобу вимірювання необхідно обрахувати абсолютні та відносні похибки вимірювань. Якщо обраховані значення похибок не задовольняють поставлених вимог необхідно скорегувати параметри засобу вимірювання і повторити розрахунок.

## 4.2 Алгоритми роботи засобу вимірювання вологості природного газу

При розробці газового засобу вимірювання основну увагу необхідно звернути на алгоритм вимірювання вологості, електричну схему та конструкцію аналізатора, а також на елементну базу. Опис роботи засобу вимірювання вологості газу можна проілюструвати алгоритмом, наведеним на рис. 4.2.

Перед початком кожного наступного вимірювання відбувається перевірка: чи виконані всі з заданих  $N$  вимірювань. Після проведення заданої кількості вимірювань проводиться їх усереднення. При цьому додатним значенням вологості  $\rho_x$  за стандартних умов (газ вважається °сухим) має бути меншим за  $1,703 \text{ г/м}^3$  (згідно з технічними вимогами Правил РД 50-213-80, що відповідає відносній вологості 10 % за нормальних умов, оскільки відносну вологість газу (в частках одиниці) визначають як відношення парціального тиску водяної пари, що міститься у вологому газі, до максимально можливого його парціального тиску при даній температурі або як відношення густини водяної пари у вологому газі до максимально можливої густини пара при одних і тих же тиску та температурі [4].

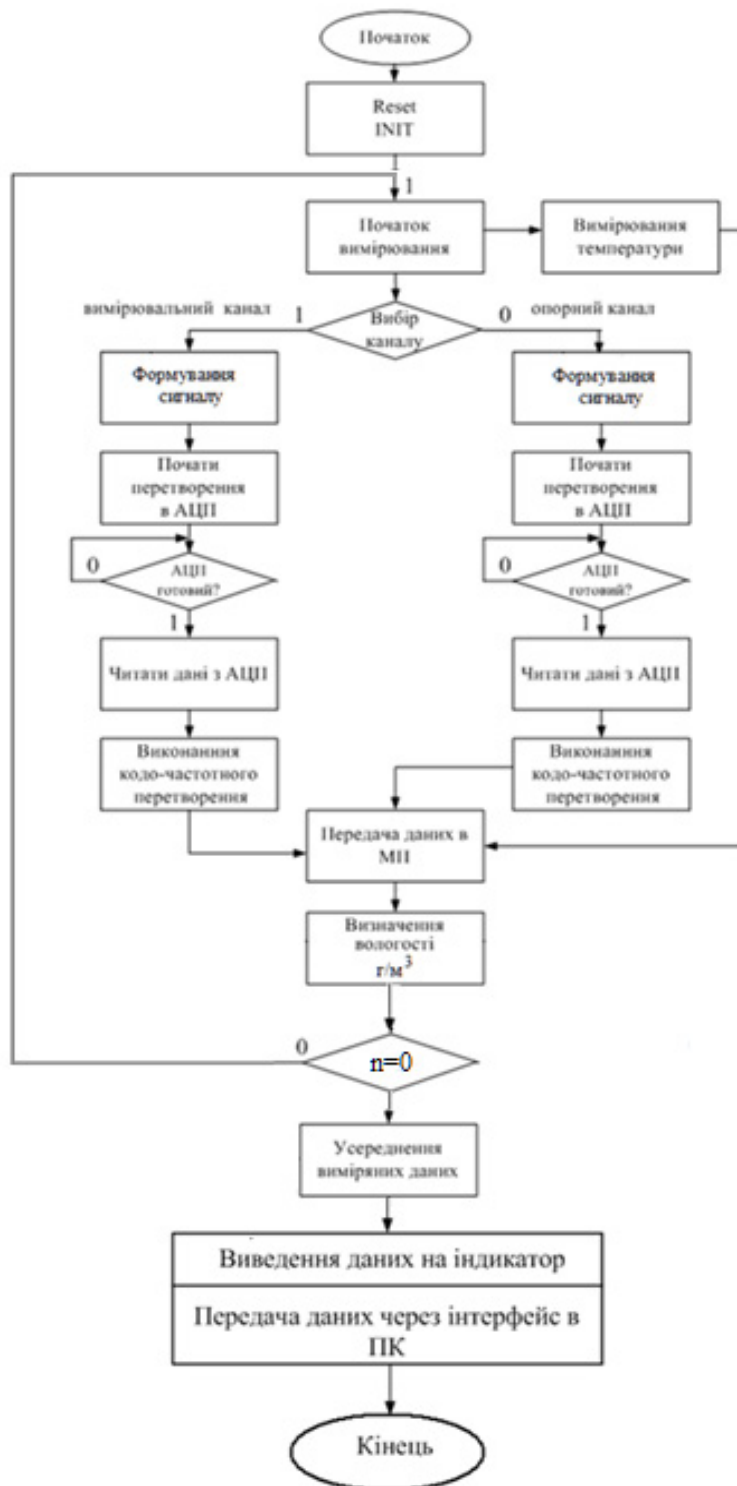


Рисунок 4.2 – Алгоритм вимірювання вологості газу

Вологомір газу може працювати в автономному режимі без підключення до ПК, виводячи дані на індикаторний пристрій. Для цього використовуються мікроконтролер, який здійснює первинну обробку вимірювальної інформації, керує роботою АЦП і передачею даних на

ПК, та статичний ОЗП, в якому вимірювальна інформація накопичується і зберігається.

Алгоритм роботи мікроконтролера показано на рис. 4.3.

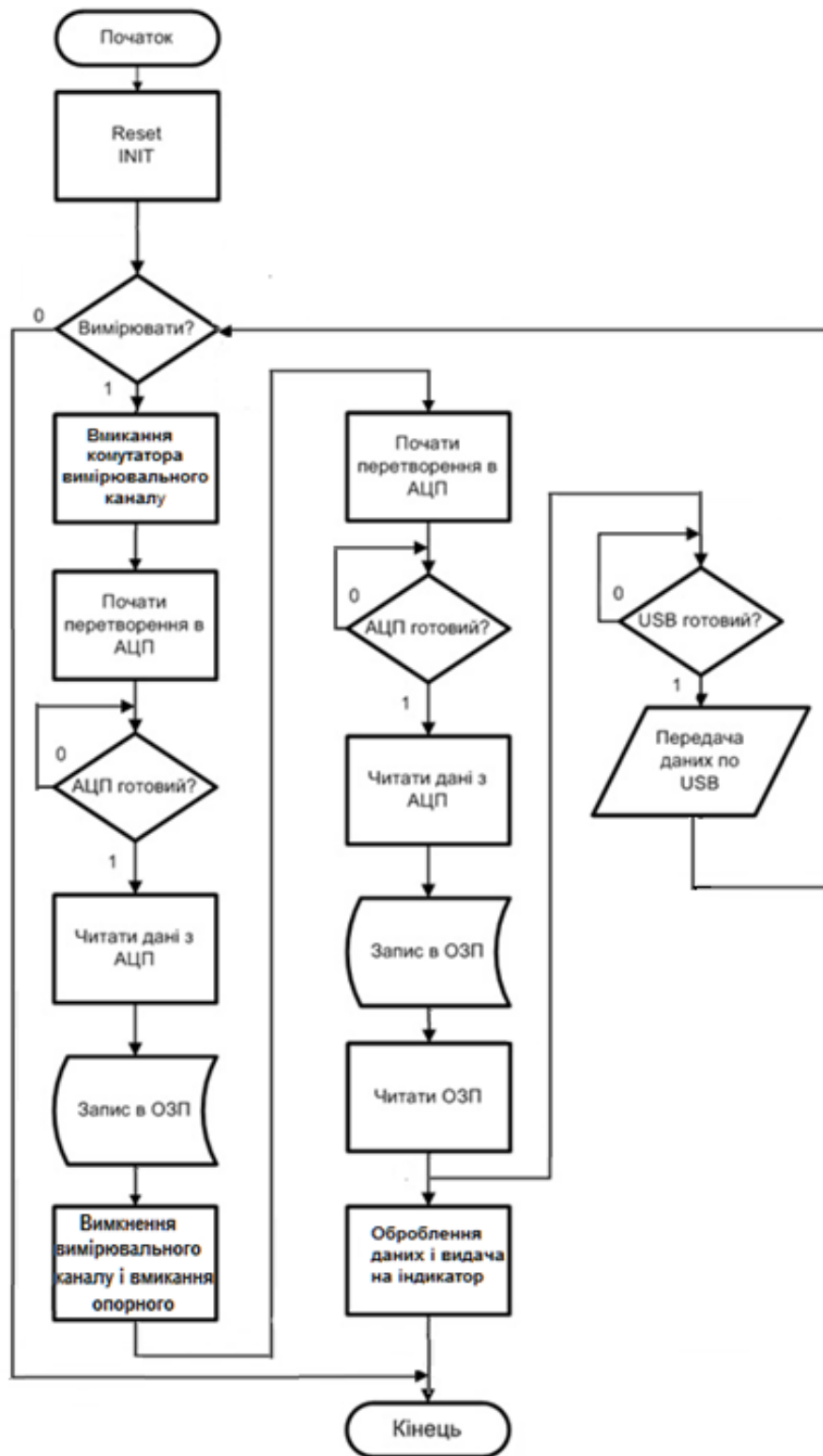


Рисунок 4.3 – Алгоритм роботи мікроконтролера

### 4.3 Експериментальні дослідження НВЧ вологоміра природного газу

Для підтвердження роботи запропонованого засобу вимірювання проведені експериментальні дослідження. З цією метою розроблена методика досліджень з використанням спеціалізованого обладнання та засобів вимірювання [127, 128]. Обладнання для проведення експериментальних досліджень. Для проведення експериментальних досліджень використане таке обладнання:

1. Розроблений вологомір ЗВВПГ-1;
2. Зразковий генератор вологості природного газу «Родник – 2» Зав. № 27 і стаціонарна калібрувальна система Michell Dew Point Calibration System Precesion Dewpointmeter фірми Michell Instruments;
3. Термометр ртутний типу ТЛ – 4, виду № 1 – 5 з діапазоном вимірювань від 0 °С до 100 °С і ціною поділки 0,1 °С .
4. Барометр прецизійний анероїдний з діапазоном вимірювання від от 890 до 1050 КПа (670–790 мм рт. ст.), ціною поділки шкали 0,5 КПа та похибкою вимірювань  $\pm 0,7$  КПа ( $\pm 0,5$  мм рт. ст.).
5. Ротамер РМ-А. Верхня межа вимірювань 0,0025 м<sup>3</sup>/год. Основна допустима похибка становить  $\pm 4$  % від верхньої межі вимірювань.

Метою досліджень є визначення можливості застосування запропонованого НВЧ вимірювального перетворювача, який є основою засобу вимірювання вологості природного газу [129].

Як зразковий пристрій для вимірювання точки роси газу використовувалась калібрувальна система Michell Dew Point Calibration System. Калібрувальна система дозволяє проводити калібрувальну перевірку аналізованого газу відомої вологості, що дало змогу виконати калібрування запропонованого засобу вимірювання вологості. На рис. 4.4 показано зовнішній вигляд стаціонарної калібрувальної системи Michell Dew Point Calibration System. Основною перевагою установки Michell Dew Point Calibration System є можливість проточних вимірювань.

Michell Dew Point Calibration System складається з таких модулів:

- компресорна станція (Durr Technik TA-200K);
- осушувач стиснутого повітря (Domnik Hunter MiDAS DAS1);
- осушувач обдування під тиском (Michell PSD-4);
- система введення пари (Michell VDS-3);
- прецизійний вимірювач точки роси серії 4000 (Michell S4000TRS).



Рисунок 4.4 – Зовнішній вигляд стаціонарної калібрувальної системи  
Michell Dew Point Calibration System

Калібрувальна система Michell Dew Point Calibration System виконує відтворювання результатів вимірювання та стабільно генерує рівні вологості в діапазоні  $-100\dots+20$  °C температури точки роси.

Сухе стиснуте повітря створюється компресорною станцією та осушувачами, що дозволяє вводити повітря з вмістом вологи на рівні  $-100$  °C точки роси. Система введення пари розділяє сухе стиснуте повітря на три керовані газові потоки, один з яких проходить через контрольовану суміш, а потім у об'ємному відношенні змішується з іншими потоками для створення відповідних значень точки роси в діапазоні  $-100\dots+20$  °C, які задаються користувачем. В заводській конфігурації можливі такі значення точки роси:  $-100$  °C,  $-90$  °C,  $-80$  °C,  $-70$  °C,  $-60$  °C,  $-50$  °C,  $-40$  °C,  $-30$  °C,  $-20$  °C,  $-10$  °C,  $0$  °C,  $+10$  °C та  $+20$  °C. Точність системи введення пари VDS-3 становить  $\pm 0,2$  °C точки роси. Габаритні розміри системи:  $1020\times 555\times 600$ , маса до 65 кг.

Швидкість подачі повітря 30л/хв, вихідна швидкість – 10л/хв. Повітря проходить через об'єм води, маса якої 1 кг. Максимальна споживана потужність – 500 Вт, діапазон робочих температур:  $+10\dots+40$  °C.

Вихідний потік з заданою точкою роси, яка автоматично перераховується в густину, після системи введення пари розділяється на два керовані газові потоки. Один з потоків проходить через прецизійний вимірювач точки роси серії Michell S4000TRS для вимірювання генерованої точки роси, а другий – через калібрувальний колектор, що ви-



користовується для калібрування сенсорів вологості. Після цього обидва потоки випускаються в атмосферу.

Переважна більшість з'єднань між блоками виконується з допомогою трубок з нержавіючої сталі. Система Michell Dew Point Calibration System працює в комплексі з комп'ютером зчитування та запам'ятовування вимірних значень температури точки роси.

На рис. 4.5 наведено схему підключення системи введення пари. Керуючий ПК підключається до системи введення пари через USB роз'єм, розташований на задній панелі системи VDS і позначається «PC (CONTROL)». До вимірювача точки роси S4000TRS керуючий ПК підключається через послідовний кабель, роз'єм якого знаходиться на задній панелі вимірювача і позначається «RS23».

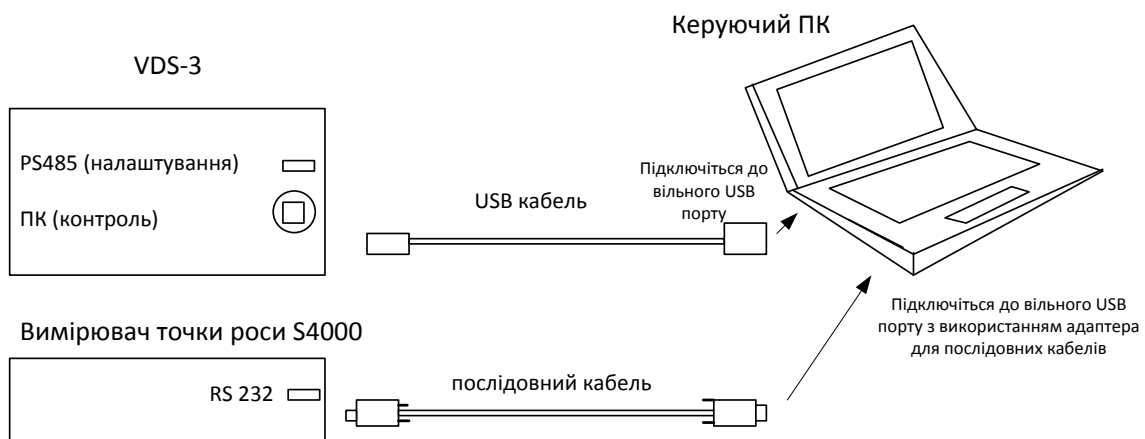


Рисунок 4.5 – Підключення кабелів до системи введення пари, вимірювача точки роси та керуючого ПК

Вимірювачі точки роси серії 4000 базуються на використанні принципу охолоджуваного дзеркала. Вони дозволяють вимірювати температуру точки роси з дискретністю 0,01 °С. Крім того, точку роси можна також вивести і в інших прийнятих одиницях, в тому числі і в одиницях густини вологості газу. Також можна виводити на дисплей значення тиску вимірюваного газу в кПа. Вимірювач може визначати температуру газу за допомогою зовнішнього віддаленого зонда з платиновим термометром опору. Відносну вологість можна обчислити за точкою роси і температурою при атмосферному тиску.

Методика проведення досліджень газового вологоміра. На початку досліджень проведено налаштування та з'єднання засобів, які забезпе-

чують експеримент. На рис. 4.6 показано зовнішній вигляд ЗВВПГ та керуючого ПК і наведена система з'єднань пристрою.

Для цього необхідно:

1. Заземлити вторинний блок та під'єднати до аналізатора.
2. Під'єднати газовий вхід засобу вимірювання до входу калібрувальної системи.
3. Під'єднати газовий вихід засобу вимірювання через ротаметр і барометр до спускного клапана.
4. Підготувати калібрувальну систему до роботи.
5. В момент подачі газу в аналізатор записати покази термометра, барометра і ротаметра.
6. Виконати записи показів прецизійного вимірювача точки роси.
7. Паралельно з показами вимірювача точки роси проводити запис значень вторинного перетворювача засобу вимірювання газу, який налаштований на розбалансовану напругу зворотного зв'язку аналізатора.

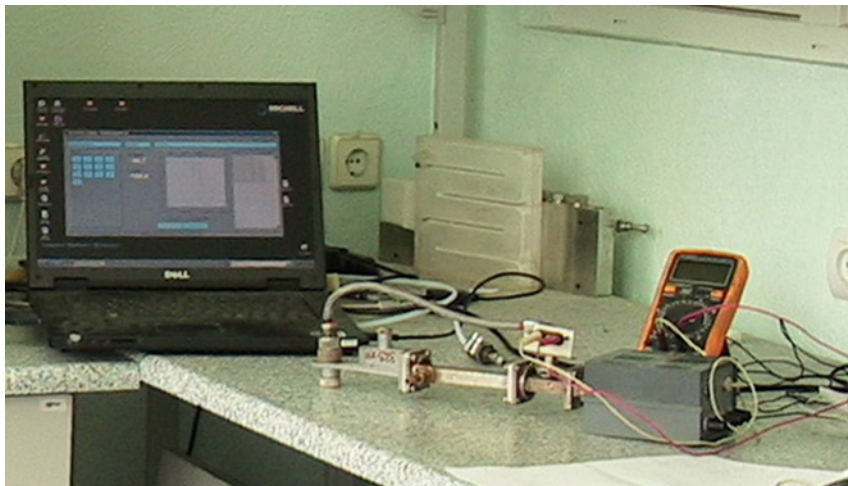


Рисунок 4.6 – Зовнішній вигляд ЗВВПГ та керуючого ПК і система з'єднань

Експериментальні дослідження похибок засобу вимірювання вологості. Дослідження вимірювача вологоміра проводилися при температурі 19 °С, тиску одна атмосфера та швидкості потоку газу 10 л/хв. Розхід газу складав 2 л/хв. Отримані значення вологості за точкою роси за допомогою калькулятора Free Professional Online Humidity Calculator перераховувалися в абсолютну вологість, відносну вологість і в одиниці вологості ppm [130].

При проведенні експериментальних досліджень вимірювання вологості отримано 500 значень у діапазоні від  $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$  т. т. р. до  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$  т. т. р., що відповідає в одиницях абсолютної вологості в діапазоні від  $0,454\text{ г/м}^3$  до  $9,4\text{ г/м}^3$ . Під час дослідження характеристик засобу вимірювання проводились вимірювання при густині вологості газу  $1,167\text{ г/м}^3$ , що відповідала  $-19\text{ }^{\circ}\text{C}$  т. т. р. протягом 30 хв, що дозволило отримати 500 точок вимірювання. Значення вологості газу задавалося калібрувальною системою *Michell Dew Point Calibration System*. Вимірювання дійсного значення вологості проводилося за допомогою прецизійного вимірювача точки роси *Michell S4000TRS* (Великобританія). Теоретична та експериментальна статичні характеристики показані на рис. 4.7. Як видно з рисунка відхилення експериментальної залежності від теоретичної не перевищує 3 %.

Випробування макета надвисокочастотного вологоміра проводились у Всеукраїнському державному науково-виробничому центрі стандартизації, метрології, сертифікації та захисту прав споживача, ДП «Укрметртестстандарт», м. Київ.

Еталонні зразки вологості готувалися на зразковій установці. В якості досліджуваного газу використовувалось повітря при температурі  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Індикаторним пристроєм макета НВЧ вологоміра служив цифровий тестер *UT 70B Professional Digital Multimeter* з автоматичною шкалою перемикання діапазонів. Відповідність вологості по температурі точки роси і абсолютної вологості визначалося програмою *HumCalc.exe*.

Програмним забезпеченням ноутбуку, який входить до складу установки для приготування зразкових проб вологості газів, задавалися вологості зразкових проб за абсолютною вологістю та температурою точки роси. Струмін зразкової проби вологості газу виходив з силіконової трубки, яка під'єднується до штуцера вимірювальної кювети 3 макета ЗВВПГ. Витрата газу становила  $0,5\text{ л/с}$ .

Дослідження НВЧ вологоміра проводилися при температурі  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , тиску одна атмосфера та швидкості потоку газу  $10\text{ л/хв}$ . Розхід газу складав  $2\text{ дм}^3/\text{хв}$ . Отримані значення вологості за точкою роси за допомогою калькулятора *Free Professional Online Humidity Calculator* перераховувалися в абсолютну вологість, відносну вологість і в одиниці вологості ppm.

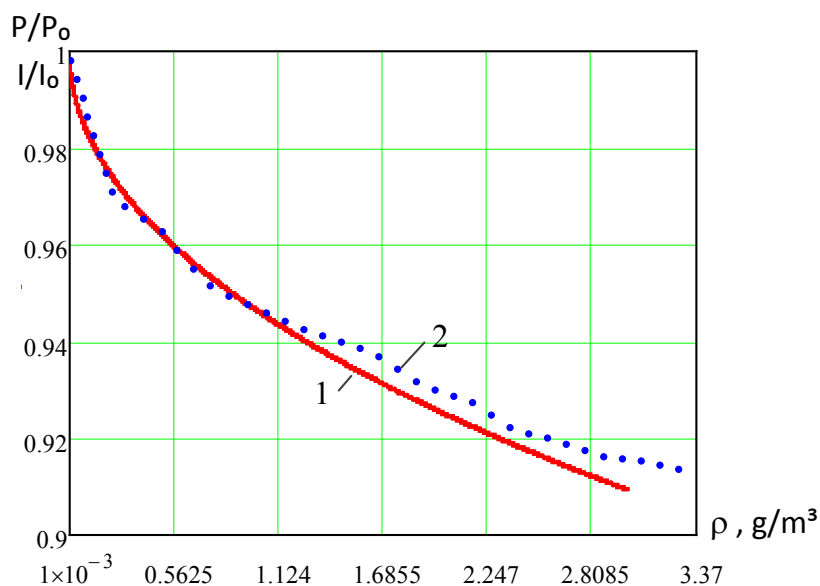


Рисунок 4.7 – Теоретична 1 та експериментальна 2 статичні характеристики

Як видно з рисунка відхилення експериментальної залежності від теоретичної не перевищує 5 %.

Результати експериментальних досліджень вимірювання вологості наведені на рис. 4.8.

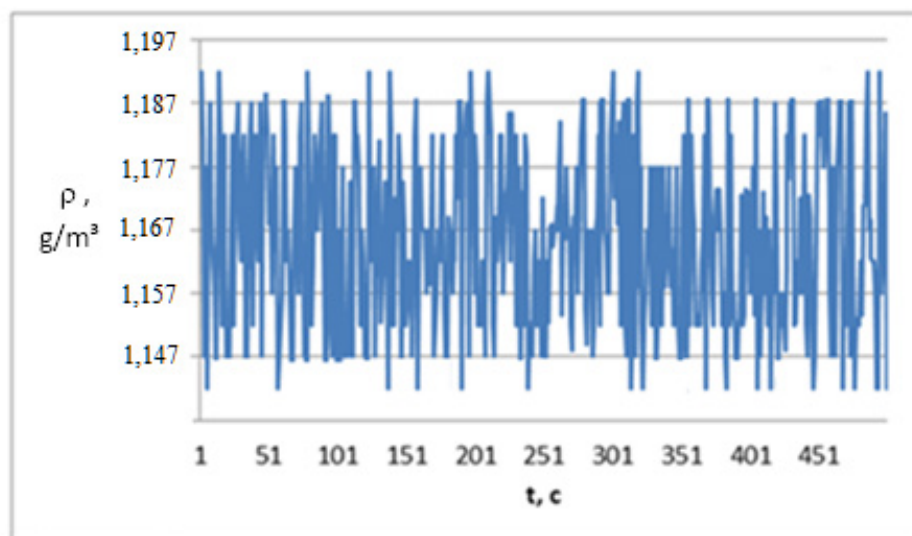


Рисунок 4.8 – Зміна вологості газу в часі

На рис. 4.9. показано зміни відносної похибки вимірювань відносної вологості в часі.

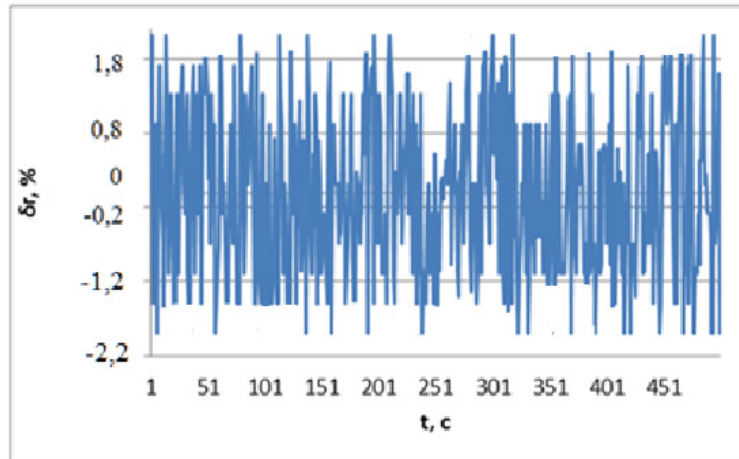


Рисунок 4.9 – Зміна відносної похибки в часі

Аналіз експериментальних досліджень вологості показує, що максимальне значення зведеної похибки вимірювання не перевищує 2,5 %, клас точності становить 2,5.

Основні статистичні характеристики для отриманих результатів вимірювання наведені в табл. 4.1 [131, 132].

Таблиця 4.1 – Статичні характеристики похибки вимірювання вологості

Найменування характеристики	$P/P_0 = 0,94$ ( $^{\circ}C$ т.т.р. = $-19$ ), $1,167$ г/м <sup>3</sup>
Кількість значень	500
Мінімальне значення, г/м <sup>3</sup>	1,1436
Максимальне значення, г/м <sup>3</sup>	1,1903
Середнє арифметичне, г/м <sup>3</sup>	1,1686
Середньоквадратичне відхилення г/м <sup>3</sup>	0,0065
Абсолютна похибка г/м <sup>3</sup>	0,029
Довірчий інтервал, г/м <sup>3</sup>	1,169 1,165
Chi <sup>2</sup> -тест	S = 19,99

Статистичні оцінки для експериментальних даних та перевірка гіпотези на нормальний закон розподілу проводилися за допомогою програми Numeri v. 2.1. На основі експериментальних досліджень побудовано закони розподілу контрольованої величини (рис. 4.10), відносної похибки вимірювання вологості (рис. 4. 11) та сумісний закон розподілу (рис. 4.12). Закони розподілу отримано на основі серії з 1024 вимірювань.

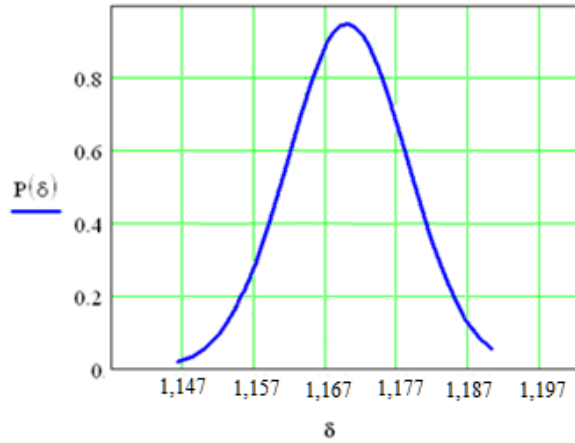


Рисунок 4.10 – Закон розподілу контрольованої величини

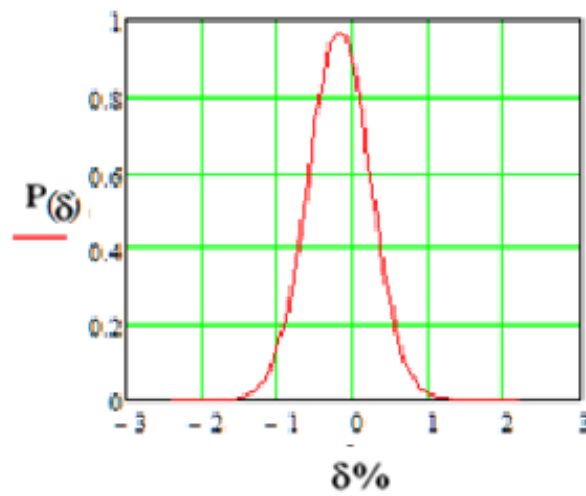


Рисунок 4.11 – Закон розподілу відносної похибки вимірювання абсолютної вологості газу

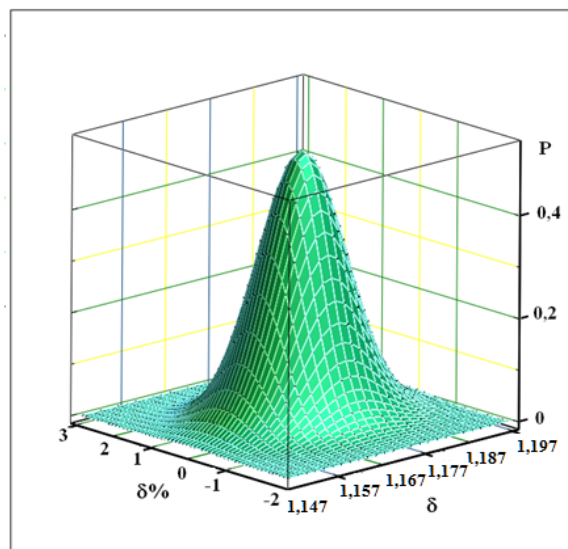


Рисунок 4.12 – Сумісний закон розподілу

Аналіз експериментально отриманих законів розподілу (див. рис. 4.10–4.12) показав, що в отриманих результатах є систематична складова похибки [130, 131]. Тому закони є несиметричними.

#### 4.4 Обробка результатів вимірювання вологості природного газу

Проведемо обробку результатів непрямого вимірювання густини газу, що відповідає температурі 20 °С і тиску 1 атм [121].

1. За основу візьмемо 100 значень струму, що був вимірюваний.

2. Визначимо математичне очікування та середнє квадратичне відхилення середнього арифметичного.

$$\text{Математичне очікування } \bar{I}_t = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m I_i = 215,3 \text{ (mA)}.$$

Випадкові відхилення  $g_i = I_{ti} - \bar{I}_t$ , сума яких дорівнює нулю.

Експериментальне значення середнього квадратичного відхилення:

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n g_i^2}{n-1}} = 0,150945 \text{ (mA)}$$

Середнє квадратичне відхилення середнього арифметичного:

$$\sigma \left[ \bar{R}_t \right] = \frac{S}{\sqrt{m}} = 0,01313 \text{ (mA)}$$

Довірчі границі похибки вимірювання при  $P = 0,97$ , коефіцієнт Стьюдента дорівнює 2,0182:

$$\Delta_d = \pm k_t \cdot \sigma \left[ \bar{I}_t \right] = \pm 2,0182 \cdot \sigma \left[ \bar{I}_t \right] = \pm 0,02643 \text{ (mA)}$$

Результат вимірювання струму у формі стандартної форми запису:  $I_t: 215,3 \mp 0,0264$ ,  $P = 0,97$ .

Переходимо до аналізу опосередкованого вимірювання температури точки роси.

3. Визначаємо значення математичного очікування густини вологого газу яке відповідає 1,1667 г/м<sup>3</sup>.

СКВ опосередкованого вимірювання густини вологого газу визначаємо за формулою:

$$\sigma_2 = \sum_{i=1}^n \left( \frac{\partial f}{\partial x_i} \right)^2 \cdot \sigma_2^2.$$

За значеннями нормованої функції Лапласа  $\Phi(z) = P/2$  знаходимо значення  $z$  та СКВ результатів прямого вимірювання струму.

$$\Phi(z_{I_t}) = P/2 = 0,97/2 = 0,485 \Rightarrow z_{I_t} = 2,17.$$

$$\sigma_z = \frac{\Delta_d}{z_{I_t}} = 0,0122 \text{ (г/м}^3\text{)}.$$

СКВ опосередкованого вимірювання густини вологого газу дорівнює  $\sigma_z \approx 3,5 \cdot 10^{-5} \text{ г/м}^3$ .

Визначаємо границі довірчого інтервалу для заданої імовірності  $P = 0,97$ .

$$\Delta = \pm z_{I_t} \cdot \sigma_z = \pm 2,018 \cdot 3,5 \cdot 10^{-5} \approx 7,16 \cdot 10^{-5} \text{ (г/м}^3\text{)}.$$

Результат опосередкованого вимірювання густини:

$$\rho = 1,1667 \pm 7,16 \cdot 10^{-5} \text{ (г/м}^3\text{)}, P = 0,97.$$

#### **4.5 Порівняльні характеристики розробленого засобу вимірювання вологості природного газу та потокового НВЧ вологоміра**

У таблиці 4.2 наведені порівняльні характеристики розробленого засобу вимірювання вологості природного газу та потокового НВЧ вологоміра, розробником якого є ВолгоУралНИПИ-газ. У конструкції даного НВЧ вологоміра (23) використані спеціальні хвильові осередки, які дозволяють проводити дискретні і безперервні вимірювання як в лабораторних умовах, так і на технологічних потоках.

Принцип роботи НВЧ вологоміра заснований на вимірюванні ступеня поглинання енергії електромагнітних хвиль надвисокої частоти водою і речовиною, що контролюється.

Конструкція НВЧ вологоміра виключає вплив середовища на вимірювальні елементи приладу з агресивними середовищами. Прилад монтується, за аналогією з розробленим вологоміром безпосередньо, на байпасному відгалуженні від технологічного трубопроводу. Іскрозахисне виконання дозволяє використовувати його для роботи у вибухонебезпечних умовах. Алгоритм вимірювання вологості природного газу відбувається наступним чином. Досліджуваний газ подається між передавальної і приймальної антенами НВЧ засобу при нормальному падінні хвилі. При проходженні НВЧ-хвилі через шар і досліджуваного газу відбувається зміна її амплітуди на величину прямо пропорційну вологості газу.



Таблиця 4.2 – Порівняльні характеристики розробленого засобу вимірювання вологості природного газу ЗВВПГ-1

Технічні характеристики	Засоби вимірювання вологості	
	ЗВВПГ-1	НВЧ-вологомір (ВолгоУралНИПИ-газ)
Температура газу, що аналізується, °С	-20...+40	-20...+40
Діапазон вимірювання вологості ( °С т. т. р., абс. вологість г/м <sup>3</sup> )	-30 °С ... 30°С, 0,454 ... 30,37	-30 °С ... 30 °С, 0,454 ... 30,37
Чутливість, мА/гм <sup>3</sup>	0,88	–
Похибка вимірювання, %	2,5	3,0
Тривалість вимірювання, с.	0,5	0,5
Робоча температура, °С	-20...+50	-20...+50
Максимальний тиск, атм	1...3	1...10
Швидкість потоку, л/год	20...60	20...60
Потужність, Вт	3	5
Габарити, мм	320×90×65	195×155×135
Вага, кг	6,6	8,5
Вартість, грн	11000	28000

НВЧ вологомір градується емпірично, причому для цієї мети можуть бути використані неполярні гази, в яких діелектрична проникність пропорційна щільності. Найважливішим джерелом похибки НВЧ вологоміра є температура. Для усунення температурної похибки резонансна камера знаходиться в термостаті або виготовляється з інвара. Як і в нашому випадку, найважливішою перевагою методу НВЧ-засобу для вимірювання вмісту вологи природного газу є висока чутливість, безінерційне вимірювання, відсутність впливу на досліджуваний газ.

Отже, на основі проведених досліджень макетного зразка засобу вимірювання вологості природного газу можна зробити висновок про його відповідність поставленим вимогам, оскільки розроблений засіб внаслідок лінеаризації функції перетворення дав змогу підвищити чутливість і точність вимірювання. Це означає, що розроблений засіб може бути використаний для створення експериментального зразка.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] С. В. Лозинський, В. О. Бакастов, і І. А. Гордієнко, «Як виміряти вологість природного газу,» *Нафтова та газова промисловість*, № 5, с. 60-63, 1998.
- [2] О. І. Бакуменко, «Нові розробки у галузі визначення температури точки роси природного газу,» *Трубопровідний транспорт*, № 4 (94), с. 16-26, 2015.
- [3] О. В. Хвостова, «Методика прогнозування процесів конденсації вологи та гідратуутворення в газопроводах,» *Технологический аудит и резервы производства*, № 1/3 (15), с. 38-41, 2014.
- [4] І. С. Крук, Я. В. Курило, і О. І. Крук, «Методика розрахунку вологості природного газу при визначенні його кількості,» *Методи та прилади вимірювання якості*, № 7, с. 100-102, 2001.
- [5] РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. Изд-во стандартов, 1981, 319 с.
- [6] І. С. Крук, О. М. Химко, і О. І. Крук, Якість природних газів: довідник, *Наука УЦЕБОП*, с. 407, 2010.
- [7] Ж. А. Даев, и Л. Н. Латышев, «К вопросу измерения влажности природного газа,» *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»*, № 1 <http://www.ogbus.ru>, с. 1-4, 2013.
- [8] Л. А. Витвицька, і С. А. Чеховський, «Метрологічний аналіз конденсаційного вологоміра природного газу,» *Системи обробки інформації*, № 2 (127), с. 72-74, 2015.
- [9] ГОСТ 5542-87. Газ горючий природный для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. Госстандарт России (01.01.1988), *ИПК Издательство стандартов*, 2000; 2004.
- [10] Г. М. Йордан, «Методи та обладнання для визначення вологості, що використовуються в засобах автоматизації процесів висушування,» *Квалілогія книги, зб. наук. пр.*, № 2 (18), с. 67-77, 2010.
- [11] В. В. Пеклер, и Г. М. Мамонтов, «Состояние и перспективы развития гигрометров и средств их метрологического обеспечения,» *Датчики и системы*, № 1, с. 33-38, 2006.
- [12] А. В. Елистратов, М. В. Елистратов, и В. А. Истомин, «Определение точки росы газа контактным методом. Газификация. Природ-

ный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа,» *ИРЦ Газпром*, № 1, с. 36-44, 2001.

[13] Й. Й. Білінський, Б. П. Книш, та В. В. Онушко, «Універсальна класифікація оптичних методів дослідження густини газу,» *Вісник Хмельницького національного університету*, № 4, с. 23-26, 2010.

[14] Д. В. Новицький, Й. Й. Білінський, та О. С. Городецька, «Аналіз методів та засобів визначення температури точки роси за вологою та вуглеводнями,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 4, с. 110-117, 2018.

[15] В. В. Плотников, и В. А. Подрешетников, *Контроль состава и качества природного газа*. Москва: Недра, 1983, 345 с.

[16] И. А. Соков, «Метрологическое обеспечение гигрометрии,» *Госстандарт СССР, обз. инф. Госстандарта СССР*, № 1, с. 56, 1987.

[17] Д. Л. Рогожинский, Ю. С. Гангнус, Ю. А. Малоземов, и Ю. А. Михайлин, «Конверсия и новые возможности измерения влажности в трубопроводах,» *Газовая промышленность*, № 10, с. 16-17, 1991.

[18] T. Schmidt, D. Rennemann, T. Shulz, *Natural Gas Treatment: Simultaneous Water and Hydrocarbon-Dew Point Control*, *Wissenschaft&Technic*, Bd. 46, Heft10, P. 366-374, 1993.

[19] Є. П. Пістун, «Облік та економія природного газу,» *Нафта і газова промисловість*, № 2, с. 51-53, 2000.

[20] М. Н. Мухитдинов, и Э. С. Мусаев, *Оптические методы и устройства контроля влажности*. М.: Энергоатомиздат, с. 96, 1986.

[21] Ю. А. Ивченко, и А. А. Федоров, «Чем измерить влажность?» *Датчики и системы*, № 8, с. 53-54, 2003.

[22] М. А. Берлинер, *Измерения влажности*. М.: Энергия, 1973, с. 400.

[23] А. Л. Халиф, Е. И. Туревский, и В. В. Сайкин, «Приборы для определения влажности газа. Подготовка, переработка и использование газа,» *ИРЦ Газпром*, с. 45, 1995.

[24] Laser-Two-Beam (L2B) Optical Gas Flow Meter: промисловий каталог, *COSA Instruments*. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.cosa-instrument.com/Products/Products.html>.

[25] Измерение влажности природного газа: промисловий каталог, *Artvik*. [Електронний ресурс]. Режим доступу: [http://www.artvik.ru/pdf/analyzers\\_appl/moisture\\_in\\_natural\\_gas\\_rev3.pdf](http://www.artvik.ru/pdf/analyzers_appl/moisture_in_natural_gas_rev3.pdf).

[26] А. В. Поляков, И. Е. Заднепрятный, и В. Б. Поляков, Пьезоэлектрические кварцевые резонаторы и их применение в датчиках, ООО СКТБ ЭлПА. Режим доступа:

<http://www.sktbelpa.ru/quartzcrystalsandsensors.pdf>.

[27] Анализатор влажности природного газа, модель 5812: промышленный каталог, Artvik. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.artvik.ru/pdf/analyzers\\_appl/moisture\\_in\\_natural\\_gas\\_rev3.pdf](http://www.artvik.ru/pdf/analyzers_appl/moisture_in_natural_gas_rev3.pdf).

[28] Ассортимент выпускаемой продукции: промышленный каталог, Toros. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://toros.kiev.ua/prod.html>.

[29] В. А. Ищенко, та В. Г. Петрук, *Високочутливі засоби вимірювання малих концентрацій газів : монографія*. Вінниця: ВНТУ, 2010, с. 152.

[30] П. Р. Исмагуллаев, и А. Б. Гринвальд, *Теоретическое и экспериментальное исследование сверхвысокочастотного метода измерения влажности материалов*. Ташкент, 1982, с. 84.

[31] В. К. Бензарь, *Техника СВЧ-влажнометрии*. М: Высшая школа, 1974, с. 352.

[32] Г. М. Мутанов, Г. К. Шадрин, и Н. В. Аринова, «Измерение влагосодержания силикатной смеси,» на *II-ой Международ. науч.-практ. конф. Состояние, проблемы и перспективы информатизации в РК*. Усть-Каменогорск, 2005, с. 80-87.

[33] Р. Уоррен, *Психометрическое определение относительной влажности воздуха при температуре, превышающей 100 °С*. Гидрометеиздат, 1967, с. 300.

[34] Ц. Н. Рогинская, и А. И. Финкельштейн, «Промышленные ИК-спектрометры,» *Аналитическая химия*, № 3, с. 360-361, 1959.

[35] З. Ю. Готра, В. Вуйцік, та О. З. Готра, *Мікроелектронні сенсори фізичних величин : науково-навчальне видання*, т. 2. Львів: Ліга-Прес, 2003, с. 595.

[36] В. А. Зайцев, А. А. Ледохович, и Г. Т. Никандрова, *Влажность воздуха и ее измерение*. Л.: Гидрометеиздат, 1974, с. 112.

[37] И. А. Соков, и Г. Д. Вапняр, «Метрологическое обеспечение гигрометрии: Обзорная информация,» *Сер. Метрологическое обеспечение измерений, ВНИИКИ*, № 5, с. 211, 1982.

[38] Н. П. Федоров, П. А. Федюнин, и В. А. Русин, *Поверхностные волны и микроволновые устройства контроля электрофизических па-*

раметров магнитодиэлектрических покрытий на металле. М: Издательство «Машиностроение-1», 2004, с. 196.

[39] J. Wang, et. al., “Humidity sensor base on the ZnO nanorods and fiber modal interferometer. *Proc. SPIE 9685*,” in *8th International Symposium on Advanced Optical Manufacturing and Testing Technologies: Design, Manufacturing, and Testing of Micro- and Nano-Optical Devices and Systems; and Smart Structures and Materials*, 968516. 2016. <https://doi.org/10.1117/12.2244482>.

[40] А. А. Єфіменко, та А. М. Науменко, «Вимірювання вологості в області гігromетрії високих тисків,» *Збірник наукових праць Харківського університету Повітряних Сил*, № 3 (44), с. 85-87, 2015.

[41] Jin-Kwan Park, Tae-Gyu Kang, Byung-Hyun Kim, Hee-Jo Lee, Hyung Hee Choi, and Jong-Gwan, Real-time Humidity Sensor Based on Microwave Resonator Coupled with PEDOT:PSS Conducting Polymer Film, *Scientific REPORTS*, 2018, P. 1-8.

[42] ДСТУ ISO 10101-1:2007, Природний газ. Визначення вмісту води методом Карла Фішера. Ч. 1. Вступ (ISO 10101-1:1993, IDT).

[143] ДСТУ ISO 10101-2:2007, Природний газ. Визначення вмісту води методом Карла Фішера. Ч. 2. Методика титрування (ISO 10101-2:1993, IDT).

[44] ДСТУ ISO 10101-3:2007, Природний газ. Визначення вмісту води методом Карла Фішера. Ч. 3. Методика кулонометричного визначення (ISO 10101-3:1993, IDT).

[45] R. S. Jachowicz, and D. Zalewski, «Hygrometer with fibre optic dew point detector», *Sens. Actuators A*, vol. 42, pp. 503-507, 1994.

[46] Moisture Measurement in Natural Gas Rolf Kolass. Michell Instruments GmbH, Friedrichsdorf, Germanu, Cris Parker, Michell Instruments Ltd, Cambridge, UK., 2016. [Online]. Available: <http://www.ebookpp.com/mo/mositure-doc.html>.

[47] О. Л. Швейкін, О. О. Прокопенко, та А. В. Пономарьов, *Вимірювальна система для визначення показників якості природного газу*. Харків: УПА, 2013, с. 131.

[48] С. В. Селезнев, «Разработка информационно-измерительной системы для оперативного контроля влажности природного газа,» дис. канд. техн. наук : 05.11.16, Саратов, 2006.

[49] В. А. Истомин, «Влагомеры конденсационного типа,» *Газовая промышленность*, № 12, с. 39-41, 2000.

[50] Zhi Chen, and Chi Lu, «Humidity sensors: a review of materials and mechanisms», *Sensor Lett.*, vol. 3, no. 4, 2005. doi:10.1166/sl.2005.045.

[51] M. Kunze, J. Merz, W.-J. Hummel, H. Glosch, S. Messner, and R. Zengerle, «A micro dew point sensor with a thermal detection principle,» *Measurement science and technology*, vol. 23, 2012, pp. 1-10. doi:10.1088/0957-0233/23/1/014004.

[52] В. С. Осадчук, О. В. Осадчук, та А. Ю. Савицький, *Радіовимірювальні перетворювачі вологості на основі МДН-структур*. Вінниця: ВНТУ, 2015, с. 159.

[53] А. В. Поляков, И. Е. Заднепрятный, В. Б. Поляков, Пьезоэлектрические кварцевые резонаторы и их применение в датчиках. *СКТБ ЭлПА*. Режим доступа: <http://www.sktbelpa.ru/quartzcrystalsandsensors.pdf>.

[54] G. Korotcenkov, Handbook of Humidity Measurement, Volume 1: Spectroscopic Methods of Humidity Measurement, *CRC Press Published, Reference*, 2018, 372 P.

[55] Й. Й. Білінський, В. В. Онушко, О. С. Городецька, та М. Й. Юкиш, «Математична модель інфрачервоного аналізатора вологості газу на основі використання частотно-імпульсної модуляції,» *Методи та прилади вимірювання якості*, № 26, с. 38-44, 2011.

[56] А. М. Деревягин, С. В. Селезнев, А. Г. Агальцов, и В. А. Истомин, «Анализаторы точек росы углеводородных газов по влаге и углеводородам,» *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*, № 3, с. 6-12, 2004.

[57] Л. А. Міхеєнко, та І. І. Синявський, «Аналіз оптичних систем малогабаритних віддзеркалювальних вологомірів,» *Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах*, № 4, с. 27-31, 2000.

[58] Л. В. Лесовий, та Ф. Д. Матіко, «Визначення відносної вологості газу для вузлів обліку із застосуванням засобів вимірювання температури точки роси,» *Вісник національного університету «Львівська політехніка»*, № 659, с. 84-91, 2009.

[59] П. Р. Исматуллаев, *СВЧ-преобразователи влажности*. Ташкент: ТашПИ, 1985, 55 с.

[60] А. А. Брандт, *Исследование диэлектриков на сверхвысоких частотах*. М.: Физматгиз, 1963, 404 с.

[61] А. Н. Железняков, Р. И. Саитов, и Р. Г. Абдеев, «Микроволновый влагомер», *Автоматизация, телемеханизация и связь нефтяной промышленности*, № 4, с. 78-80, 2012.

[62] А. М. Деревягин, С. В. Селезнев, и А. Р. Степанов, «Анализатор точки росы по влаге и углеводородам «КОНГ-Прима-4»,» *Наука и техника в газовой промышленности*, № 1, с. 15-22, 2002.

[63] А. А. Фаткуллин, и Э. И. Глушков, «Проблемы поверки точных влагомеров «PhaseDynamics»,» *Автоматизация, телемеханизация и связь нефтяной промышленности*, № 3, с. 15-16, 2006.

[64] Переносные автономные гигрометры взрывобезопасного исполнения ТОРОС-3-2В, ТОРОС-3-2ВУ. [Электронный ресурс]. Режим доступа :

<http://toros.kiev.ua/prod2.html>.

[65] Zhi Chen, and Chi Lu, «Humidity sensors: a review of materials and mechanisms», *Sensor Lett.*, vol. 3, no. 4, 2005. doi:10.1166/sl.2005.045.

[66] M. Kunze, J. Merz, W-J. Hummel, H. Glosch, S. Messner, and R. Zengerle, «A micro dew point sensor with a thermal detection principle», *Measurement science and technology*, vol. 23, pp. 1-10, 2012. doi:10.1088/0957-0233/23/1/014004.

[67] M. Kimura, «A new method to measure the absolute – humidity independently of the ambient temperature», *Sens. Actuators B*, vol. 33, pp. 156-160, 1996.

[68] B. Sorli, F. Pascal-Delannoy, A. Giani, A. Foucaran, and A. Boyer, «Fast humidity sensor for high range 80–95 % RH», *Sens. Actuators A: Physical*, vol. 100, 2002, pp. 24–31.

[69] А. М. Деревягин и др., «КОНГ-Прима-10» – интерферационный анализатор точки росы и газа по влаге и углеводородам», *Наука и техника в газовой промышленности*, № 1, с. 70-78, 2005.

[70] Y. Y. Bilynsky, «The control of natural gas dew point temperatures by water and hydrocarbons: Modern scientific research and their practical application», *SWorld*, November, Issue № 5, pp. 199-203, 2013. [Online]. Available:

<http://www.sworld.com.ua/index.php/en/e-journal/the-content-of-journal/j213/20948-j21310>.

[71] Й. Й. Білінський, та К. Ю. Іоніна, «Світловодний вимірювач вологості газу», *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 6, с. 142-145, 2012.

[72] J. Weremczuk, «Dew/Frost Point Recognition With Impedance Matrix of Fingerprint Sensor,» *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 57, issue 8, pp. 1791-1795, 2008.

[73] How to choose the right instrument for measuring humidity and dew point. *Vaisala*, 2016. [Online]. Available: <https://www.vaisala.com/en/media/3026>.

[74] J. Gronblad, «New DMT242 dewpoint transmitter for low dewpoint OEM measurements,» *Vaisala News*, vol. 154, pp. 4-5, 2000.

[75] П. А. Федюнин, Д. А. Дмитриев, А. А. Воробьев, и В. Н. Чернышов, *Микроволновая термовлагометрия*. М.: «Издательство Машиностроение-1», 2004, с. 208.

[76] Ю. О. Гордієнко, С. В. Ленков, Я. І. Лепіх, та В. О. Проценко, «Мікрохвильові датчики для гігрометрії та вологометрії,» *Збірник наукових праць військового інституту київського національного університету імені Тараса Шевченка*, № 30, с. 14-20, 2011.

[77] Ю. Е. Гордиенко, А. В. Пашков, Н. И. Слипченко, «Развитие прямого СВЧ диэлектрического метода в гигрометрии,» *Радиотехника*, № 135, с. 206-210, 2003.

[78] Я. І. Лепіх та ін., *Створення мікроелектронних датчиків нового покоління для інтелектуальних систем*. Одеса: Астропринт, 2011, с. 351.

[79] Ю. Е. Гордиенко, и Ф. М. Хаммуд, «Оценка направлений оптимизации СВЧ резонаторных датчиков контроля влагосодержания порошковых материалов электронной технологии,» *Радиоэлектроника и информатика*, № 2, с. 34-38, 2004.

[80] Ю. О. Гордієнко, та О. І. Кочержин, Спосіб вимірювання вологості діелектричних матеріалів, № 52126А України, GO1N22/04, 16.12.02, Бюл. № 12.

[81] Ю. О. Гордієнко, О. І. Кочержин, А. А. Потапов, та Е. А. Ку克林, «Микроволновый гигрометр,» *Измерительная техника*, № 3, с. 36-37, 1986.

[82] М. И. Горлов, А. В. Андреев, и Л. П. Ануфриев, «Микроэлектронный датчик влажности поверхностно-конденсационного типа», *Патент РФ № 2224246, Заявл. 10.07.02, Опубл. 20.02.2004, Бюл. № 5*.

[83] А. А. Коробко, и В. В. Рудаков, «Исследования метрологических характеристик измерительных преобразователей в виде ступенчатого коаксиального неоднородного резонатора для диэлькометрии



жидких сред в СВЧ діапазоні,» *Вісник Національного технічного університету ХПІ*, № 51 (1160), с. 91-95, 2015.

[84] В. П. Лісовець, та І. А. Мартиненко, «Деякі питання при визначенні точки роси природного газу», на *Всеукр. семінар-нараді «Облік природного газу та метрологія»* (збірка тез доповідей), смт. Лазурне, 2018, с. 18-20.

[85] І. М. Бондаренко, Ю. О. Гордієнко, та О. Ю. Панченко, *Напрями та проблеми мікрохвильових досліджень вологовмісних матеріалів та структур*. Харків: ФОП Панов А. М., 2019, с. 320.

[86] Ю. М. Поплавко, В. І. Молчанов, та В. А. Казміренко, *Мікрохвильова діелектрична спектроскопія*. Київ: КПІ, 2011, с. 304.

[87] О. В. Заболотний, «Розвиток теорії діелькометричної вологометрії та алгоритмічних методів підвищення точності вимірювання вмісту вологи речовин». [Електронний ресурс], автореф. дис. д-ра техн. наук : спец. 05.11.13. *Нац. техн. ун-т Харків*, 2019, с. 43.

[88] М. П. Андрієшин, С. О. Каневський, О. М. Карпаш, та Я. С. Марчук, *Вимірювання витрат та кількості газу*. Івано-Франківськ, 2004, с. 160.

[89] Й. Й. Білинський, та В. В. Онушко, *Метод і оптико-електронний засіб вимірювального вимірювання вологості природного газу*. Вінниця: ВНТУ, 2014, с. 132.

[90] О. П. Костюк, «Особливості конструкції та методика теплового розрахунку контактного утилізатора теплоти відхідних газів із проточним барботажем шаром,» *Вісник НТУ «ХПІ», Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування*, № 17(1126), с. 125-134, 2015.

[91] Д. В. Новицький, Й. Й. Білинський, та О. С. Городецька, «Розробка математичної моделі хвилеводного НВЧ вимірювального перетворення вологості природного газу,» *Вісник Хмельницького Національного Університету*, № 3, с. 131-136, 2019.

[92] Д. В. Новицький, та Й. Й. Білинський, «НВЧ вимірювальний перетворювач вологості природного газу», на *23 міжнародному молодіжному форумі «Радіоелектроніка та молодь у 21 столітті»*, Харків, 2019, с. 79-80.

[93] Ю. А. Гусев, *Основы диэлектрической спектроскопии*. Казань: КГУ, 2008, с. 112.

[94] Е. С. Кричевский, В. К. Бензарь, и М. В. Венедиктов, *Теория и практика экспрессного контроля влажности твердых и жидких материалов*. М.: Энергия, 1980, с. 240.

[95] П. М. Якібчук, та М. М. Клим, *Молекулярна фізика*. Львів: ЛНУ ім. Івана Франка, 2013, с. 584.

[96] Н. П. Богородицкий, В. В. Пасынков, Б. М. Тареев, *Электротехнические материалы*. Л.: Энергоатомиздат, 1985, с. 384.

[97] Д. В. Новицький, Й. Й. Білінський, та О. С. Городецька, НВЧ вологомір рідких і газоподібних вуглеводів, № 140675 України, GO1N22/04, 10.03.22, Бюл. № 5.

[98] Л. Р. Калапуша, *Комп'ютерне моделювання фізичних явищ і процесів*. Луцьк: РВВ «Вежа», 2007, с. 190.

[99] Ю. М. Поплавко, *Фізика диелектриків*. Киев: Вища школа, 1980, с. 398.

[100] Д. В. Новицький, Й. Й. Білінський, та Б. П. Книш, «Моделювання та експериментальні дослідження НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 1 (154), с. 7-13, 2021.

[101] В. Б. Бенедицький, Л. Ю. Козак, А. В. Яворська, «Радіохвильовий метод вимірювання вологості матеріалів,» *ВІСНИК ЖДТУ*, № 4 (59), с. 33-40, 2011.

[102] Д. В. Новицький, Й. Й. Білінський, та О. С. Городецька, «Розробка математичної моделі двоканального НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу,» *Вісник вінницького політехнічного інституту*, № 4 (145), с. 19-24, 2019.

[103] С. А. Лыжникова, *Приборы для измерения влажности газов и их поверка*. М.: Изд-во стандартов, 1988, с. 59.

[104] А. Б. Зайцев, и В. В. Мокряков, *Полупроводниковые диоды. Диоды высокочастотные, диоды импульсные, оптоэлектронные приборы*. М.: Радио и связь, 1988, с. 592.

[105] Основы Arduino для начинающих. Arduino изнутри – структура, составляющие и их назначение. Микроконтроллер ATmega328P. URL: [https://pikabu.ru/story/vyipusk\\_3\\_osnovyi\\_arduino\\_dlya\\_nachinayushchikh\\_arduino\\_iznutri\\_struktura\\_sostavlyayushchie\\_i\\_ikh\\_naznachenie\\_mikrokontroller\\_atmega328p\\_4497606?fbclid=IwAR12p2g7hUTRgp9CkWMmVRk6vfkfRmIZy5T9Mml69ZOXn1LHc\\_1YxGw\\_zqKAA](https://pikabu.ru/story/vyipusk_3_osnovyi_arduino_dlya_nachinayushchikh_arduino_iznutri_struktura_sostavlyayushchie_i_ikh_naznachenie_mikrokontroller_atmega328p_4497606?fbclid=IwAR12p2g7hUTRgp9CkWMmVRk6vfkfRmIZy5T9Mml69ZOXn1LHc_1YxGw_zqKAA). Дата звернення: 19.11.2019.

[106] D. Novytskyi, Y. Bilynsky, O. Horodetska, and O. Voytsekhovska, «Development of a mathematical model of measuring control device of natural gas humidity,» *Technology audit and production reserves*, № 2/1(52), pp. 42-45, 2020.

[107] D. I. Bilenko, *Kompleksnaya dielektricheskaya pronitsaemost. Plazmennyy rezonans svobodnyih nositeley zaryada v poluprovodnikah*. Izdatelstvo Sarat. Un., 44, 1999.

[108] Z. Chen and C. Lu, Humidity sensors: a review of materials and mechanisms. *Sensor Lett.*, vol. 3, no. 4. doi:10.1166/sl.2005.045.

[109] Д. В. Новицький, та Й. Й. Білінський, «Двоканальний НВЧ вимірювальний перетворювач вологості природного газу», на 5-й Міжнарод. наук. конф. «Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах» (ВКДТС-2019). Вінниця, 2019, с. 87-88.

[110] Є. Т. Володарський, та І. П. Москаленко, «Підвищення вірогідності вимірювання з застосуванням адаптивного алгоритму,» *Наукові вісті НТУУ «КПІ»*, № 3, с. 111-114, 1999.

[111] В. П. Куценко, та О. П. Яненко, «Зразковий генератор шуму НВЧ-діапазону для метрологічного забезпечення радіометричних приладів контролю,» *Искусственный интеллект*, № 2, с. 6-13, 2013.

[112] Вольфганг Райс, «Как работают аналогово-цифровые преобразователи и что можно узнать из спецификации на АЦП,» *Компоненты и технологии*, № 3, с. 20-24, 2005.

[113] B. Sorli, F. Pascal-Delannoy, A. Giani, A. Foucaran, and A. Boyer, Fast humidity sensor for high range 80–95 % RH. *Sensors and actuators. A, Physical*, vol 100, 2002, 24-31.

[114] S. Luo, L. Yang, and J. Liu, Statistical characteristics analysis of global specific humidity vertical profile. *Proc. SPIE 11439, 2019 International Conference on Optical Instruments and Technology: Optoelectronic Measurement Technology and Systems*, 1143911. <https://doi.org/10.1117/12.2544132>.

[115]. Э. И. Гитис, и Е. А. Пискулов, *Аналогоцифровые преобразователи*. М.: Энергоиздат, 1981, с. 360.

[116] Б. Г. Федорков, и В. А. Телец, *Микросхемы ЦАП и АЦП: функционирование, параметры, применение*. М.: Энергоатомиздат, 1990, с. 320.

[117] В. Н. Лавренчик, *Постановка физического эксперимента и статистическая обработка его результатов*. М.: Энергоатомиздат, 1986, с. 272.

[118] С. П. Полішко, *Точність засобів вимірювань*. К.: Вища школа, 1992, с. 173.

[119] Е. С. Вентцель, и Л. А. Овчаров, *Теория случайных процессов и ее инженерные приложения*. М.: Наука, 1991, с. 384.

[120] Є. Т. Володарський, В. В. Кухарчук, В. О. Поджаренко, та Г. Б. Сердюк, *Метрологічне забезпечення вимірювань і контролю*. Вінниця: ВДТУ, 2019, с. 201.

[121] В. О. Поджаренко, П. І. Кулаков, та О. Г. Ігнатенко, *Основи метрології та вимірювальної техніки*. Вінниця: ВНТУ, 2006, с. 151.

[122] Ю. В. Куц, А. Г. Протасов, та Ю. Ю. Лисенко «Проектування засобів електромагнітного неруйнівного контролю», на *1-й наук.-техн. конф. НК в контексті асоційованого членства України в ЄС*, Люблін, Польща, 2017, с. 43-48.

[123] В. С. Пономаренко, *Проектування інформаційних систем*. Київ: Академія, 2002, с. 488.

[124] В. А. Завадский, *Компьютерная электроника*. К.: ВЕК, 1996, с. 368.

[125] В. М. Локазюк, *Мікропроцесори та мікроЕОМ у виробничих системах*. К.: Академія, 2002, с. 368.

[126] П. В. Агуров, *Интерфейсы USB. Практика использования и программирования*. БХВ-Петербург, 2004, с. 576.

[127] D. Novytskyi, Y. Bilynsky, O. Horodetska, and S. Sirenko, «Experimental study of natural gas humidity control device», *Informatyka, Automatyka, Pomiarы W Gospodarce I Ochronie Środowiska*, № 10(3), 2020, pp. 86-90.

[128] Д. В. Новицький, та Й. Й. Білінський, «НВЧ засіб вимірювального контролю вологості природного газу», на *1-й Міжнародній наук.-техн. конф. Сучасні проблеми інфокомунікацій, радіоелектроніки та наносистем (СПРН-2019)*, Вінниця, 2019, с. 177-178.

[129] Х. Шенк, *Теория инженерного эксперимента*, под ред. Н. П. Бусленко. М.: Мир, 1972, с. 381.

[130] Государственная система обеспечения единства измерений. Государственный первичный эталон и государственная поверочная

схема для средств измерений относительной влажности газов: ГОСТ 8.547-86. Госстандарт СССР. М.: Издательство стандартов, 1986, 8 с.

[131] Д. В. Новицький, «Експериментальні дослідження НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу», на *7-й Всеукраїнській наук.-практ. конф. студентів і молодих вчених, Методи та засоби неруйнівного вимірювання промислового обладнання*, Івано-Франківськ, 2019, с. 139-142.

[132] Д. В. Новицький, «Експериментальні дослідження НВЧ засобу вимірювання вологості природного газу», на *XLIX наук.-техн. конф. підрозділів Вінницького національного технічного університету*, Вінниця, 2020, с. 177-178.

*Наукове видання*

**Йосип Йосипович Білінський  
Дмитро Володимирович Новицький  
Богдан Петрович Книш**

**НАДВИСОКОЧАСТОТНИЙ МЕТОД І ЗАСІБ  
ВИМІРЮВАННЯ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

Монографія

Редактор С. Сідак

Оригінал-макет підготовлено авторами

Підписано до видання 04.04.2022  
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.  
Гарнітура Times New Roman.  
Ум. др. арк. 6,35.  
Наклад 25 пр. Зам № В2022-03

Вінницький національний технічний університет,  
редакційно-видавничий відділ,  
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,  
ВНТУ, ГНК, к. 114.  
Тел. (0432) 65-18-06.

**press.vntu.edu.ua**; *email*: [irvc.vntu@gmail.com](mailto:irvc.vntu@gmail.com).

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи  
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано ФОП Барановська Т. П.  
21021, м. Вінниця, вул. Порика, 7.  
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи  
серія ДК № 4377 від 31.07.2012 р.