

Вінницький національний технічний університет
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

НОВИЦЬКИЙ ДМИТРО ВОЛОДИМИРОВИЧ

УДК 681.121.4

ДИСЕРТАЦІЯ
НАДВИСОКОЧАСТОТНИЙ МЕТОД І ЗАСІБ ВИМІРЮВАННЯ
ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Спеціальність 152 – «Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка»
Галузь знань 15 – «Автоматизація та приладобудування»

Подається на здобуття ступеня доктора філософії

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

_____ Д. В. Новицький

Науковий керівник:

Білинський Йосип Йосипович,
доктор технічних наук, професор

Вінниця – 2021

АНОТАЦІЯ

Новицький Д. В. Надвисокочастотний метод і засіб вимірювання вологості природного газу. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття ступеня доктора філософії за спеціальністю 152 «Метрологія та інформаційно-вимірвальна техніка» (15 «Автоматизація та приладобудування»). – Вінницький національний технічний університет, Вінниця, 2021.

Дисертаційна робота присвячена розв'язанню важливої науково-практичної задачі підвищення точності вимірювання вологості природного газу.

Об'єктом дослідження є процес вимірювання вологості природного газу.

Предметом дослідження є методи та засоби вимірювання вологості природного газу в процесі його транспортування.

Однією з найважливіших задач при транспортуванні природного газу є оцінка вмісту вологості як одного із основних показників його якості. Крім цього водяна пара збільшує вартість перекачування газу, погіршує якість кінцевого продукту, приводить до прискорення корозії трубопроводу, зменшує пропускну спроможність газопроводу, ушкоджує фільтри, крани, компресори. Для попередження цих процесів необхідно точно прогнозувати та контролювати вологість природного газу, що транспортується.

В роботі проаналізовано існуючі прилади та методи вимірювання вологості природного газу, визначено їх основні недоліки. Аналіз показав, що до найбільш поширених методів вимірювання вологості газів належать тільки п'ять основних практичних і найбільш поширених методи вимірювання вологості газів: дієлькометричні, конденсаційні, електролітичні, ємнісні, мікровагові. Однак, ці методи мають ряд недоліків і вимагають подальшого вдосконалення.

Розроблено класифікацію сучасних вимірювачів вологості газів за конструктивним виконанням, фізикою процесу перетворення та особливостями вимірювання. За основну ознаку обрано фізику процесу перетворення, оскільки саме фізичний механізм роботи зумовлює різноманітність існуючих методів вимірювання та безпосереднє технічне виконання вимірювального пристрою.

Проаналізовано основні особливості вимірювання вологості природного газу. Детально описані найбільш поширені для практичного використання вимірювання вологості газів засоби за температурою точки роси. Аналіз показав, що існуючі алгоритми вимірювання не дозволяють з необхідною точністю виміряти вологість природного газу через складність детектування двох температур точок роси водночас. Виконано порівняльний аналіз методів і засобів, що мають найбільше практичне застосування для вимірювання вологості природного газу і які в повній мірі задовольняють умови, в яких виконується контроль вологості. Запропоновано шляхи подальших досліджень і взято за основу удосконалення дієлькометричного НВЧ методу та розробка на його основі засобу вимірювання вологості природного газу.

Проведені дослідження об'єкта вимірювання та впливу НВЧ випромінювання на газове середовище. Обґрунтовано вибір хвильового НВЧ методу вимірювання вологості природного газу, в якому на відміну від відомих, запропоновано використання біжучої хвилі у хвильоводі, при цьому оцінюються зміни діелектричних властивостей газів при їх взаємодії з хвилями НВЧ діапазону.

Запропоновано математичну модель НВЧ вимірювального перетворення вологості природного газу, суть якого полягає у вимірюванні зміни потужності НВЧ сигналу біжучої хвилі на виході хвильоводу, що відповідає вологості газу. Проведено дослідження залежності потужності біжучої хвилі від абсолютної вологості водяної пари при різних значеннях довжини проходження НВЧ сигналу у вологому середовищі з урахуванням температури та тиску.

Встановлено, що із зростанням абсолютної вологості водяної пари потужність випромінювання спадає за експоненціальним законом. Довжина електромагнітної хвилі, а також відстань проходження НВЧ сигналу визначає поріг чутливості вимірювального перетворення вологості. Крім цього встановлено, що значення похибки, яка вноситься впливом температури та тиску, є незначною. Запропоновано структурну схему НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу, описано принцип його роботи.

Проведено моделювання процесу вимірювання вологості природного газу шляхом використання еквівалентної схеми, що описує бінарну гетерогенну систему, якій відповідає математична модель НВЧ вимірювального перетворювача. В результаті порівняння характеристики отриманої еквівалентної схеми та запропонованої математичної моделі НВЧ вимірювального перетворювача було встановлено, що похибка відхилення моделей не перевищує 3%.

Запропоновано двоканальний НВЧ вимірювальний перетворювач вологості природного газу та його математичну модель. Отримано функцію перетворення та статичну характеристику. Математична модель враховує значення діелектричної проникності газу вимірювального та опорного каналів, а також значення температури та тиску природного газу вимірювального каналу. Описано принцип роботи НВЧ вимірювального перетворювача, який містить НВЧ генератор, атенюатор, хвилеводний трійник, хвилеводну секцію порівняння, датчик температури та тиску, комутатори каналів, вимірювальну кювету, підсилювач, індикаторний пристрій. Наявність опорного каналу дозволило підвищити точність вимірювання, оскільки двоканальна система нівелює нестабільність вхідного НВЧ сигналу, що подається генератором, а також власні втрати потужності. Результати досліджень дають можливість стверджувати про перспективність НВЧ вимірювального перетворювача для практичного застосування вимірювання вологості природного газу з використанням біжучої хвилі.

На основі проведених досліджень запропоновано НВЧ засіб вимірювання вологості природного газу. Описано принцип роботи засобу вимірювання, який містить двоканальний НВЧ вимірювальний перетворювач сенсори температури та тиску, підсилювач, мікропроцесор блок обробки та індикаторний пристрій.

Розроблено математичну модель засобу вимірювального вимірювання вологості природного газу, яка враховує значення діелектричної проникності газу вимірювального та опорного каналів, та містить коефіцієнти корегування за температурою, використання яких дозволяє підвищити точність вимірювання вологості.

Проведено аналіз температурних похибок, на основі якого можна зробити висновок, що для підвищення точності вимірювання вологості природного газу необхідно у вимірювальній та порівняльній кюветах встановлювати температурні датчики.

Проаналізовано вплив коефіцієнтів корегування за температурою на похибку вимірювання вологості, на основі якого можна зробити висновок, що використання показника ослаблення сухого повітря K_c , поправочного коефіцієнта $K_{n(0^\circ C)}$ при $0^\circ C$ і температурного поправочного коефіцієнта K_t дозволяє з високою точністю компенсувати різницю діелектричної проникності сухого метану і сухого повітря. Похибка при зміні температури від $0^\circ C$ до $10^\circ C$ не перевищує 0,01%, а відносна похибка Δt при відсутності корегування за температурою і при зміні температури повітря відносно $0^\circ C$ на $+1^\circ C$ і $-1^\circ C$ призводить до похибки $\pm 0,18\%$. Оцінено середній температурний поправочний коефіцієнт, що віднесений до $1^\circ C$, становить $K_t = 0,000000535$.

Встановлено, первинне градуювання засобу вимірювання можна здійснювати за двома точками: за точкою "нуль" абсолютної вологості і за точкою, що відповідає абсолютній вологості повітря в приміщенні, де проводиться градуювання засобу (так як у вимірювальну кювету 8 закачується повітря з цією ж вологістю). Верхня межа діапазону вимірювання вологості

встановлюється за бажанням замовника, але при цьому необхідно враховувати вимогу роботи діода на предмет лінійності вольтамперної характеристики.

Виведені аналітичні залежності для оцінки основних статичних метрологічних характеристик засобу вимірювання вологості газу, оцінено можливі значення інструментальних та методичних похибок вимірювань концентрації газів за допомогою розробленого засобу. Встановлено, що загальна похибка вимірювань не перевищує 2,43 %, клас точності – 2,5.

Розроблено інженерну методику проектування НВЧ засобу вимірювання вологості газу, на основі якої розроблено функціональну та електричну принципову схеми, виготовлено експериментальний зразок засобу вимірювання та проведені його експериментальні дослідження.

Розроблено алгоритми та програмне забезпечення для отримання та обробки контрольно-вимірювальної інформації: зчитування даних з USB порту та збереження в файл виведення результатів вимірювання в табличній формі та у вигляді графіків, що дозволяє скоротити трудомісткість та затрати часу на отримання, обробку та зберігання вимірювальної інформації.

Запропоновано методику експериментальних досліджень розробленого аналізатора. Проведені дослідження дали змогу отримати 256 значень у діапазоні абсолютної вологості від $0,454 \text{ г/м}^3$ до $17,0 \text{ г/м}^3$. Встановлено, що засіб дозволяє вимірювати вологість в заданому діапазоні. Аналіз результатів експериментальних і теоретичних досліджень НВЧ вологоміра показав, що похибка запропонованої моделі не перевищує 7%.

При дослідженні характеристик засобу вимірювання проводились вимірювання абсолютної вологості газу при $1,167 \text{ г/м}^3$, що відповідає -19°C температури точки роси. Протягом 30 хв. дослідження отримано 500 точок. Значення вологості газу задавалося калібрувальною системою *Michell Dew Point Calibration System*. За результатами вимірювань вологості оцінено основні статистичні характеристики та побудовано закони розподілу контрольованої величини, відносної похибки вимірювання вологості та сумісний закон

розподілу, при цьому абсолютна похибка не перевищує $0,029 \text{ г/м}^3$. Підтверджено високу збіжність результатів дослідження.

Наведено порівняльні характеристики розробленого засобу вимірювання вологості природного газу та потокового НВЧ вологоміра, розробником якого є ВолгоУралНИПИ-газ. Принцип роботи відомого вологоміра заснований на вимірюванні ступеня поглинання енергії електромагнітних хвиль надвисокої частоти водою і речовиною, що контролюється. За результатами порівняння, можна зробити висновок про відповідність розробленого засобу вимірювання вологості поставленим вимогам, оскільки розроблений засіб дав змогу підвищити чутливість і точність вимірювання.

Ключові слова: надвисокочастотний вимірювальний перетворювач, біжуча хвиля, діелектрична проникність, парціальний тиск, вологість, двокальний вимірювальний перетворювач, природний газ, НВЧ засіб вимірювання вологості природного газу, чутливість, похибка вимірювання.

ABSTRACT

Novytsky D. V. Improved method and means of natural gas humidity control. – Qualification scientific work on the rights of the manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in the specialty 152 "Metrology and information-measuring technology" (15 "Automation and instrumentation"). – Vinnytsia national technical university, Vinnytsia, 2021.

The dissertation is devoted to solving an important scientific and practical problem of improving the accuracy of measuring the humidity of natural gas.

The object of research is the process of measuring the humidity of natural gas.

The subject of research is the methods and means of measuring the humidity of natural gas during its transportation.

One of the most important tasks in the transportation of natural gas is the assessment of moisture content as one of the main indicators of its quality. In addition, water vapor increases the cost of pumping gas, degrades the quality of the final product, accelerates the corrosion of the pipeline, reduces the capacity of the pipeline, damages filters, taps, compressors. To prevent these processes, it is necessary to accurately predict and control the humidity of the transported natural gas.

The paper analyzes the existing devices and methods for measuring the moisture content of natural gas, identifies their main shortcomings. The analysis showed that the most common methods of measuring the humidity of gases are only five basic practical and most common methods of measuring the humidity of gases: dielectric, condensing, electrolytic, capacitive, micro-weight. However, these methods have a number of disadvantages and require further improvement.

The classification of modern gas humidity meters according to the design, physics of the transformation process and measurement features has been developed. The physics of the transformation process is chosen as the main feature, because it is the physical mechanism of operation that determines the variety of existing measurement methods and the direct technical implementation of the measuring device.

The main features of natural gas humidity measurement are analyzed. The most common for the practical use of measuring the humidity of gases means by dew point temperature are described in detail. The analysis showed that the existing measurement algorithms do not allow to measure the humidity of natural gas with the required accuracy due to the difficulty of detecting two temperatures of dew points at the same time. A comparative analysis of methods and tools that have the greatest practical application for measuring the humidity of natural gas and that fully satisfy the conditions in which moisture control is performed. Ways of further researches are offered and the basis of improvement of a dielmetric microwave method and development on its basis of means of measurement of humidity of natural gas is taken.

Studies of the object of measurement and the impact of microwave radiation on the gaseous medium. The choice of waveguide microwave method for measuring the humidity of natural gas is substantiated, in which, in contrast to the known ones, the use of a traveling wave in a waveguide is proposed.

A mathematical model of microwave measurement of natural gas humidity conversion is proposed, the essence of which is to measure the change in microwave power of a traveling wave signal at the waveguide output corresponding to gas humidity. The dependence of the power of the traveling wave on the absolute humidity of water vapor at different values of the length of the microwave signal in a humid environment, taking into account temperature and pressure.

It is established that with the increase of absolute humidity of water vapor the intensity of radiation decreases exponentially. The length of the electromagnetic wave, as well as the distance of the microwave signal determines the sensitivity threshold of the measuring conversion of humidity. In addition, it was found that the value of the error introduced by the influence of temperature and pressure is insignificant. The structural scheme of the microwave measuring transducer of natural gas humidity is offered, the principle of its work is described.

The process of measuring the humidity of natural gas by modeling an equivalent scheme describing a binary heterogeneous system, which corresponds to the mathematical model of the microwave measuring transducer. As a result of comparing the characteristics of the obtained equivalent circuit and the proposed mathematical model of the microwave transducer, it was found that the deviation error of the models does not exceed 3%.

A two-channel microwave measuring transducer of natural gas moisture and its mathematical model are proposed. The conversion function and static characteristic are obtained. The mathematical model takes into account the value of the dielectric constant of the gas of the measuring and support channels, as well as the value of temperature and pressure of natural gas of the measuring channel. The principle of operation of a microwave measuring transducer is described, which

contains a microwave generator, attenuator, waveguide tee, waveguide comparison section, temperature and pressure sensor, channel switches, measuring cuvette, amplifier, indicator device. The presence of a reference channel allowed to increase the accuracy of measurement, because the two-channel system does not control the instability of the input microwave signal supplied by the generator, as well as its own power losses. The results of the research make it possible to assert the prospects of a microwave measuring transducer for the practical application of measuring the humidity of natural gas using a traveling wave.

On the basis of the conducted researches the microwave means of measurement of humidity of natural gas are offered. The principle of operation of the measuring instrument is described, which contains a two-channel microwave measuring transducer, temperature and pressure sensors, an amplifier, a microprocessor, a processing unit and an indicator device.

A mathematical model of natural gas humidity measuring instrument has been developed, which takes into account the value of dielectric constant of gas of measuring and support channels, and contains temperature correction coefficients, the use of which allows to increase the accuracy of moisture measurement.

The analysis of temperature errors is carried out, on the basis of which it is possible to draw a conclusion that for increase of accuracy of measurement of humidity of natural gas it is necessary to establish temperature sensors in measuring and comparative cuvettes.

The influence of temperature adjustment coefficients on the humidity measurement error is analyzed, on the basis of which it can be concluded that the use of dry air attenuation index K_s , correction coefficient K_p (0°C) at 0°C and temperature correction factor K_t allows a high accurately compensate for the difference in dielectric constant of dry methane and dry air. The error when changing the temperature from 0°C to 10°C does not exceed 0.01%, and the relative error Δt in the absence of temperature adjustment and when the air temperature changes relative to 0°C by $+1^\circ\text{C}$ and -1°C leads to an error $\pm 0.18\%$.

The estimated average temperature correction factor, referred to 1°C, is $K_t = 0,000000535$.

It is established that the primary calibration of the measuring instrument can be performed at two points: at the point "zero" of absolute humidity and at the point corresponding to the absolute humidity in the room where the calibration is performed (as in the measuring cuvette 8 air is pumped with the same humidity). The upper limit of the humidity measurement range is set at the request of the customer, but it is necessary to take into account the requirement of the diode for the linearity of the current-voltage characteristic.

Analytical dependences for estimation of the basic static metrological characteristics of means of measurement of humidity of gas are deduced, possible values of instrumental and methodical errors of measurements of concentration of gases by means of the developed means are estimated. It is established that the total measurement error does not exceed 2.43%, accuracy class - 2.5.

An engineering method of designing a microwave instrument for measuring gas humidity has been developed, on the basis of which a functional and electrical schematic diagram has been developed, an experimental sample of the measuring instrument has been made and its experimental studies have been carried out.

Algorithms and software for obtaining and processing control and measuring information have been developed: reading data from the USB port and saving the measurement results to a file in tabular form and in the form of graphs, which reduces the complexity and time required to receive, process and store measuring information.

The technique of experimental researches of the developed analyzer is offered. The studies made it possible to obtain 256 values in the range of absolute humidity from 0.454 g / m³ to 17.0 g / m³. It is established that the tool allows you to measure humidity in a given range. Analysis of the results of experimental and theoretical studies of the microwave hygrometer showed that the error of the proposed model does not exceed 7%.

When studying the characteristics of the measuring instrument, the absolute humidity of the gas was measured at 1.167 g / m^3 , which corresponds to -19°C dew point temperature. Within 30 minutes the study obtained 500 points. The value of gas humidity was set by the calibration system Michell Dew Point Calibration System. Based on the results of humidity measurements, the main statistical characteristics are evaluated and the laws of distribution of the controlled quantity, relative error of humidity measurement and compatible distribution law are constructed, while the absolute error does not exceed 0.029 g / m^3 . High convergence of research results was confirmed.

The comparative characteristics of the developed means of measuring the humidity of natural gas and the flow microwave moisture meter, the developer of which is VolgoUralNIPI-gas, are given. The principle of operation of the known hygrometer is based on measuring the degree of absorption of energy of electromagnetic waves of ultrahigh frequency by water and the controlled substance. Based on the results of the comparison, it is possible to draw a conclusion about the compliance of the developed means of measuring humidity with the set requirements, as the developed means allowed to increase the sensitivity and accuracy of measurement.

Key words: ultrahigh-frequency measuring transducer, traveling wave, dielectric constant, partial pressure, humidity, two-channel measuring transducer, natural gas, microwave means of measuring natural gas humidity, sensitivity, measurement error.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

[1] 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.

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

[3] 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.

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

[5] 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.

[6] 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.

[7] Д. В. Новицький, Й. Й. Білінський, та О. С. Городецька, «НВЧ вологомір рідких і газоподібних вуглеводів», *МПК H02M 3/00*, № u 2019 08056, Бер. 10, 2020.

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

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

[10] Д. В. Новицький, та Й. Й. Білінський, «НВЧ засіб вимірювального контролю вологості природного газу» на 1-й Міжнародній науково-технічній

конференції «Сучасні проблеми інфокомунікацій, радіоелектроніки та наносистем» (СПРН-2019), Вінниця, 2019, с. 177-178.

[11] Д. В. Новицький, «Експериментальні дослідження НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу» на 7-й Всеукраїнській науково-практичній конференції студентів і молодих вчених "Методи та засоби неруйнівного вимірювання промислового обладнання", Івано-Франківськ, 2019, с. 139-142.

[12] Д. В. Новицький, «Експериментальні дослідження НВЧ засобу вимірювання вологості природного газу» на XLIX Науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету, Вінниця, 2020, с. 177-178.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	18
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ.....	28
1.1 Класифікація методів вимірювання вологості природних і технологічних і газів.....	29
1.2 Огляд сучасних засобів вимірювання вологості газів.....	39
1.3 НВЧ сенсори для гігрометрії та вологометрії газів.....	50
1.4 Порівняння характеристик засобів найбільш розповсюджених методів вимірювання вологості природного газу, що використовують в потоці.....	60
1.5 Постановка задачі дослідження.....	62
1.6 Висновки до розділу 1.....	65
РОЗДІЛ 2 РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ НВЧ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ПЕРЕТВОРЮВАЧІВ ВОЛОГOSTІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ....	66
2.1 Дослідження газового середовища як об'єкта вимірювання його вологості та вплив НВЧ випромінювання.....	66
2.2 Розробка математичної моделі хвильового НВЧ вимірювального перетворення вологості природного газу.....	73
2.3 Моделювання процесу вимірювання вологості природного газу за допомогою бінарної гетерогенної структури.....	86
2.4 Розробка математичної моделі двоканального НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу.....	89
2.5 Висновки до розділу 2.....	95
РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА ЗАСОБУ ВИМІРЮВАННЯ ВОЛОГOSTІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ.....	97
3.1 Розробка структурної схеми НВЧ засобу вимірювання вологості природного газу.....	97
3.2 Перетворення та обробка вимірювальної інформації. Виведення	

функції перетворення засобу вимірювання вологості природного газу	100
3.3 Математична модель засобу вимірювання вологості природного газу.....	106
3.4 Визначення нижньої та верхньої градуовальної точки діапазону вимірювання вологості природного газу.....	107
3.5 Методика розрахунку вологості природного газу.....	109
3.6 Аналіз похибок засобу вимірювання вологості природного газу.	111
3.6.1 Аналіз температурних похибок.....	113
3.6.2 Дослідження похибки квантування (похибки АЦП).....	114
3.7 Висновки до розділу 3.....	117
РОЗДІЛ 4 АПАРАТНО-ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ НВЧ ЗАСОБУ ВИМІРЮВАННЯ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ.....	119
4.1 Розробка інженерної методики проектування засобу вимірювання вологості газів.....	119
4.2 Алгоритми роботи засобу вимірювання вологості природного газу	124
4.3 Експериментальні дослідження НВЧ вологоміра природного газу.....	126
4.4 Обробка результатів вимірювання вологості природного газу....	136
4.5 Порівняльні характеристики розробленого засобу вимірювання вологості природного газу та потокового НВЧ вологоміра.....	138
4.6 Висновки до розділу 4.....	140
ВИСНОВКИ.....	141
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	145
ДОДАТКИ.....	157
Додаток А Акти впровадження	158
Додаток Б Залежність коефіцієнта поглинання від абсолютної вологості водяної пари при декількох значеннях тиску.....	160

Додаток В Залежність коефіцієнта поглинання від абсолютної вологості водяної пари при декількох значеннях температури.....	161
Додаток Г Залежність коефіцієнта поглинання природного газу при зміні вологості при декількох значеннях тиску.....	162
Додаток Д Залежність коефіцієнта поглинання сухого газу при зміні вологості при декількох значень температури.....	163
Додаток Е Залежність відношення вхідної до вихідної потужності випромінювання від абсолютної вологості водяної пари при декількох значеннях довжини проходження НВЧ сигналу.....	164
Додаток Ж Залежність густини водяної пари природного газу від зміни вихідної потужності для різної довжини хвильоводного тракту.....	165
Додаток И Вихідна характеристика математичної моделі двоканального НВЧ вимірювального перетворення вологості.....	166
Додаток К Результати експериментальних досліджень.....	168
Додаток Л Дослідження законів розподілу контрольованої величини.....	170

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. 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 вологість 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 вимага-

ється 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 повинна визначатись у вибухонебезпечних умовах при різних тисках [5], [7]. Для природного газу неможливо точно визначити коефіцієнт стисливості, що також ускладнює вимірювання його вологості. Для визначення вологості природного газу існує багато методів, але жоден самотійно 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. Нагромадження цих проблем потребує пошуку таких методів вимірювання і засобів вимірювання вологості природного газу, які б відповідали таким особливим вимогам. Окрім того сучасні засоби вимірювання вологості повинні задовольняти такі основні вимоги: забезпечувати безперервний автоматичний контроль вологості; швидкий відгук; виключення впливу агресивних домішок; низька похибка і відтворюваність результатів вимірювання; вбудовані засоби перевірки достовірності показань приладу без демонтажу польового блоку й зупинки процесу.

Значний внесок у розвиток вітчизняної вологометрії, зокрема вологості природного газу, зробили такі провідні вчені як З. Ю. Готра, Є. П. Пістун, В. В. Кухарчук, В. С. Осадчук, О. В. Осадчук, М. А. Філінюк, 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. Дані методи застосовуються для визначення температури точки роси вологи в газах, що не містять крапельної рідини та точка роси вуглеводнів не перевищує точки роси вологи більше, ніж на 5°C . Крім того, температура на пробовідбірній лінії повинна бути не менше, ніж на 3°C вище ймовірної (очікуваної) температури точки роси газу. При недотриманні вище вказаних вимог суттєво зростає похибка

вимірювання. Хоча дзеркальна система широко вважається найбільш ефективним процесом вимірювання, його недоліком є тенденція до забруднення. Оскільки апарат чутливий, необхідно очистити пристрій для забезпечення постійних результатів, але це може бути дорогим для підтримки [3], [8].

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°C до $+60^{\circ}\text{C}$ з гранично допустимою абсолютною похибкою від 1 до 15%. Такі сенсори чутливі до факторів навколишнього середовища, що вимагає необхідність регулярного повторного калібрування [9], [10].

Незважаючи на розбіжності в способах вимірювання, в основному, всі вони реалізують рівноважний принцип вимірювання. Це означає, що для достовірних вимірювань необхідне встановлення рівноваги по воді в сенсорі й на чутливому елементі. Це 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 багатокомпонентному середовищі, про що уже було 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. Таким чином 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 одним із перспективних є надвисокочастні (НВЧ) вологоміри, що розвиваються з 50-х

років XX століття, який задовольняє переважну більшість вище наведених вимог до засобів, який і розроблявся в даній дисертаційній роботі.

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

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Основний зміст роботи складають результати досліджень, які проводилися відповідно до плану навчання в аспірантурі на кафедрі електроніки та наносистем протягом 2017–2019 років відповідно до тематичних планів виконання науково-дослідних робіт у Вінницькому національному технічному університеті (ВНТУ), а також за госпдоговірною темою з ПП «Кастор» м. Вінниця: «Розробка макета НВЧ вологоміра природного газу» (№ 4325 від 01.11.2018 р., № держреєстрації 0118U006655);

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є підвищення точності вимірювання вологості газу на основі використання відмінностей у поглинаючих властивостях НВЧ біжучої хвилі, що проходить через сухий природний газ і водяну пару.

Відповідно до поставленої мети в дисертаційній роботі необхідно розв'язати такі задачі:

- проаналізувати існуючі методи та засоби вимірювання вологості природного газу;
- обґрунтувати, експериментально дослідити та розвинути НВЧ метод вимірювання вологості природного газу, оснований на використанні відмінностей поглинаючих властивостей випромінювання певної довжини хвилі в результаті проходження через вологе газове середовище;
- удосконалити математичну модель перенесення випромінювання в середовищі вологого газу та розробити математичну модель НВЧ вимірювального перетворювача вологості газу, виконати його дослідження;

– розробити математичну модель двоканалного НВЧ вимірювального перетворювача вологості газу, структурну схему для його здійснення та виконати його дослідження;

– розробити математичну модель НВЧ засобу вимірювання вологості природного газу;

– провести метрологічні дослідження та пронормувати похибки НВЧ вологоміра з використанням генератора газу та експериментально підтвердити отримані теоретичні результати.

Об’єктом дослідження є процес вимірювання вологості природного газу.

Предметом дослідження є методи та засоби вимірювання вологості природного газу в процесі його транспортування.

Методи дослідження. При виконанні поставлених задач використовувались: теорія поширення НВЧ хвиль в газових середовищах (для математичних моделей перенесення випромінювання та вимірювального перетворювача); теорія вологості речовини (для математичних моделей перенесення випромінювання та вимірювального перетворювача); методи фізичного та математичного моделювання (для підтвердження вихідної характеристики вимірювального перетворювача); теорії вимірювань, вимірювання та похибок (для визначення статичних метрологічних характеристик та похибок аналізатора вологості); теорію випадкових процесів (для визначення складових похибок засобу вимірювання вологості); методи математичної статистики при обробці результатів (для визначення похибок вологоміра в результаті експериментальних досліджень); методи метрологічної атестації і повірки не стандартизованих засобів вимірювання (для проведення атестації вологоміра).

Наукова новизна отриманих результатів, що виносяться на захист полягає в подальшому розвитку методу та засобу вимірювання вологості газу в НВЧ діапазоні, який дозволяє в промислових умовах у реальному часі за-

безпечити точність вимірювання вологості, що не поступається методу точки роси.

В роботі отримані такі наукові результати:

1. Удосконалено математичну модель перенесення випромінювання в середовищі вологого газу, яка адекватно описує фізичні процеси та в якій, на відміну від відомих, густина вологого газу в загальному випадку представляється як сума густин сухої частини природного газу та водяної пари при їх парціальних тисках і температурі з урахуванням показників поглинання природного сухого газу та водяної пари.

2. Отримав подальший розвиток метод вимірювання вологості природного газу в НВЧ області, який на відміну від відомих, відрізняється тим, що значення вологості газу отримують на основі співвідношення показників поглинання природного сухого газу та водяної пари в результаті використання «біжучої» НВЧ хвилі певної довжини, що дало змогу забезпечує підвищення точності та високої збіжності результатів вимірювання та запропонувати одноканальний та двоканальний вимірювальні перетворювачі для його здійснення.

3. Вперше запропоновано математичну модель НВЧ вимірювального перетворювача вологості на основі біжучої хвилі та на її основі отримано рівняння перетворення двоканального вимірювального перетворювача, яка однозначно пов'язує вихідну величину – співвідношення потужностей вимірювального та опорного каналів та вхідну – значення вологості, приведеної до нормальних умов. Доведено, що при використанні двоканальної схеми мультиплікативна похибка, яка виникає в процесі нестабільності джерела НВЧ сигналу, девіації частоти та власних втрат хвилеводів зменшується в 1,3-1,5 рази.

4. Отримала подальший розвиток математична модель НВЧ засобу вимірювання вологості, що дало змогу отримати рівняння перетворення, яке однозначно пов'язує вихідну величину – значення потужності певної довжини хвилі НВЧ генератора та вхідну – значення абсолютної вологості, що до-

зволило отримати статичну характеристику й розробити принципово новий засіб вимірювання вологості зі стабільними метрологічними та експлуатаційними характеристиками. Експериментально доведено, що засоби, які реалізують цей метод, характеризуються низькою похибкою вимірювання на рівні 2,5%

Практичне значення отриманих результатів. Одержані наукові результати впроваджені у вигляді експериментального зразка НВЧ засобу вимірювання вологості розроблені та впроваджені окремі результати дисертаційної роботи у АТ «Харківгаз», зокрема, методика обрахунку коефіцієнтів поглинання водяної пари та сухого газу, а також температурна корекція (акт впровадження від 15. 08. 2020 р.), що дозволило підвищити точність вимірювання вологості природного газу, та у навчальний процес кафедри електроніки та наносистем Вінницького національного технічного університету.

1. Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що на основі проведених теоретичних і експериментальних досліджень розроблено та впроваджено експериментальний зразок НВЧ засобу вимірювального вимірювання вологості, який відрізняється тим, що для підвищення точності вимірювання враховані поглинаючі властивості певних довжин хвиль як для сухого газу, так і водяної пари в результаті проходження через газове середовище. В результаті метрологічних досліджень експериментального засобу встановлено можливість вимірювання вологості в діапазоні температури точки роси (т. т. р.) $-30^{\circ}\text{C} \dots +30^{\circ}\text{C}$, що відповідає значенню абсолютної вологості $0,454 \text{ г/м}^3 \dots 30,37 \text{ г/м}^3$, максимальна зведена похибка засобу вимірювання вологості не перевищує 2,43%, а клас точності 2,5.

2. Експериментально досліджено закони розподілу контрольованих величин і похибки вимірювання. Доведено, що ці закони є нормальними. Встановлено, що даний засіб вимірювання вологості забезпечує отриману точність вимірювання вологості природного газу в межах 0,97–0,98. Такий результат є вищим, ніж при вимірюванні методом точки роси.

3. Розроблено методику експериментального визначення показників поглинання природного сухого газу та водяної пари, а також експериментального вибору довжини хвилі джерела випромінювання як для сухого газу, так і для водяної пари.

4. Розроблено методику проектування НВЧ засобу вимірювання вологості природного газу, яка складається з трьох основних частин: первинного вимірювального перетворювача, блока обробки сигналів і алгоритму автоматичного вимірювання. За цією методикою розроблено електричну принципову схему аналогового блока сумісно з первинним вимірювальним перетворювачем та виготовлено експериментальний зразок засобу, що забезпечує вимірювання та контроль вологості внаслідок перемикання вимірювального та опорного каналів і подальше обчислення отриманих результатів.

Результати лабораторних і метрологічних досліджень дозволили вважати НВЧ вологомір типовим засобом вимірювання, а результати промислових досліджень дозволили його практичне використання в складі системи неперервного вимірювання якості газу. Впровадження підтверджуються відповідними актами (Додаток А).

Достовірність та обґрунтованість положень, отриманих в роботі наукових результатів, зумовлена виконанням теоретичних досліджень з використанням теорії вимірювального перетворення, теорії похибок і обробки результатів вимірювань. Достовірність отриманих в роботі результатів підтверджується також доброю збіжністю результатів математичного і фізичного моделювання та результатами метрологічних досліджень. При цьому система припущень є коректною, а справедливність висновків підтверджується також впровадженням експериментального зразка в промислові умови.

Особистий внесок здобувача. Всі дослідження, представлені в дисертації проведені особисто здобувачем під керівництвом наукового керівника. У наукових працях, написаних у співавторстві, автору належить: у роботах [14] – розробка універсальної класифікації методів дослідження вологості газу; у роботах [91], [92] – розробка математичної моделі перенесення НВЧ

випромінювання в середовищі вологого газу та вимірювального перетворювача; [97] – розробка структурної схеми вимірювального перетворювача і патентний пошук; [100] – розробка еквівалентної схеми вимірювального перетворювача та проведення його моделювання; [102] – розробка математичної моделі двоканального НВЧ вимірювального перетворювача вологості газу; [106], [109], [127] – дослідження статичних метрологічних характеристик аналізатора вологості; [128], [131], [132] – методика повірки аналізатора вологості.

Роботи з розробки вимірювальних перетворювачів і аналізатора [14], [91], [92], [97], [102], [106] проводились на базі Вінницького національного технічного університету. Роботи з дослідження аналізатора вологості [109], [127], [128], [131], [132] проводились спільно на базі Вінницького національного технічного університету та ДП «Укрметрдержстандарту».

Апробація матеріалів дисертації. Основні положення та результати виконаних у дисертаційній роботі досліджень доповідались та обговорювались на науково-технічних та науково-практичних конференціях, а саме: 1) 23 міжнародному молодіжному форуму «Радіoeлектроніка та молодь у 21 столітті», Харків, 2019 р.; 2) 5-й Міжнародній науковій конференції «Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах» (ВКДТС-2019), Вінниця, 2019 р.; 3) 1-й Міжнародній науково-технічній конференції «Сучасні проблеми інфокомунікацій, радіoeлектроніки та наносистем» (СПРН-2019), Вінниця, 2019 р.; 4) 7-й Всеукраїнській науково-практичній конференції студентів і молодих вчених "Методи та засоби неруйнівного вимірювання промислового обладнання" Івано-Франківськ 2019 р.; 5) XLIX Науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету, Вінниця, 2020 р.

Публікації. Результати дисертації викладені в 12 публікаціях, у тому числі в 5-х наукових працях у виданнях, що входять до переліку ВАК України, в 7-х статтях у збірниках матеріалів і тезах доповідей науково-технічних конференцій та одному патенту України на корисну модель.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів основної частини, що містять 49 рисунків і 8 таблиць, висновків, списку використаних джерел (134 найменувань) та 10 додатків. Загальний обсяг дисертації складає 169 сторінок, з яких основний зміст викладено на 125 сторінках.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Метод вимірюваного 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 води в природному газі може бути виражений за допомогою декількох фізичними величинами, які мають різні одиниці вимірювання [4], [11], [12].

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

Найбільш широко використовуються в практичній гігromетрії об'ємна частка води і відносна вологість, точка роси. Існує ряд співвідношень, що дозволяють з якої-небудь однієї виміряної величиною вологості газу розрахувати всі інші.

Вологовміст газів є кількісною характеристикою та показує кількість води (виміряної в грамах), яку розчинено в 1 м³ вологого газу за нормальних атмосферних умов (+20 °C, 760 мм. рт. ст.). У більшості випадків, вологовміст газів описують у ваговій кількості пари води, що випадає на одиницю ваги сухого газу, або кількістю молей пари води на моль сухого газу.

Температура точки роси вимірюється градусами Цельсія (°C) та її значення дорівнює температурі, за якої газ досягає найбільшого насичення розчиненою в ньому водою 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 воло-
ги ».

Останнім часом комерційну актуальність набуває і показник якості га-
зу: «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 ро-
си за вуглеводнями визначається ГОСТом № 20061-84 "Гази горючі природ-
ні. Метод визначення температури точки роси вуглеводнів ".

1.1 Класифікація методів вимірювання вологості природних і технологічних газів

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

Детальна класифікація методів вимірювання вологості природних і те-
хнологічних газів, яка показана на рис.1.1, містить такі класифікаційні озна-
ки, як спосіб одержання результатів вимірювання, фізичні явища, що лежать
в основі роботи, ефекти, що лежать в основі фізичних явищ. Класифікація
включає 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 розді-

лення досліджуваної речовини чи матеріалу на вологий і сухий залишки. У цю категорію входять методи повного поглинання (гравіметричні та хімічні), конденсаційно-згущувальний, з виморожуванням води, з випарюванням тощо.

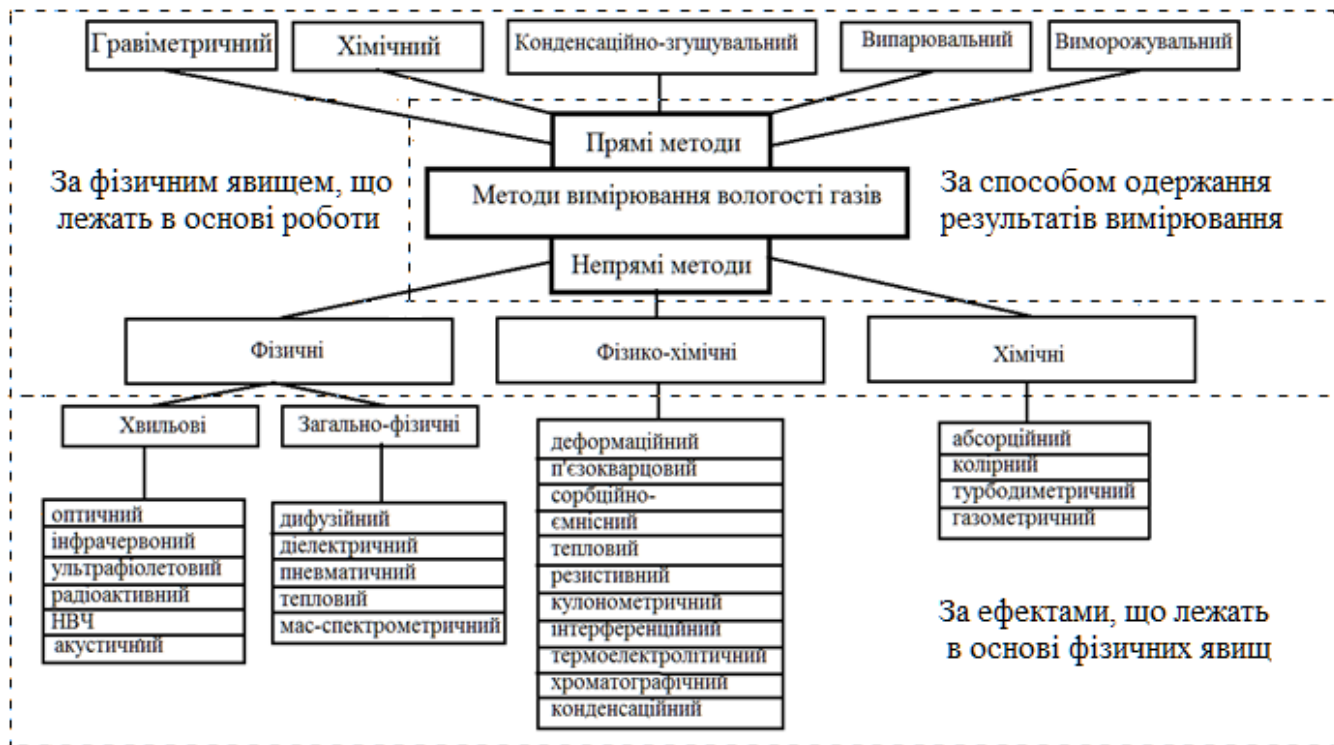


Рисунок 1.1 – Класифікація методів вимірювання вологості газів

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 чином, 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.

До непрямих методів можна віднести фізичні, фізико-хімічні та хімічні явища, що дозволяють іменувати їх основі 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 [18] – [22] газів 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 методи: інфрачервоний, оптичний, акустичний, ультрафіолетовий, радіоактивний, ультрафіолетовий, надвисокочастотний або дієлькометричний. 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.

Так 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 з усіх груп методів визначення вмісту вологи в газах. До них відносять: деформаційний, частотний або п'єзокварцевий, сорбційно-ємнісний (дієлькометричний), тепловий (калори-

метричний), інтерферометричний, ємнісний, хроматографічний, резистивний, об'ємний, термоелектролітичний, кулонометричний.

Методи, які входять до цієї групи, є вельми різноманітними 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. Так 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 дороговісних металів, що утворює електрод, на яку 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 промислове 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, застосовується в енергетичних галузях та для вимірювання нафтохімічних процесів, ці сенсори зазвичай використовуються для вимірювання низьких температур роси. Значною перевагою даного типу сенсорів є його довготривала стійкість та ефективність у процесах, що потребують мінімального технічного обслуговування [41].

Залежно від використаного для вимірювання параметра волого чутливого 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 змінням 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. При 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 охолоджуваного 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 градуювання в більшості випадків достатньо градуювання 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 кг/см²) [46], [48].

Гігрометри, які використовують сорбційний метод, є більш простим 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 випарувально-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.

Переважає 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 проведення прямого вимірювання параметру вологості природного газу, який можна застосовувати без додаткових розрахунків, та таким чином 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 [21], [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 визначені кількості води, зв'язаної метанолом або діетиленгліколем, методом газової хроматографії або титруванням розчином Карла Фішера.

Сорбційний метод вимірювання вологості використовують 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 вологості газу вимірюється шляхом визначення маси сорбованої вологи через значення частоти кварцового резонатора. На цьому принципі реалізовані і серійно випускаються такі прилади як «DuPont», «Ametek», «Исток-3» [53].

Метод абсорбції застосовують для визначення водяної пари, де вміст не перевищує 100 мг/м³. Під час титрування розчином Карла Фішера кількість сірчистих сполук не має перевищувати 30 мг/м³. Як недолік таких засобів – це старіння сорбента, 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, основаних 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 при-

строю 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 вимірювального 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 на 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, складають 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», «Bovar») 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].

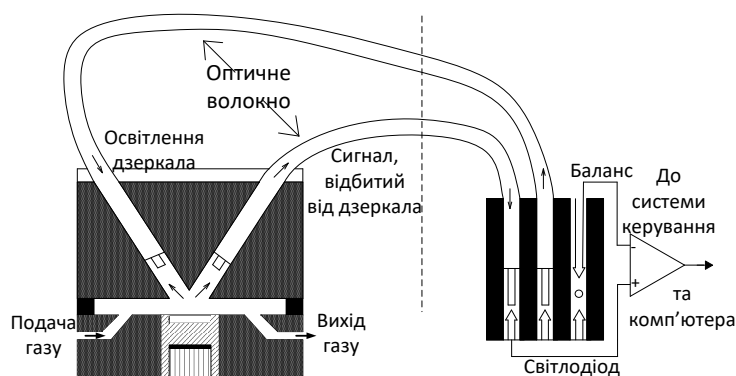


Рисунок 1.2 – Структурна схема гігрометра з волого-оптичним детектором точки роси

Лазерне світло від світлодіода подається через оптичне волокно на чутливий елемент, відбите лазерне світло через оптичне волокно потрапляє на фототранзистор. Час відгуку цього гігрометра 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].

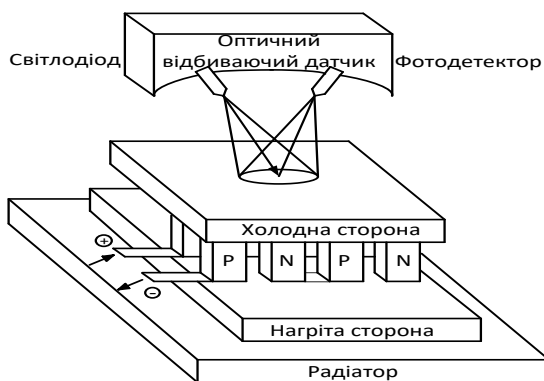


Рисунок 1.3 – Схема детектора точки роси з використанням пристрою Пельтьє

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, охоплений 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 се-

редовищ «конденсат - охолоджуване дзеркало» під кутом Брюстера, і полягає у відсутності відбитої хвилі.

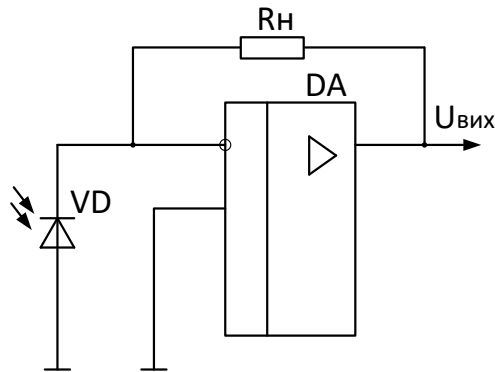


Рисунок 1.4 – Фотодетектор на основі пари фотодіод-операційний підсилювач

Відповідно до законів фізичної оптики при деякому куті падіння α , відбувається повна поляризація відбитої хвилі. Кут Брюстера α 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.

Таким чином, при освітленні діелектричного дзеркала поляризованим в площині падіння світлом і виконанні умови Брюстера, відбита хвиля відсутня (рис. 5). При цьому система реєстрації фіксує нульовий рівень фотосигнала з фотоприймачів U_0 (рис. 1.5).

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.

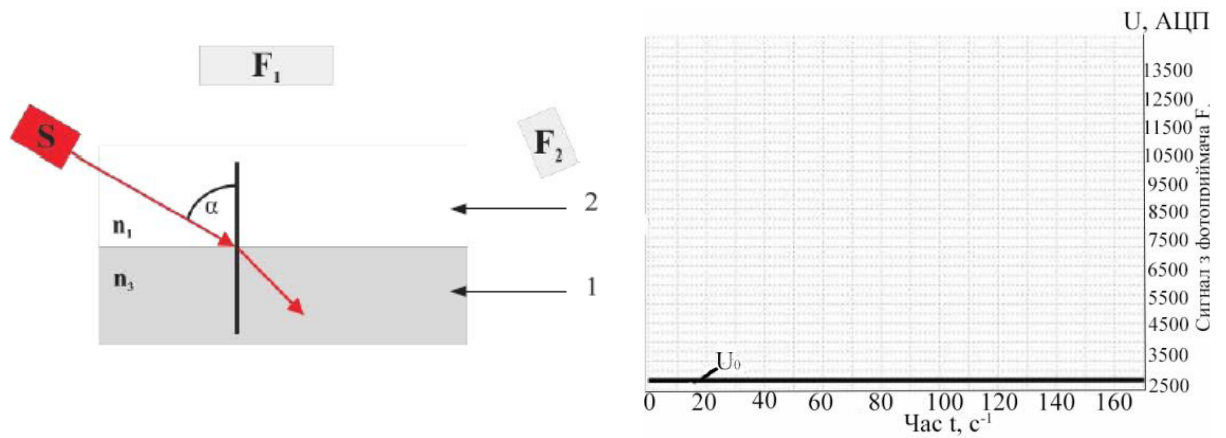


Рисунок 1.5 – Відсутність відбитої хвилі: α – кут Брюстера, 1 – діелектричне охолоджуване дзеркало, 2 – середовище, що досліджується (газ), S – лазерний діод, F1, F2 – фотоприймачі системи реєстрації, U_0 – нульовий сигнал фотоприймача

Система реєстрації реагує на процес конденсації водяної пари зростанням рівня фотосигнала, що надходить з фотоприймача F1 (рис. 1.6). Рівень фотосигнала залежить від кількості води, сконденсованої на поверхні охолоджуваного дзеркала.

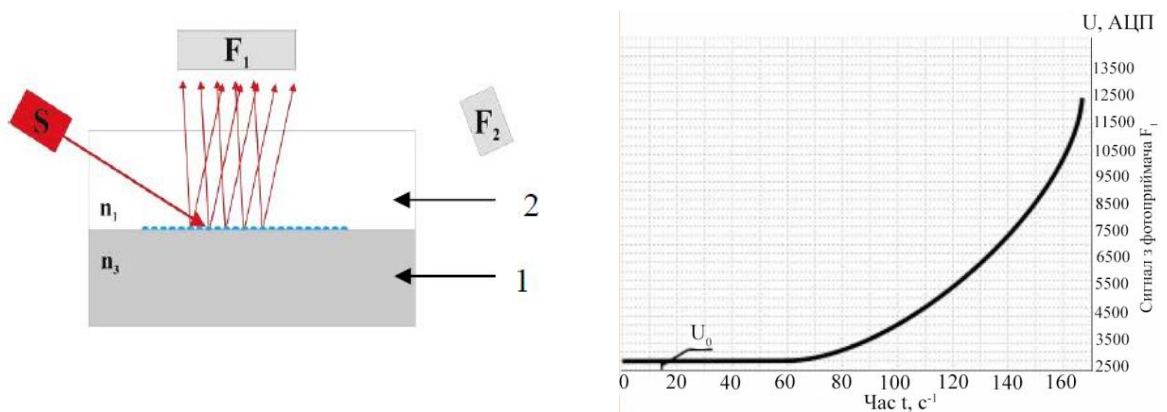


Рисунок 1.6 – Розсіювання світла при конденсації водяної пари на охолоджувану поверхню дзеркала

При утворенні на дзеркалі тонкої плівки вуглеводнів 2, що має показник заломлення n_2 , відмінний від n_3 , закон Брюстера порушується і з'являється

ся 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 F2 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 температури. Це досягається використанням багаторазового відбиття, оскільки при багаторазовому відбитті промінь швидше загасатиме, а, отже, швидше змінюватиметься світловий потік, що падає на фотоприймач.

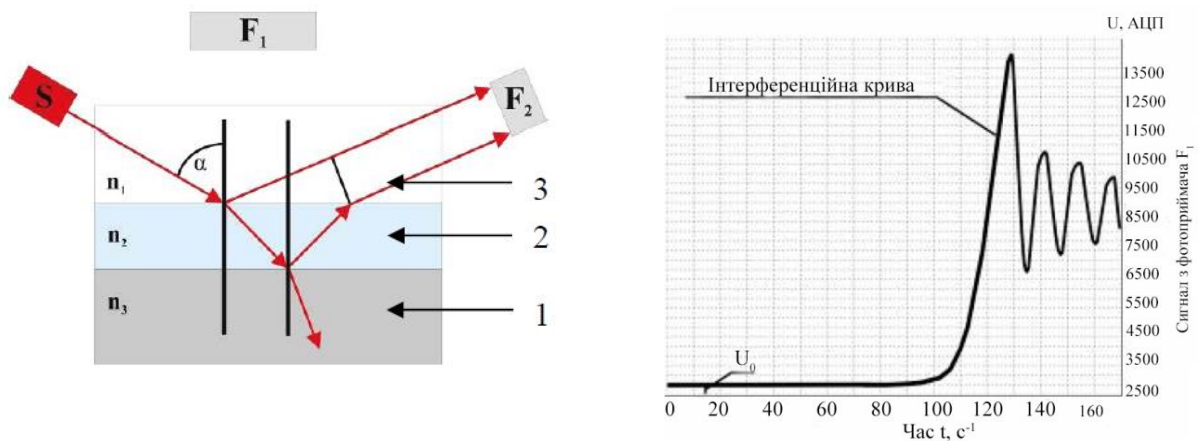


Рисунок 1.7 – Схема поширення світла при наявності на дзеркалі плівки конденсату 2 з показником заломлення n_2 : 1 – діелектричне охолоджуване дзеркало; 2 – плівка сконденсованого вуглеводню; 3 – середовище, що досліджується (газ)

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].

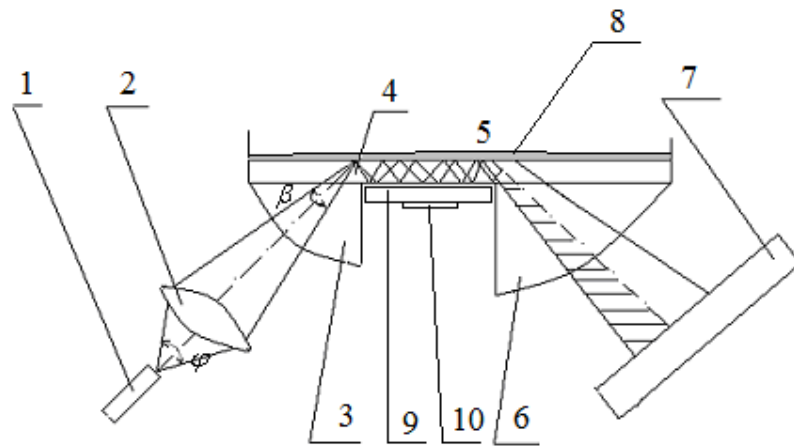


Рисунок 1.8 – Вимірювальний перетворювач:

1 – джерело випромінювання, 2 – система фокусування, 3 – пристрій введення, 4 – плоский світловод, 5 – контрольоване середовище, 6 – пристрій виведення, 7 – багатоеlementний фото-приймальний пристрій, 8 – плівка конденсату, 9 – охолоджувач, 10 – сенсор температури

В разі зміни показника заломлення контрольованого середовища відбувається зміна коефіцієнта відбиття, а, відповідно, вихідної потужності. При зміні кількості відбиттів при одному і тому ж вихідному значенню показника заломлення середовища криві, які характеризують даний коефіцієнт, будуть переміщуватись по осі показника заломлення, маючи однакові 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 потужно-

сті 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, а, 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 $\Delta t = t_k - t_v$ температур конденсації та випаровування при визначення температури t_p повинна бути меншою за 2°C при використанні автоматичних вторинних вимірювальних приладів і 4°C – при ручному управлінні в процесі вимірювання t_p . Якщо температура точки роси $t_{pв}$ за вуглеводами 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].

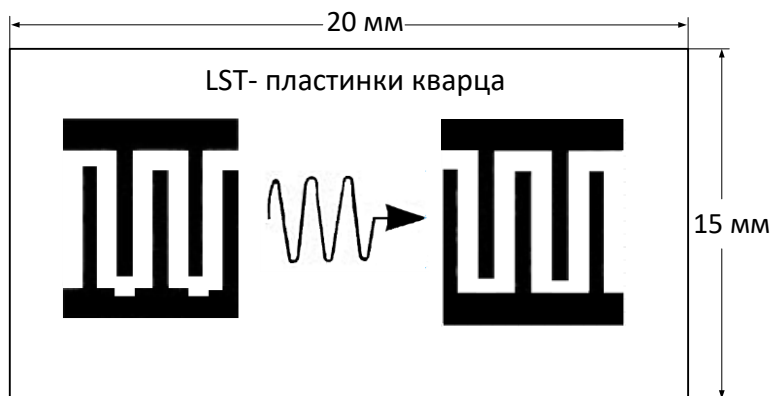


Рисунок 1.9 – Конфігурація лінії затримки експериментальної поверхні акустичної хвилі

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. Пристрій ПАХв розташовується контур генератора. 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]. У порівнянні 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 t є вимірюваною точкою роси газу);
- алгоритм, який реалізує повільне охолодження температури дзеркала із заданою швидкістю (не більше $1 \dots 2 \text{ }^{\circ}\text{C/хв.}$) з подальшою реєстрацією температури утворення плівки конденсату (при цьому температура утворення плівки t є точка роси газу).

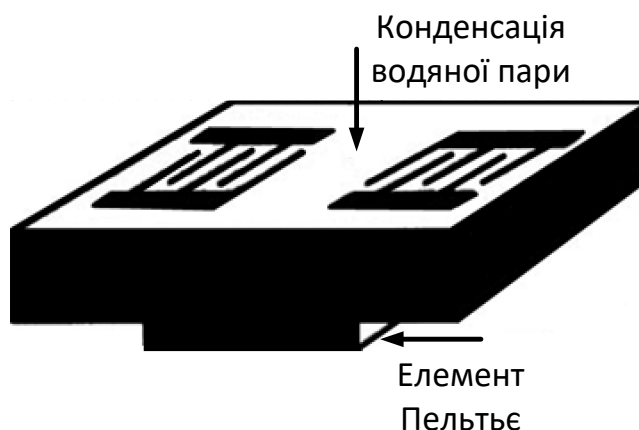


Рисунок 1.10 – Принцип дії сенсора точки роси акустичної хвилі

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", "Cermat", "Transmet", "Cermat II", "Easidew" (далі гігрометри) мають різні конструктивні виконання електронного та вимірювального блоків, сенсора вологості і вимірювальної камери.

Вимірювальні блоки гігrometerів 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 вологомірів 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"	"Сег-тах"	"Transmet"	"Cermet 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 у природного газу. 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 $\Delta t = t_k - t_v$ температур конденсації та випаровування при визначенні температури t_p повинна бути меншою за 2°C при використанні автоматичних вторинних вимірювальних приладів і 4°C – при ручному управлінні в процесі вимірювання. Якщо температура точки роси за вуглеводами є нижчою за t_p по воді, то у цьому випадку не виникає питань попереднього видалення із газу максимально можливої кількості вуглеводнів [4].

Таким чином для визначення вологості природного газу існує ряд методів, правда, 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.

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 і розсіянні радіохвиль, що пов'язано з наявністю широкосмугового 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 діелектричного методу, в якому зміни діелектричних властивостей газів оцінюються по їх взаємодії з радіохвилями дециметрового, сантиметрового та міліметрового діапазонів. Одною із основних переваг даного 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-вологомісту 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.

Метод вільного простору з відбитою хвилею може бути реалізований таким чином. При малих втратах в матеріалі (область дуже низького вологовмісту) знайшов деяке застосування оптичний метод кута Брюстера, що полягає в знаходженні кута падіння, якому відповідав 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 досліджуванним матеріалом (коефіцієнта поглинання / відбиття як функції вологовмісту) [75]. Такою системою може бути як хвилевід, частково або повністю заповнений досліджуванним 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 хвелеводної вимірювальної лінії.

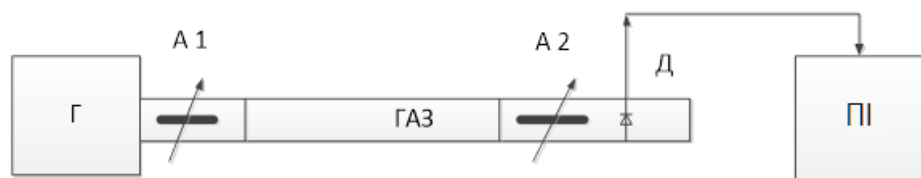


Рисунок. 1.11 – Узагальнена схема пристрою для вимірювання вологості природного газу

Основними елементами такої схеми є Γ – генератор НВЧ, A_1 і A_2 – атенюатори, D – діод для прийому інтенсивності, що пройшла через хвильовий тракт, I – 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 тої, 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 хвильоводна комірка відкачується і на вимірювальній лінії знаходиться положення вузла стоячої хвилі. Потім в хвильоводну 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 хвильоводі та довжиною хвилі у вільному просторі. Недоліком такого підходу є великі розміри хвильоводної комірки [23], [23], [76], [77].

Для вимірювання діелектричної проникності газів можуть бути використані також хвильові методи, засновані на зсуві вузла стоячої хвилі при введенні в хвильовід з досліджуваним газом [78], [79]. В такому пристрої генератор високочастотних коливань з'єднаний (через атенюатор) з хвильоводною вимірювальною лінією, яка, в свою чергу, приєднана до довгої хвильоводної секції (осередку), герметизованою з лівого боку тонкою слюдяною пластинкою. Правий кінець хвильоводного осередку коротко замкнутий за допомогою металевої пластинки. Перед вимірюванням хвильоводний осередок відкачується і на вимірювальній лінії знаходиться положення будь-якого вузла

стоячої хвилі. Потім в хвилеводний осередок вводиться досліджуваний газ, що викликає зсув мінімуму стоячої хвилеводної хвилі у напрямку до коротко замкненими кінцями хвилеводу, так як довжина хвилі при цьому зменшується.

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. Вимірює таким чином зміщення вузла дозволяє визначити діелектричну проникність досліджуваного газу за відомою довжиною хвилі.

Для підвищення чутливості хвилеводних методів використовуються довші хвильові осередки, а також приймається ряд інших заходів, пов'язаних, наприклад, з усуненням відбиття від слюдяного вікна і підвищення стабільності генератора. Компенсація хвилі відбитою 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 обумовлені 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 до-

звояють 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. На рис. 1.12 приведена мостова схема автоматичного вологоміра на принципі відбиття з подвійним хвильоводним трійником [80].

Генератор НВЧ 1 приєднаний до Я-плеча, детектор - до £ - плеча подвійного трійника 2. Одне з бічних плечей має рупорну антену 3, направлену на поверхню досліджуваного матеріалу 4. Друге плече (опорна) містить еталон 5 (зразок матеріалу з постійною вологістю. У разі рівного розподілу модулів і фаз коефіцієнтів відбиття R_x матеріалу і R_3 еталона напруженості відбитих хвиль в £ - плечі рівні і знаходяться в протифазі. Показання приладу 6, підключеного через підсилювач 7 до детектора 8, дорівнюють нулю. Якщо еталон ідеально узгоджений, а характеристика детектора квадратична, показання індикатора приблизно пропорційні R_x .

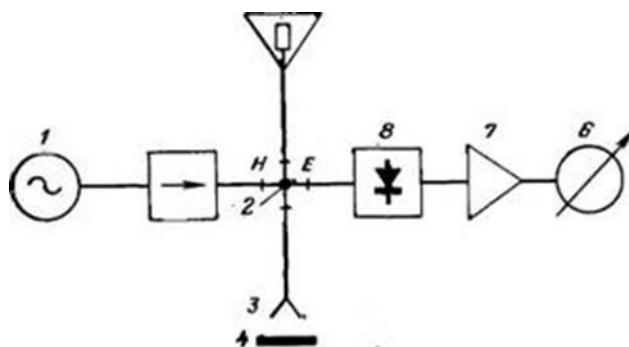


Рисунок 1.12 – Блок-схема вологоміра СВЧ на принципі відбиття

Для резонаторних методів характерне використання двох резонаторів: вимірювального та опорного. Для отримання точних результатів необхідно, щоб частота опорного резонатора залишалась незмінною на протязі всього

часу, необхідного для вимірювань. При вимірюванні діелектричної проникності вологий газ продувається через резонатор і вимірюється відносний зсув частоти резонатора, заповненого паром, 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 повинна мати досить високі значення. Із цією метою в конструкції H_{012} РПП торцеві стінки виконати 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 гігрометра такого типу представлена на рис.1.13 і не містить складних у забезпеченні експлуатації пристроїв АПЧ і гетеродинного частотоміра.

Схема мікрохвильового гігрометра включає тільки один НВЧ генератор (Г), блок опорного і вимірювального резонатора (P1) і (P2), модулятор (М), високо прецизійний хвиеводний міст на балансовому подвійному трійнику зі НВЧ детектором (Д) в Е-плечі і традиційний блок газовий (БГ).

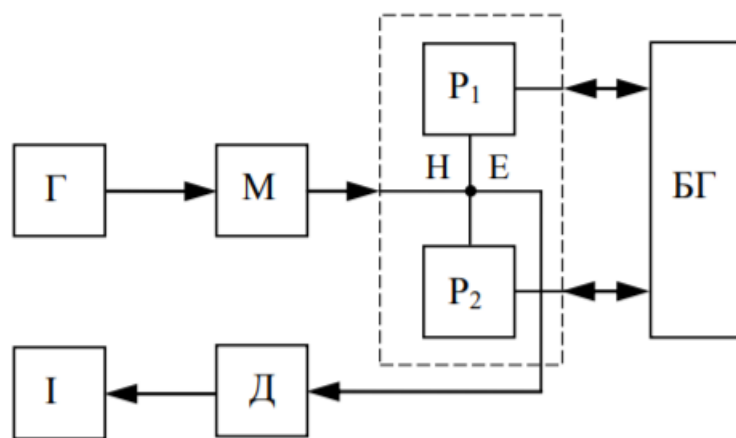


Рисунок 1.13 – Структурна схема мікрохвильового гігрометра

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 гігрометрів на основі спеціальних вологосорбентів. Фактично це аналог мікроелектронних ємнісних датчиків для гігрометрії. Переваги мікрохвильового гігрометричного 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. 1.14 показано функціональну схему розробленого НВЧ гігрометра проточного газу з мікрохвильовим датчиком на основі коаксіального резонатора. з торцевою вимірювальною апертурою.

Сорбентна частина сенсора (3) може наноситися на діелектричну підкладку і оптимально включатися в випромінювальну апертуру РПП (1) за критеріями значення його робочої добротності та чутливості. Десорбція накопичувальної вологи для підготовки сенсора до нового вимірювання здійснюється після виходу показань гігрометра на насичення за допомогою або резистивного нагріву (а), або нагріву ІЧ випромінюванням (б). При дозовій гігрометрії сорбент може включатися в поле РПП по варіанту (в).

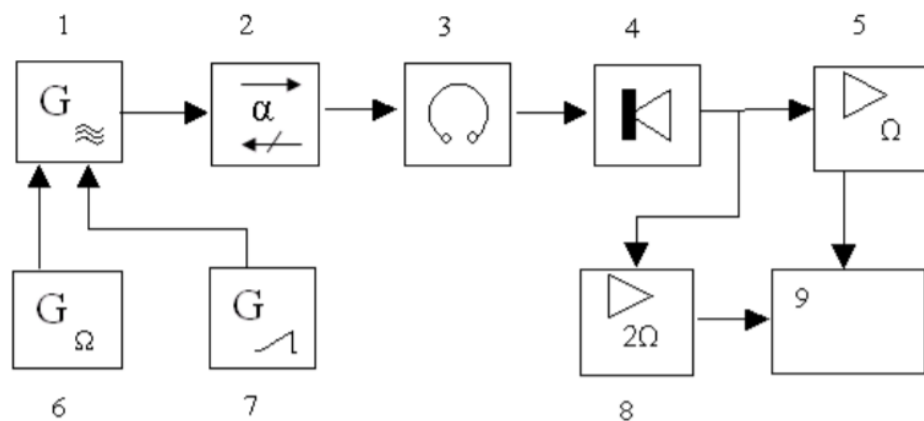


Рисунок 1.14 – Функціональна схема НВЧ гігрометра модуляційного типу:

1 – НВЧ генератор; 2 – феритовий вентиль; 3 – РПП; 4 – НВЧ детектор; 5,8 – селективні підсилювачі; 6 – НЧ генератор; 7 – генератор пилоподібної напруги; 9 – мікроконтролер

Коаксіальний резонатор з торцевою вимірювальною апертурою показаний на рис 1.15.

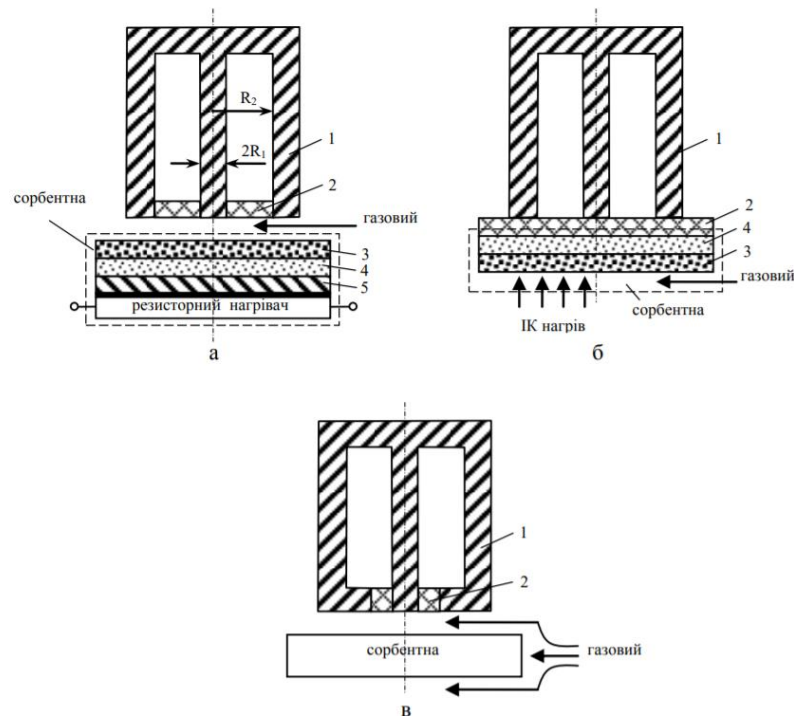


Рисунок 1.15 – Схематичне зображення РПП для НВЧ гігрометрії

Для обчислення електричних властивостей матеріалу за параметрами резонатора необхідно знати картину поля, відповідно до прийнятого типу коливальних 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 сильно 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 електrolітичною 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 оксидом металу Іна 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 температурою точки роси. Помітною перевагою таких сенсорів є його довготривала стабільність та ефективність у процесах, які вимагають мінімального обслуговування.

Таким чином 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: дієлькометричні, 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 і засобів в Таблиці 2 наведені основні технічні характеристики основних методів і умови їх використання, що використовуються для вимірювання вологості природного газу 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 дієлькометричний метод. Даний метод і є тим методом, удосконалення якого, дало змогу розробити НВЧ засіб вимірювання вологості, про що буде сказано в наступних розділах дисертаційної роботи.

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

Метод параметри	Дієлько- метрич- ний	Конден- сацій- ний	Ємнісний	Мікровагів	Електролі- тичний
Робочий тиск МПа	1...15	1...10	1...10	1-3	0,07-0,7
Робоча тем- пература °С	-30...110	-40...50	-30...110	До 50	0...50
Відносна во- логість %	0...80	0...98	0...100	0...100	0...100
Абсолютна вологість г/м ³	0...18	0...20	0...18	0...30	0...30
Відносна по- хибка %	+/-2...3	+/-1,5	+/-3...5	+/-10	+/-5
Чутливість г/м ³	5-8	6-8	6-8	6-8	6-8

1.5 Постановка задачі дослідження

Аналіз літературних джерел показав, що існує велика кількість методів вимірювання вологості природного газу, але на сьогодні як було сказано, мають практичне застосування тільки п'ять основних і найбільш поширених методи вимірювання вологості газів: дієлькометричні, конденсаційні, електролітичні, ємнісні, мікровагові. Проте аналіз вітчизняних і зарубіжних розробок показує, що за останнє десятиліття стався істотний прорив в області дієлькометричних вимірювачів вологості, заснований на використанні нових матеріалів і підходів та у зв'язку з появою нових пристроїв НВЧ прийому сигналів..

Після проведення більш детального порівняльного аналізу відомих методів і засобів, придатних для вимірювання вологості газів, зроблено висно-

вок, що для цієї задачі доцільним є розробка НВЧ засобу вимірювання вологості природного газу.

На відміну від відомих методів, дієлькометричний метод дозволяє вимірювати абсолютну густину вологості й практично не відчуває вплив інших складових газу, склад якого постійно змінюється, й таким чином забезпечує підвищення точності вимірювання вологості, що важливо для придатності використання природного газу значення вологості, отриманої в абсолютних одиницях густини без особливих проблем можна перевести в одиниці температури точки роси, що на сьогодні широко застосовується при контролі вологості газу.

Виходячи з вищесказаного, напрямком подальших досліджень є удосконалення дієлькометричного НВЧ методу шляхом вимірювання абсолютної густини вологості газу та розробки нового засобу, який порівняно з відомим, повинен мати вищу точність вимірювання та забезпечувати високу надійність роботи.

Для розвитку цього напрямку необхідно вирішити такі задачі:

- проаналізувати існуючі методи та засоби вимірювання вологості природного газу;
- обґрунтувати, експериментально дослідити та розвинути НВЧ метод вимірювання вологості природного газу, оснований на використанні відмінностей поглинаючих властивостей випромінювання певної довжини хвилі в результаті проходження через вологе газове середовище;
- удосконалити математичну модель перенесення випромінювання в середовищі вологого газу та розробити математичну модель НВЧ вимірювального перетворювача вологості газу, виконати його дослідження;
- розробити математичну модель двоканального НВЧ вимірювального перетворювача вологості газу, структурну схему для його здійснення та виконати його дослідження;

- розробити математичну модель НВЧ засобу вимірювання вологості природного газу;
- провести метрологічні дослідження та пронормувати похибки НВЧ вологоміра з використанням генератора газу та експериментально підтвердити отримані теоретичні результати.

1.6 Висновки до розділу 1

1. Проаналізовано існуючі прилади та методи вимірювання вологості природного газу, визначено їх основні недоліки. Аналіз показав, що до найбільш поширених методів вимірювання вологості газів належать тільки п'ять основних практичних і найбільш поширених методи вимірювання вологості газів: дієлькометричні, конденсаційні, електролітичні, ємнісні, мікровагові. Однак, ці методи мають ряд недоліків і вимагають подальшого вдосконалення.

2. Розроблено класифікацію сучасних вимірювачів вологості газів за конструктивним виконанням, фізикою процесу перетворення та особливостями вимірювання. За основну ознаку обрано фізику процесу перетворення, оскільки саме фізичний механізм роботи зумовлює різноманітність існуючих методів вимірювання та безпосереднє технічне виконання вимірювального пристрою.

3. Проаналізовано основні особливості вимірювання вологості природного газу за температурою точки роси. Аналіз показав, що існуючі алгоритми вимірювання не дозволяють з необхідною точністю виміряти вологість природного газу через складність детектування двох температур точок роси водночас.

4. Проведено порівняльний аналіз методів, що мають найбільше практичне застосування для вимірювання вологості природного газу і які в повній мірі задовольняють умови, в яких виконується контроль вологості. Запропоновано шляхи подальших досліджень і взято за основу удосконалення дієлькометричного НВЧ методу та розроблення на його основі засобу вимірювання вологості природного газу.

Результати даного розділу опубліковані в роботах [14].

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 ро-

довищ, 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 мінус 5 ° (при 3,92 МПа) з 1 жовтня по 30 квітня (зимовий період);

- не вище мінус 3 °С (при 3,92 МПа) з 1 травня по 30 жовтня (літній період);

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

- мінус 5 °С (при 2,45 МПа) з 1 жовтня по 30 квітня;

- 0 °С (при 2,45 МПа) з 1 травня по 31 травня і з 1 вересня по 31 жовтня);

- плюс 5 °С (при 2,45 МПа) з 1 червня по 31 серпня.

Температура точки роси за вуглеводнями не повинна перевищувати 0 °С при температурі газу не нижче 0 °С.

Газопроводи низького тиску (до 5кПа) служать для постачання газом побутових споживачів, підприємств громадського харчування, невеликих опалювальних котелень. Газопроводи середнього тиску (5кПа - 0,3МПа) 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. Існують газові мережі високого тиску I категорії (0,6 МПа - 1,2 МПа) і II категорії (0,3-0,6 МПа).

Дані вимог прописані і в Наказі Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 29 грудня 2009 року N 218 **«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 умов 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 води, необхідно забезпечувати значення температури точки роси води, яке повинно бути нижчим за температуру газу. Умови транспортування газу не потребують повного вилучення води 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 води 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 води, яка логічно може також набувати додатних значень температури.

Особливої ваги дані показники набувають для виробників витратовимірювальної 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 води та вуглеводнів для типового складу природного газу залежно від його тиску в газопроводі (рис. 2.1). Як видно, точка роси води 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 вимірювальному вимірювання вологості.

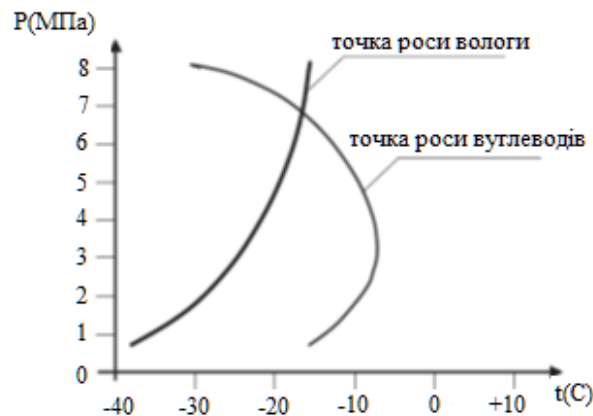


Рисунок 2.1 – Залежність точки роси волого та вуглеводнів
для типового складу газу

Таким чином, зі сказаного витікає необхідна конкретизація в числовому вираженні показників точки роси води та точки роси вуглеводнів для забезпечення уникнення неоднозначності [3]. Це означає, що необхідно запропонувати такий підхід у вимірювальному вимірювання вологості, при якій вимірювання вологості води тобто її точки роси та точки роси вуглеводнів були здійснені різними засобами, що дозволило б зняти таку неоднозначність, які, наприклад, були мало чутливими до зміни концентрації вологості чи вуглеводнів і навпаки. 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 води 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. Цю величину можна також розглядати як співвідношення густини водяної пари до густини сухого повітря;
11 - об'ємний вологовміст χ – відношення об'єму пари до об'єму сухого повітря; - молярна частка водяної пари s – відношення кількості молей водяної пари до загальної кількості молей вологого повітря;

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

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

На рис. 2.2 показано графік залежності абсолютної вологості в г/м³ від температури точки роси в градусах ⁰С 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 за-

лежність 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.

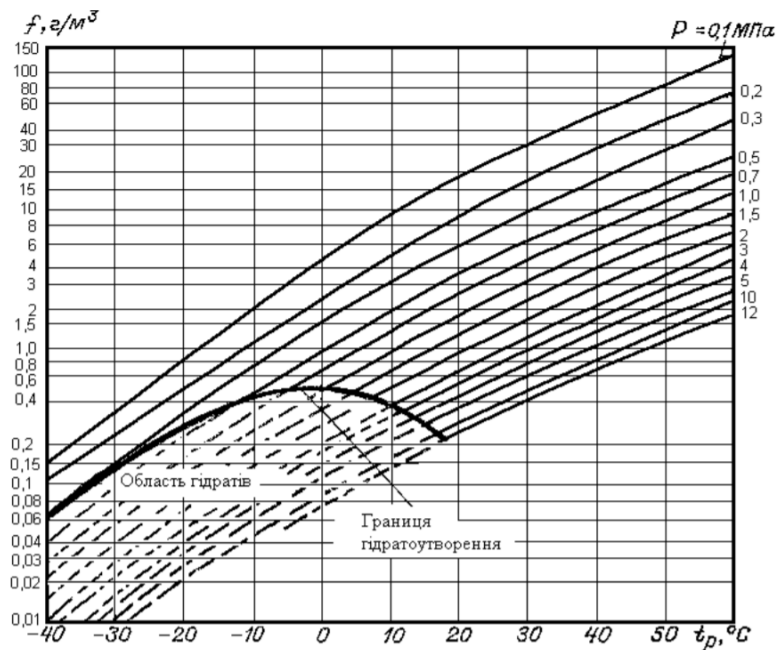


Рисунок 2.2 — Залежність абсолютної вологості природного газу від температури точки роси і абсолютного тиску

Діелектрична проникність газів прямо пропорційна тискові і 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 до -60°C діелектрична 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 дієлькометрія в області дисперсії вільної води (близько 10 ГГц) є прямим методом вивчення стану води в різних об'єктах [85, 86].

Молекула води являє собою диполь, що обумовлює її високу діелектричну проникність. Диполь молекули води у НВЧ діапазоні в змінному електромагнітному полі (ЕМП) ці молекули не встигають обертатися і слідувати за його змінами. Ця здатність характеризується комплексною діелектричною проникністю ϵ . Хоча зміна вологості як було сказано вище 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 значеннях довжини НВЧ хвилі.

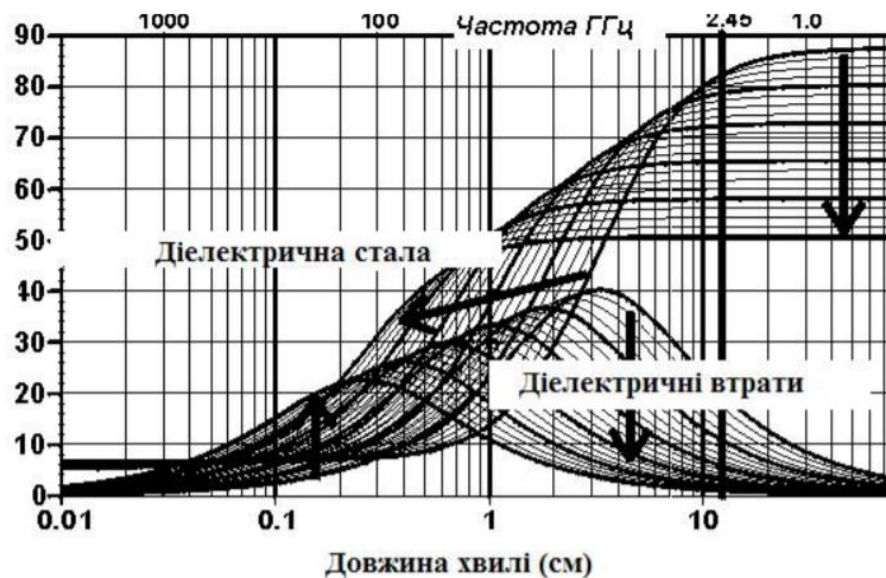


Рисунок 2.3 – Характеристики діелектричних втрат при різних значеннях довжини НВЧ хвилі

Отже вимірювання вологості газів на надвисоких частотах є різновидом дієлькометричного методу, в якому зміна діелектричних властивостей газів

оцінюється за їх взаємодією з радіохвилями дециметрового, сантиметрового та міліметрового діапазонів. На основі даного графіка можна зробити висновок про те, що найбільший діапазон діелектричних втрат припадає на довжину хвилі в 3 см, яку в подальшому і буде 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 ϵ^* і магнітної μ^* 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 ϵ^* такими, як дійсна ϵ' і уявна ϵ'' складові комплексної діелектричної проникності через $\epsilon^* = \epsilon' - j\epsilon''$ [87].

Сучасна фізика діелектриків пов'язує залежність ϵ і $\tan \delta$ матеріалів від їх властивостей з основними 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 (ε і σ).

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 ω – 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 (4) можна визначити максимальне значення ε'' :

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

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 по-

казано на рис. 2.4.

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



Рисунок 2.4 – Модель перенесення випромінювання
в середовищі вологого газу

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

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

Згідно закону Менделєєва-Клапейрона [95] парціальний тиск водяної пари і газу $P_{с.г.}$ визначається, відповідно як

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

де R – універсальна газова стала;

T – температура газу;

$\mu_{в.п.}$ – молярна маса води;

$\mu_{с.г.}$ – молярна маса газу.

В роботі запропоновано математична модель НВЧ вимірювального 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]:

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

де P_0 – вхідна потужність, що поширюється по хвилеводу;

l – довжина проходження НВЧ сигналу в досліджуваному середовищі;

α – загальний коефіцієнт поглинання, що дорівнює

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

де α_1 – коефіцієнт поглинання для водяної пари;

α_2 – коефіцієнт поглинання для природного газу.

Коефіцієнт поглинання для водяної пари згідно [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 $\rho_{\text{в.п.}}$ – густина води;

$\rho_{\text{в.п.}}$ – абсолютна вологість водяної пари;

$\varepsilon_{\text{в.п.}}$, $\varepsilon_{\text{в.п.}}$ – діелектрична проникність води та водяної пари, відповідно.

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

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

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

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

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

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

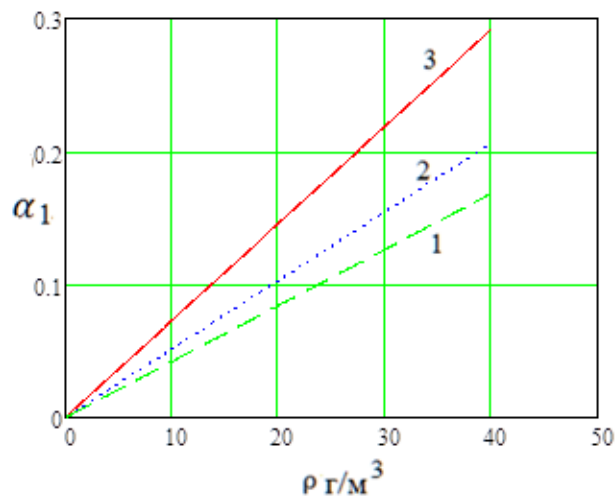


Рисунок 2.5 – Залежність коефіцієнта поглинання від абсолютної вологості водяної пари для декількох значеннях тиску:

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

У літературі різняться дані по діелектричній проникності води на довжинах 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 складає $\varepsilon'_{\text{в.}} = 63,0$, 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°C .

Проаналізувавши інформацію по діелектричній проникності, прийшли до висновку, що найбільш точно відображають експериментальні дані, показують зменшення струму діода 5 в залежності від збільшення абсолютної вологості повітря, значення діелектричної проникності, наведені в [60].

Таким чином, для проведення даних розрахунків використані такі 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 (Додаток В).

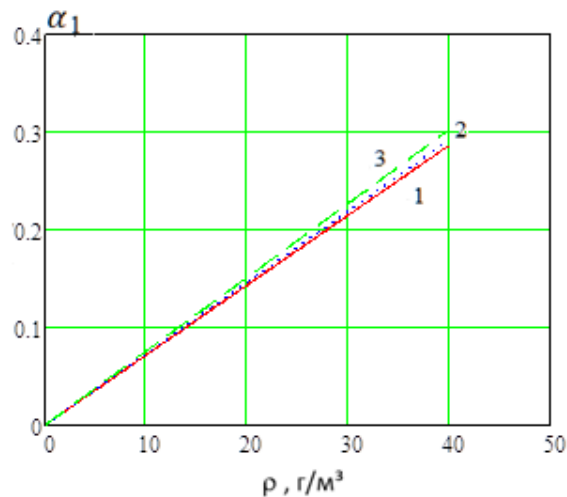


Рисунок 2.6 – Залежність коефіцієнта поглинання від абсолютної вологості водяної пари для декількох значеннях температури:

$$1 - T_1 = 263,2 \text{ К}, \quad 2 - T_2 = 273,2 \text{ К}, \quad 3 - T_3 = 283,2 \text{ К}$$

Залежність діелектричної проникності газів від температури та тиску визначається зміною числа молекул в одиниці об'єму газу. Оскільки вимірювання діелектричної проникності газів повинно забезпечувати значення шостого знаку після коми, що відповідає похибці порядку $10^{-4}\%$ для величини ε' або 1-2% для величини $\varepsilon' - 1$, то величина $\varepsilon' - 1$ вимірюється з похибкою, яку можна експериментально реалізувати.

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

$$\varepsilon'_{г.0} - 1 = (\varepsilon'_{с.г.} - 1) \frac{P_{атм.}}{P_{с.г.}} \frac{T}{T_0} \quad (2.13)$$

Тоді тиск газу при наявності водяної пари на основі (2.6, 2.7) набуде виду

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

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

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

На рис. 2.7 показано графік залежності коефіцієнта поглинання природного газу для декількох значень тиску газу (Додаток Г).

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

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

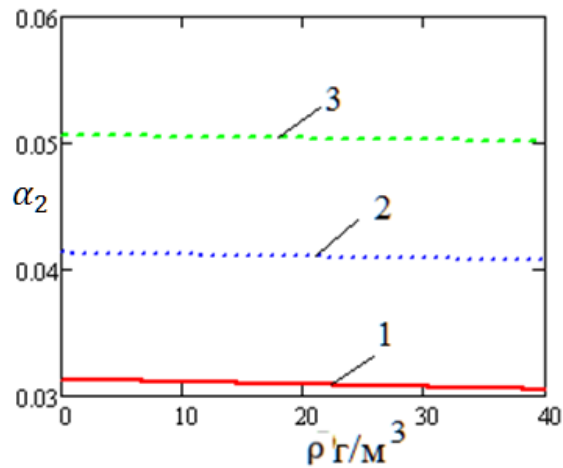


Рисунок 2.7 – Залежність коефіцієнта поглинання природного газу при зміні вологості для декількох значеннях тиску:

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 (Додаток Д).

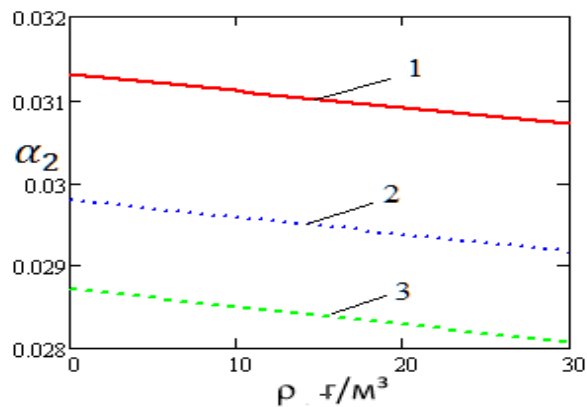


Рисунок 2.8 – Залежність коефіцієнта поглинання сухого газу при зміні вологості для декількох значень температури:

1 – $T_1=293,2\text{K}$, 2 – $T_2=283,2\text{K}$, 3 – $T_3=273,2\text{K}$

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

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

Залежність відношення вихідної до вхідної потужності випромінювання від абсолютної вологості водяної пари наведена на рис. 2.9 для декількох значеннях довжини проходження НВЧ сигналу в досліджуваному середовищі: $l_1=0,12\text{м}$, $l_2=0,15\text{м}$, $l_3=0,21\text{м}$ при $p=1\text{ атм}$, $T=20\text{ }^{\circ}\text{С}$ (Додаток Е). Значення вологості бралось в діапазоні від 0 до 40г/м^3 , що відповідає точки роси від 30° до 35° .

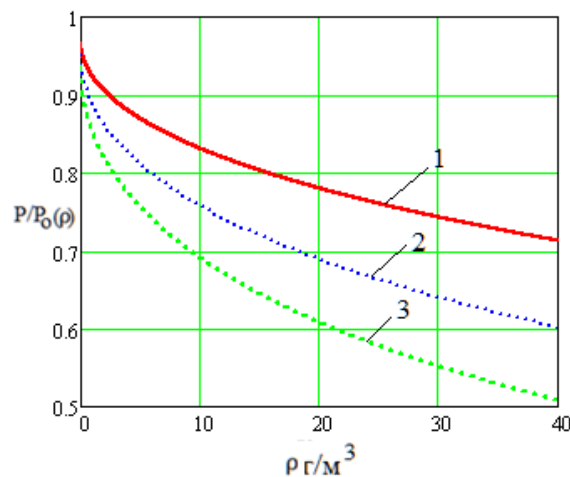


Рисунок 2.9 – Залежність відношення вхідної до вихідної потужності випромінювання від абсолютної вологості водяної пари для декількох значеннях довжини проходження НВЧ сигналу:

$$1 - l_1=0,12\text{ м}, 2 - l_2=0,18\text{ м}, 3 - l_3=0,24\text{ м}$$

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.

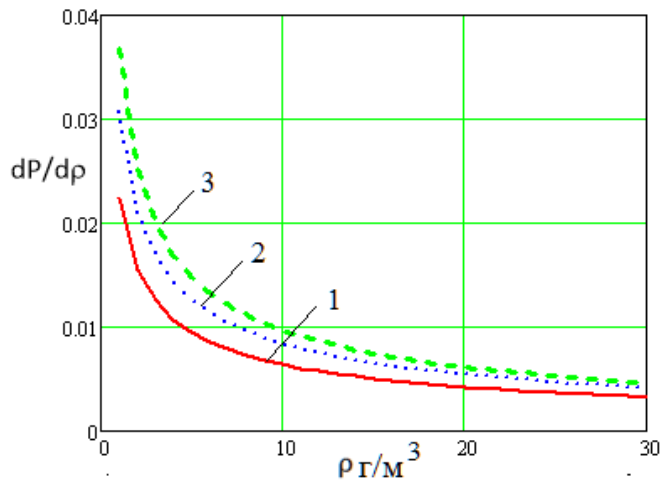


Рисунок 2.10 – Чутливість вимірювального перетворення при різних значеннях довжини проходження НВЧ сигналу:

$$1 - l_1=0,12 \text{ м, } 2 - l_2=0,18 \text{ м, } 3 - l_3=0,24 \text{ м}$$

Поріг чутливості вимірювального перетворення вологості збільшується при збільшенні відстані проходження НВЧ сигналу. Це означає, що при розробці вимірювального перетворювача можна розрахувати необхідну довжину хвелеводного 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.

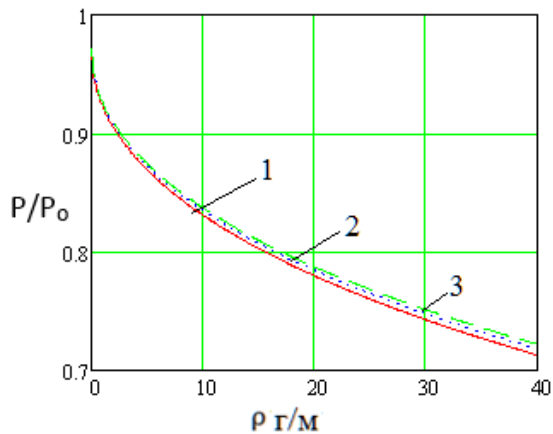


Рисунок 2.11 – Залежність потужності випромінювання від вологості для декількох значеннях температури:

1 – $T_1 = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$,

2 – $T_2 = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$, 3 – $T_3 = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$

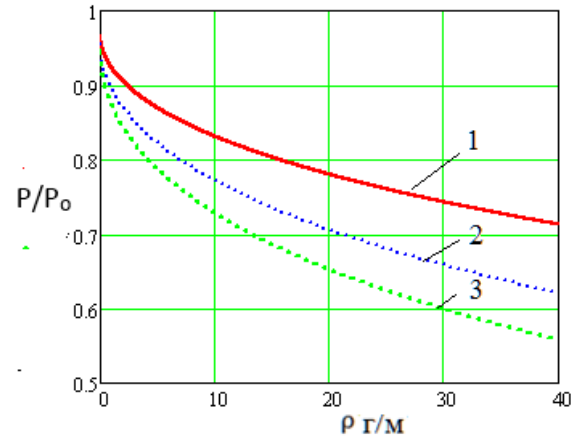


Рисунок 2.12 – Залежність потужності випромінювання від вологості для декількох значеннях тиску:

1 – $p_1 = 1\text{ атм}$,

2 – $p_2 = 2\text{ атм}$, 3 – $p_3 = 3\text{ атм}$.

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 даний вираз можна спростити, увівши поправочний коефіцієнт $K_{с.г.}$ для значення коефіцієнта поглинання сухого газу. Таким чином вираз (2.17) набуде виду

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

Звідки вологість, тобто густина водяної пари визначається як

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

На рис. 2.13 показано залежність густини водяної пари природного газу від зміни вихідної потужності (Додаток Ж).

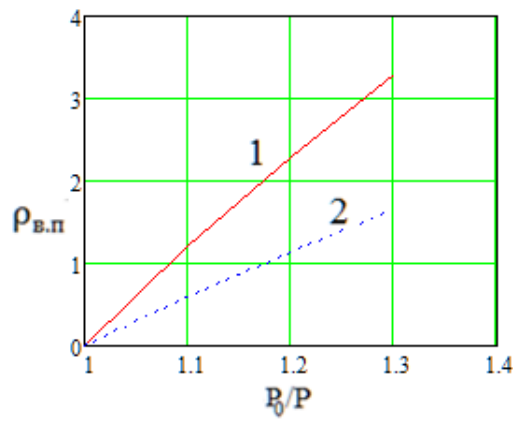


Рисунок 2.13 – Залежність густини водяної пари природного газу від зміни вихідної потужності для декількох довжин хвилевого тракту:

1– $l=12$ см., 2– $l=24$ см.

Таким чином 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].

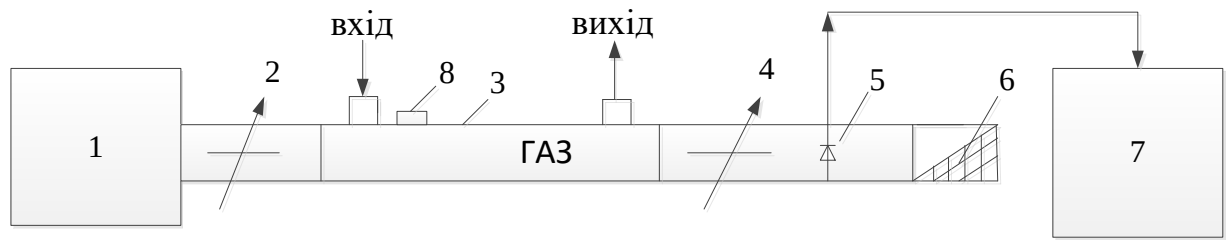


Рисунок 2.14 – Структурна схема вимірювального перетворювача вологості газу:

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 3см хвилевід, закачується досліджуваний газ. Електромагнітна енергія проходить через шар досліджуваного газу в хвилеводі, послаблюється в залежності 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 в залежності від величини діелектричної проникності досліджуваного газу в даний 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 заміщати 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 наведено 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. Таким чином 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

$$P = U^2 / Z, \quad (2.18)$$

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

При цьому $r_1 = \frac{1}{Y_1^2}$, $r_2 = \frac{1}{Y_2^2}$, $x_2 = \frac{1}{Y_2^2}$, $x_1 = \frac{1}{Y_1^2}$,

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

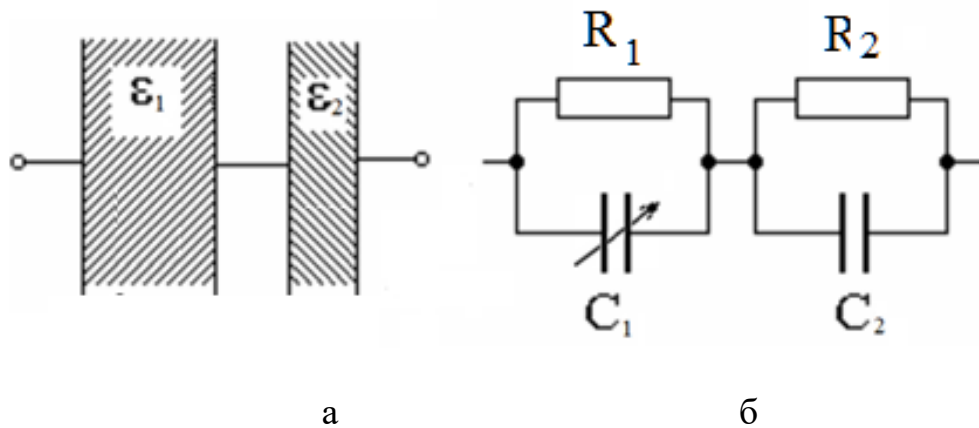


Рисунок 2.15 – Бінарна гетерогенна система (а)
і перехід до еквівалентної схеми (б)

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

$$P = U^2 \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{1}{R_1}\right)^2 + \left(\frac{1}{\omega C_1}\right)^2} + 2 \frac{\frac{1}{R_1 R_2} + \frac{1}{\omega^2 C_1 C_2}}{\left(\left(\frac{1}{R_1}\right)^2 + \left(\frac{1}{\omega C_1}\right)^2\right) \left(\left(\frac{1}{R_2}\right)^2 + \left(\frac{1}{\omega C_2}\right)^2\right)} + \frac{1}{\left(\frac{1}{R_2}\right)^2 + \left(\frac{1}{\omega C_2}\right)^2}}. \quad (2.19)$$

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

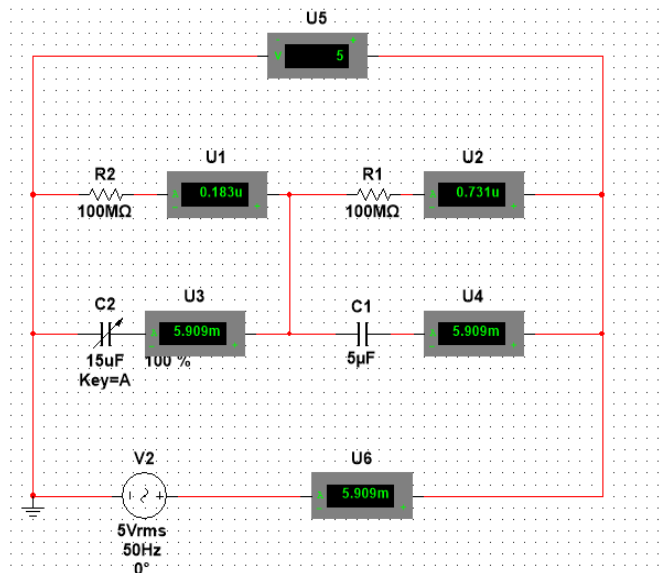
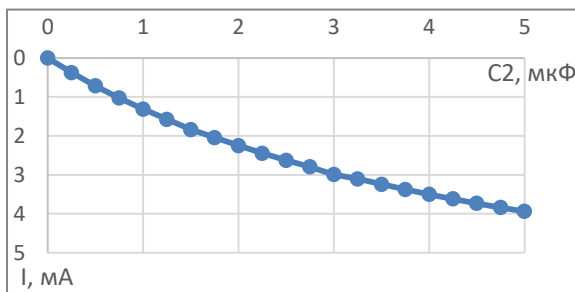
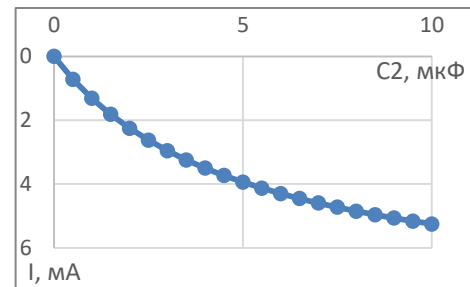


Рисунок 2.16 – Еквівалентна схема вимірювального перетворювача вологості газу в пакеті Work Bench

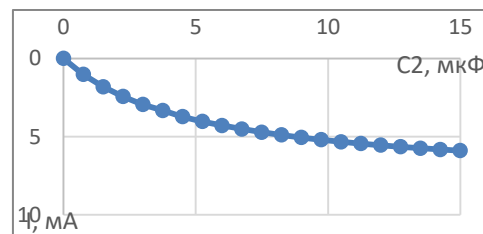
Промодельовавши еквівалентну схему, отримано характеристики при значеннях ємностей конденсаторів C_1 та C_2 у відношенні в 1, 2 та 3 рази, що показані на рис. 2.17 а, б, в, відповідно.



а



б



в

Рисунок 2.17 – Характеристики при різних значеннях ємностей конденсаторів C_1 та C_2 : у відношенні в 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.

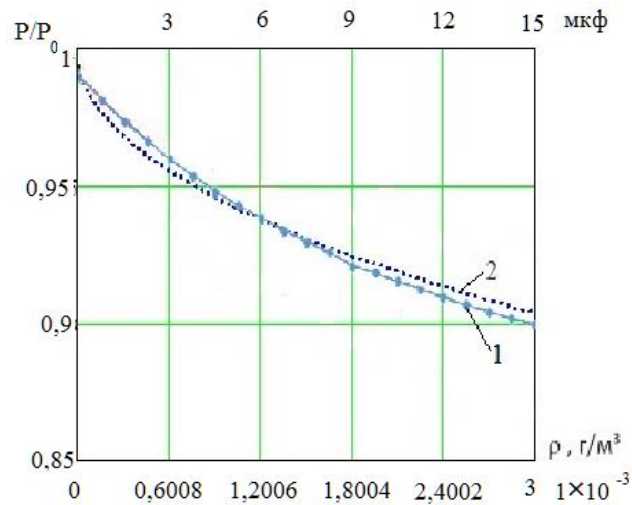


Рисунок 2.18 – Вихідні характеристики: 1 – запропонованої математичної моделі НВЧ вимірювального перетворення вологості природного газу; 2 – отриманої внаслідок моделювання еквівалентної схеми

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].

Таким чином 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 повинна містити вимірювальний та опорний канал.

Потужність випромінювання вимірювального каналу згідно (2.6) визначається

$$P_1 = P_0 \cdot e^{-\alpha^1 l}, \quad (2.20)$$

α^1 – загальний коефіцієнт поглинання вимірювального каналу.

Потужність випромінювання опорного каналу

$$P_2 = P_0 \cdot e^{-\alpha^{11} l}, \quad (2.21)$$

α^{11} – загальний коефіцієнт опорного каналу.

Знайшовши відношення згідно (2.21) P_1/P_2 отримаємо

$$\alpha^1 = \alpha^{11} + \ln \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{\frac{1}{l}} \quad (2.22)$$

Вимірювальний канал описується уже відомою формулою (2.17) з вихідною потужністю P_1 , а опорний можна описати, враховуючи, що парціальний тиск можна представити через його густину

$$\frac{P_2}{P_0} = e^{-\frac{2\pi l}{\lambda} \sqrt{\frac{1}{2} \frac{T_0}{T} (\sqrt{(\varepsilon'_{\text{с.г.}} - 1)^2 + (\varepsilon''_{\text{с.г.}} - 1)^2} - (\varepsilon'_{\text{с.г.}} - 1))}}. \quad (2.23)$$

При цьому вважається, що в опорний канал закачано технологічний газ при тиску, значення якого відповідає тиску 1 атмосфера й даний канал наповнювався при 0 °С.

Прологарифмувавши (2.13) та (2.23), отримаємо вираз для визначення абсолютної вологості водяної пари [101].

Вираз (2.24) є функцією вимірювального перетворення двоканального вимірювального перетворювача вологості природного газу.

$$\frac{\ln \frac{P_1}{P_0}}{\ln \frac{P_2}{P_0}} = \frac{\rho_{\text{в.п.}} \cdot \sqrt{\frac{T_0 R}{P_{\text{атм.}} \rho_{\text{в.}} \mu_{\text{в.}}} \cdot (\sqrt{\varepsilon_{\text{в.}}'^2 + \varepsilon_{\text{в.}}''^2} - \varepsilon_{\text{в.}}') + \sqrt{\frac{(P_{\text{г.}} \mu_{\text{в.}} - RT \rho_{\text{в.п.}}) T_0}{\mu_{\text{в.}} T P_{\text{атм.}}} \cdot (\sqrt{(\varepsilon_{\text{с.г.}}' - 1)^2 + (\varepsilon_{\text{с.г.}}'' - 1)^2} - (\varepsilon_{\text{с.г.}}' - 1))}{\sqrt{\frac{T_0}{T} (\sqrt{(\varepsilon_{\text{с.г.}}' - 1)^2 + (\varepsilon_{\text{с.г.}}'' - 1)^2} - (\varepsilon_{\text{с.г.}}' - 1))}}. \quad (2.24)$$

На рис. 2.19 показано характеристику математичної моделі двоканально-го НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу для двох значень температури газу 273К і 293К (Додаток И).

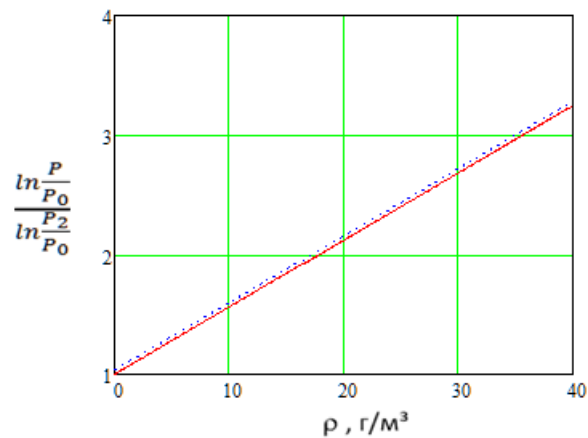


Рисунок 2.19 – Вихідна характеристика запропонованої математичної моделі двоканального НВЧ вимірювального перетворення вологості природного газу

Як видно з характеристики величина співвідношення вихідних сигналів в порівнянні з одно канальним збільшена в декілька разів, що дає змогу зменшити загальну похибку вимірювання. При цьому характеристики при різниці температур в 20⁰ С практично однакові, відхилення складає соті долі відсотка.

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

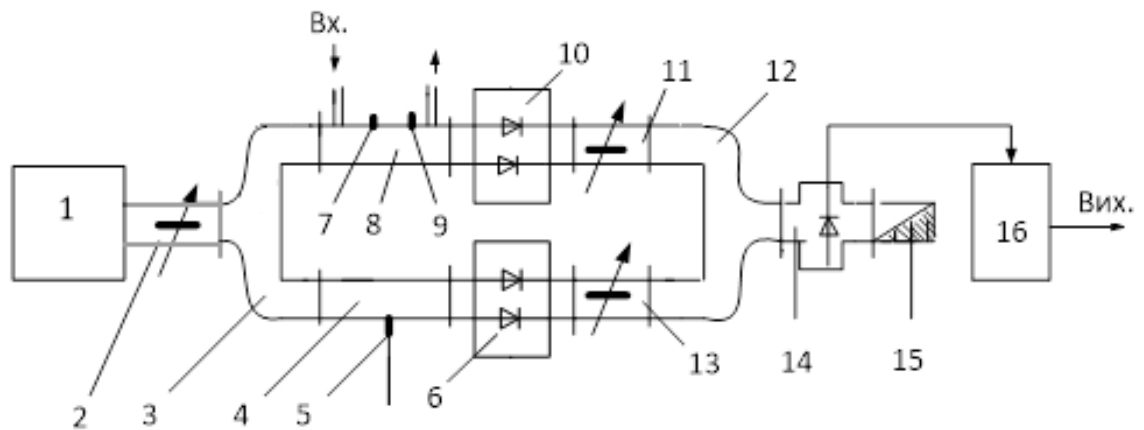


Рисунок 2.20 – Структурна схема двоканального НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу

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

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

НВЧ генератор 1 зібраний на ПІН-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 хвильоводна 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 хвильоводну секцію (вимірювальну кювету) 8 прокачується контрольований природний газ.

Порівняльна і вимірювальна кювети виконані у вигляді круглого хвильоводу з нержавіючої сталі діаметром 3см. Внутрішня порожнина хвильоводів 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 в залежності від рівня вхідного високочастотного сигналу, приходилось на його лінійну ділянку у всьому діапазоні вимірювання вологості природного газу.

Хвильоводний 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 досліджуваним газом. Крім цього температурний режим обох каналів однакових, що зменшує похибку вимірювання температури, оскільки розбіжність температури в каналах відсутня.

2.5 Висновки до розділу 2

1. Проведені дослідження об'єкта вимірювання та впливу НВЧ випромінювання на газове середовище. Обґрунтовано вибір хвильоводного НВЧ методу вимірювання вологості природного газу, в якому на відміну від відомих, запропоновано використання біжучої хвилі у хвильоводі, при цьому оцінюються зміни діелектричних властивостей газів при їх взаємодії з хвилями НВЧ діапазону.

2. Запропоновано математичну модель НВЧ вимірювального перетворення вологості природного газу, суть якого полягає у вимірювання потужності НВЧ сигналу біжучої хвилі на виході хвильоводу, зміна якого відповідає вологості газу.

3. Проведено дослідження залежності потужності біжучої хвилі від абсолютної вологості водяної пари при різних значеннях довжини проходження НВЧ сигналу у вологому середовищі з урахуванням температури та тиску.

4. Встановлено, що із зростанням абсолютної вологості водяної пари потужність випромінювання спадає за експоненціальному закону. Довжина електромагнітної хвилі, а також відстань проходження НВЧ сигналу визначає поріг чутливості вимірювального перетворення вологості. Крім цього встановлено, що значення похибки, яка вноситься впливом температури та тиску, є незначною. На основі проведених досліджень запропоновано структурну схему НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу, описано принцип його роботи.

5. Проведено моделювання процесу вимірювання вологості природного газу шляхом використання еквівалентної схеми, що описує бінарну гетерогенну систему, якій відповідає математична модель НВЧ вимірювального перетворення вологості природного газу. В результаті порівняння характеристики отриманої еквівалентної схеми та запропонованої математичної моделі НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу було встановлено, що похибка відхилення моделей не перевищує 3%.

6. Запропоновано двоканальний НВЧ вимірювальний перетворювач вологості природного газу та його математичну модель. Отримано функцію перетворення та статичну характеристику. Математична модель враховує значення діелектричної проникності газу вимірювального та опорного каналів, а також значення температури та тиску природного газу.

7. Описано принцип роботи НВЧ вимірювального перетворювача, який містить НВЧ генератор, атенюатор, хвилеводний трійник, хвилеводну секцію порівняння, датчик температури та тиску, комутатори каналів, вимірювальну кювету, підсилювач, індикаторний пристрій. Наявність опорного каналу дозволило підвищити точність вимірювання, оскільки двоканальна система нівелює нестабільність вхідного сигналу, що подається генератором, а також власні втрати потужності. Крім того, використання опорного каналу дозволяє знизити похибку вимірювання, оскільки діелектрична проникність газу практично не змінюється при зміні його складу.

8. Результати досліджень дають можливість стверджувати про перспективність НВЧ вимірювального перетворювача для практичного застосування вимірювання вологості природного газу з використанням біжучої хвилі.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА ЗАСОБУ ВИМІРЮВАННЯ ВОЛОГОСТІ

ПРИРОДНОГО ГАЗУ

В другому розділі дисертаційної роботи 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 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.

ЗКВПГ 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].

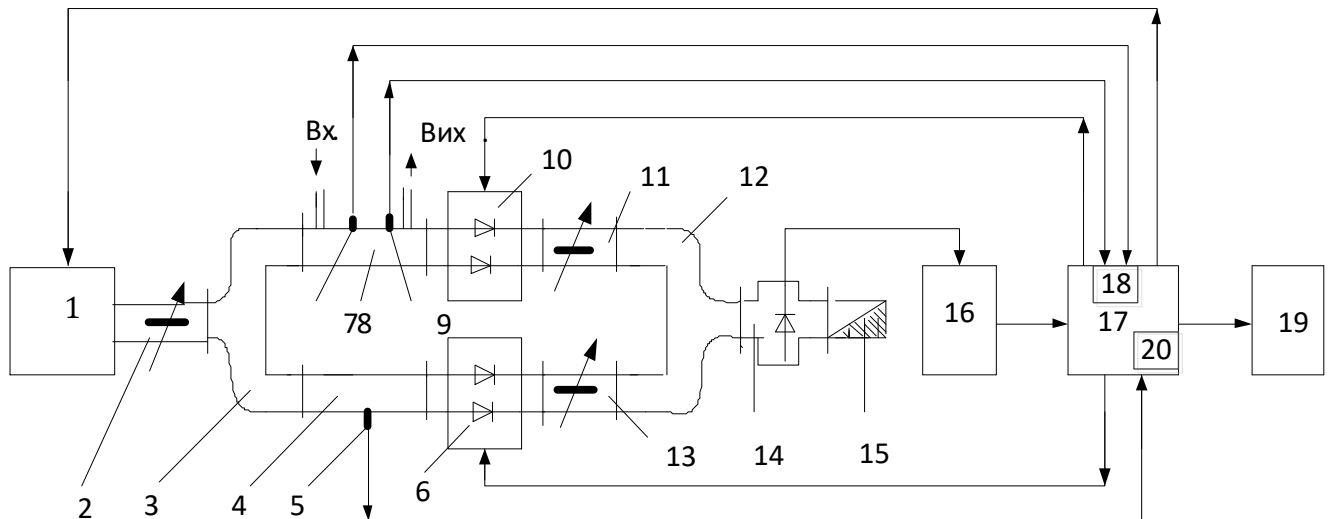


Рисунок 3.1 – Структурна схема засобу вимірювання вологості природного газу

Для реалізації засобу вимірювання вологості на основі запропонованих математичних моделей необхідно вибрати оптимальну довжину хвилі λ . Це пов'язано, як з чутливістю хвильоводного методу, так і з конструктивними особливостями хвильоводної техніки. Чим вище довжина хвилі ($\lambda > 3$ см), тим більше збільшуються габарити пристрою. Наприклад, при довжині хвилі $\lambda = 10$ см габарити хвильоводів збільшуються практично в два рази. При зменшенні довжини хвилі $\lambda < 3$ см габарити зменшуються, але зростає вартість хвильоводів, 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.

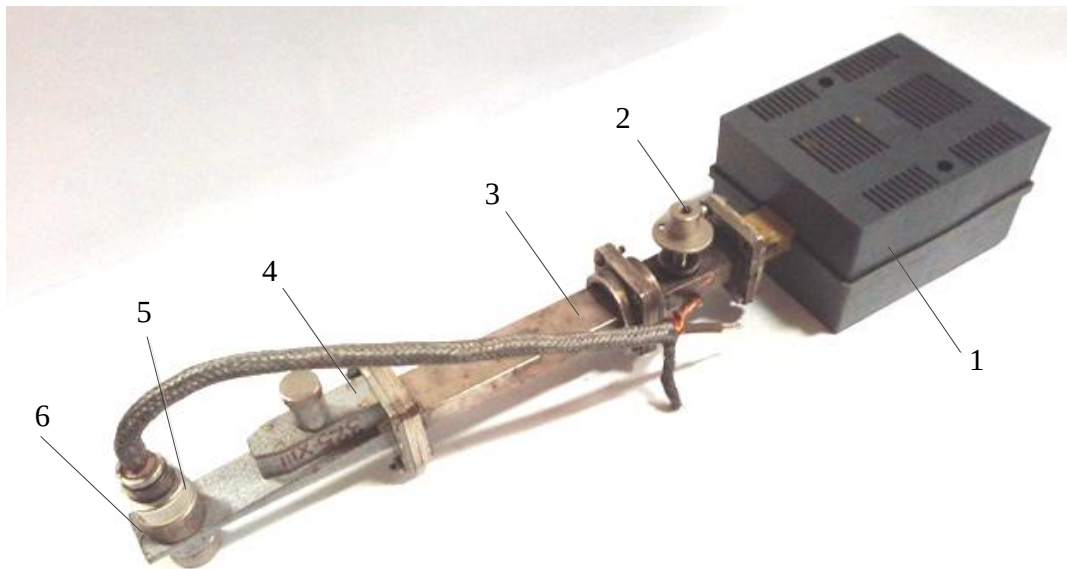


Рисунок 3.2 – Зовнішній вигляд однокального НВЧ засобу вимірювання вологості природного газу: 1 – НВЧ генератор з довжиною хвилі $\lambda = 3$ см, 2 і 4 – атенюатори, 3 – вимірювальна кювета, 5 – діодна секція, 6 – узгоджене навантаження

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 працює 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 восьми бітний 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 18B20, 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 високочастотної електромагнітної хвилі що виходить від генератора 1 через P_0 . Атенюатор 2 послаблює прохідну ВЕХ на величину K_1 .

Тобто потужність на виході атенюатора 2 P_1 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 порівну. Позначимо потужність ВЕХ вимірювального каналу через P_ϵ , а потужність ВЕХ порівняльного каналу через P_n . Отже,

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

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:

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

де K_2 – коефіцієнт втрат, пов'язаний з проходженням хвилеводної секції хвиле водного 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 порі-

вняння та втрати, пов'язані з проходженням ВЕХ через шар сухого повітря, що знаходиться в кюветі порівняння.

У вимірювальному перетворенні вологості, яке базується на використанні хвильоводного НВЧ методу біжучої хвилі, здійснюється ослаблення, яке відбувається при проходженні ВЕХ через газове середовище залежно від його діелектричної проникності згідно (2.27). Тоді потужність ВЕХ на виході кювети порівняння визначається як

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

де K_3 – коефіцієнт втрат, пов'язаний з проходженням ВЕХ через хвильоводну 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 хвильоводну 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 хвильоводну атенюаторну секцію 13 K_6 , отримаємо потужність на виході хвильоводної атенюаторної секції 13 P_4 :

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

Аналогічно позначимо коефіцієнт втрат при проходженні ВЕХ через відгалуження хвильоводного трійника 12 через K_7 . Відповідно, потужність ВЕХ на вході діодної хвильоводної секції 14 буде дорівнює P_5

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

Діод в хвильоводній секції 14 перетворює енергію змінної ВЕХ в постійний струм $I_{Д}$, величина якого пропорційна потужності сигналу, що надхо-

дить 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 таким чином, 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

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

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 ЗКВПГ.

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

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

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

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 π , λ 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 в залежності 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 (2.23).

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

де ε_1' , ε_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°C); 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 -

$$U_n = \frac{1}{2} K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot K_8 \cdot K_9 \cdot K_{10} \cdot P_0 \cdot e^{-(K_c - K_{t1} \cdot t) \cdot Z}. \quad (3.19)$$

За аналогією розглянемо роботу вимірювального каналу ЗКВПГ 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:

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

де a_2 – коефіцієнт ослаблення контрольованого газу.

Враховуючи (3.11), (3.12) $a_2 = K_{\kappa} \cdot Z$, де K_{κ} – показник ослаблення контрольованого повітря. Повітря в приміщенні в основному складається з суми показників ослаблення сухого повітря і водяної пари. Отже, показник ослаблення контрольованого повітря

$$K_{\kappa} = K_c + K_w, \quad (3.21)$$

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

$$K_w = \frac{2\pi l}{\lambda} \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \frac{P_{в.п.} \cdot 273,2}{P_{атм.} \cdot T} \cdot \frac{\rho_{в.п.}}{\rho_в} \left(\sqrt{\varepsilon_1'^2 + \varepsilon_1''^2} - \varepsilon_1' \right)} \quad (3.22)$$

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

Діелектрична проникність парів води при температурі 20°C становить $\varepsilon'_1 - 1 = 0,0000619$, а $\varepsilon''_1 - 1 = 0,0000314$ [96], [106]. Вона також залежить від температури.

Аналогічно до (3.18) зробимо корегування діелектричної проникності водяної пари в залежності 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°C; 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_ϵ 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_ϵ і U_n мікропроцесор 17 здійснює операцію ділення цих сигналів. Частка від ділення сигналів U_ϵ і U_n з урахуванням коефіцієнта перетворення K_{11} дорівнюватиме:

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

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

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

Напруга U_n та U_ϵ надходить на аналоговий вхід мікропроцесора 17, де перетворюється АЦП 18 з коефіцієнтом перетворення K_{12} в цифровий сигнал N . Тоді з врахуванням (14), (30) математичну модель засобу можна записати у вигляді [106] :

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

де N_1 – двійкове значення коду n -розрядного АЦП, що оцифровує напругу U_ϵ вимірювального каналу; N_2 – двійкове значення коду n -розрядного АЦП, що оцифровує напругу U_n порівняльного каналу; K_ϵ – коефіцієнт перетворення, пов'язаний з градуванням ЗКВПГ.

3.4 Визначення нижньої та верхньої градуєвальної 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_6 . Для цього в ручному режимі по черзі відкриваємо і закриваємо комутатори 11 і 13. Тоді вираз (3.28) набуде вигляду:

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

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

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

Операція логарифмування дозволила лінеаризувати експоненціальну характеристику U_6 в залежності від зміни діелектричної проникності контрольованих газових середовищ.

Отже, можна здійснювати первинне градуєвання засобу за двома точками: за точкою "нуль" абсолютної вологості і за точкою, що відповідає абсолютній вологості повітря в приміщенні, де проводиться градуєвання ЗКВПГ (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/м³.

Оскільки процес логарифмування лінеаризує експоненціальну залежність, то градувальну характеристику ЗКВПГ можна побудувати за двома точками: $W_0 = 0$ та $W = 12,111 \text{ г/м}^3$.

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

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

Відповідно до (3.28)

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

З урахуванням (3.29):

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

Вологість повітря W залежить прямо пропорційно від температурного показника ослаблення контрольованого повітря K_{wt} і обернено пропорційно від тангенса кута нахилу α 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 (г/м³), температури точки роси за вологою ТТРв (°C), температури точки роси за інеєм ТТРі (°C), відносної вологості (%), об'ємній концентрації вологості (ppmV).

3.5 Методика розрахунку вологості природного газу

Природний газ складається на 98 ÷ 99% з метану [107, 108]. Діелектрична проникність сухого метану дорівнює $\varepsilon_m' = 1,000953$ при 0 °C [96]. У кювету порівняння 4 закачане сухе повітря. Діелектрична проникність сухого повітря дорівнює $\varepsilon_c' = 1,0006258$ при 0 °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:

$$U_2 = \ln K_{11} + (-a_c + a_s) = \ln K_{11} + ((K_m + K_w) - K_{tm}), \quad (3.35)$$

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

$$K_{tm} = K_c + K_{n(0^\circ C)} - K_t \cdot (\pm t), \quad (3.36)$$

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

Отже:

$$U_2 = \ln K_{11} + ((K_m + K_w) - (K_c + K_{n(0^\circ C)} - K_t \cdot (\pm t))). \quad (3.37)$$

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 та природного газу та коефіцієнтів корегування та відносної похибки при їх застосуванні

$t, ^\circ\text{C}$	$\varepsilon_m' - 1$	$\varepsilon_m'' - 1$	$\varepsilon_c' - 1$	$\varepsilon_c'' - 1$	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 при їх застосуванні

K_n	$K_{n(0^\circ\text{C})} - K_{n(\pm 20^\circ\text{C})}$	K_{tm}	$\Sigma = K_c + K_{tm}$	$K_{tm} - \Sigma$	$\Delta K_{tm}, \%$
8	9	10	11	12	13
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 ε_m' , ε_c' і уявні ε_m'' , ε_c'' значення діелектричної проникності сухого метану та сухого повітря при температурах +20 °С, 0 °С і -20 °С, відповідно. В стовпцях 6, 7 наведені розрахункові значення зміни показника ослаблення K_c сухого повітря та показника ослаблення K_{tm} сухого метану при +20 °С, 0 °С і -20 °С [6]. В стовпці 8 – розрахункові значення зміни коефіцієнта поправки K_n при +20 °С, 0 °С і -20 °С, де $K_n = K_{tm} - K_c$. В стовпці 9 – розрахункові значення температурного поправочного коефіцієнта K_t при +20 °С, 0 °С і -20 °С, $K_t = K_{n(0^\circ\text{C})} - K_{n(\pm 20^\circ\text{C})}$. Розрахований середній температурний поправочний коефіцієнт – при значенні $t = 0^\circ\text{C}$). Середній температурний поправочний коефіцієнт віднесений до 1 °С становить $K_t = 0,000000535$. В стовпці 10 наве-

дені розрахункові значення поправочного коефіцієнта K_{tm} при $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$. $K_{tm} = K_{n(0^{\circ}\text{C})} - K_t \cdot (\pm t)$. $K_{tm(0^{\circ}\text{C})} = 0,0002924$ [7].

В стовпці 11 наведені значення суми показника ослаблення сухого повітря та розрахункового значення поправочного коефіцієнта $\Sigma = K_c + K_{tm}$. В стовпці 12 – значення різниці показника ослаблення K_{tm} сухого метану і суми показника ослаблення сухого повітря K_c з розрахунковим значенням поправочного коефіцієнта K_{tm} при $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$. В стовпці 13 – значення відносної похибки ΔK_{tm} при зміні температури контрольованого вологого метану відносно $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\Delta K_{tm} = 0,0202\%$ при $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ та $\Delta K_{tm} = 0,0125\%$ при $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Зі стовпця 13 видно, що відносна похибка ΔK_{tm} при зміні температури газу відносно $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ на $+1\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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 $\delta_{\Sigma} = f(\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n)$ й для врахування всіх похибок необхідно проаналізувати механізм і причини їх виникнення [110], [111]. Основні похибки, що виникають під час вимірювального перетворення, за місцем їх виникнення можна розділити на такі:

- похибка давача температури δ_T , яка вказується виробником;
- похибка давача тиску δ_P , яка вказується виробником;
- похибка НВЧ генератора і похибки формування вихідної потужності генератора δ_r [112],
- похибка приймача випромінювання, визвано шумами, $\delta_{пр}$, яка вказується виробником, а також визвана нелінійністю підсилення сигналу [104];

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

$$\delta_i = 1,44 \sqrt{\left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \delta_T\right)^2 + \left(\frac{\partial \rho}{\partial P_{\text{атм}}} \delta_P\right)^2 + \left(\frac{\partial \rho}{\partial \lambda} \delta_\lambda\right)^2 + \left(\frac{\partial \rho}{\partial \frac{P_0}{P}} \delta_{\text{пр}}\right)^2}. \quad (3.38)$$

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 δ_λ 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 δ_e , 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 має місце похибка, обумовлена тим, що функція обчислюється дискретно, тобто за допомогою АЦП.

Таким чином, загальна методична похибка:

$$\delta_{\text{м}} = \sqrt{\delta_{\text{м.м}}^2 + \delta_\lambda^2 + \delta_{\text{роз}}^2 + \delta_e^2 + \delta_{\text{АЦП}}^2}. \quad (3.39)$$

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

Загальна похибка вимірювань дорівнює сумі інструментальних і методичних похибок і складає 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.

В таблиці 3.3 в стовпцях 2 і 3 наведені дійсні та уявні значення зміни діелектричної проникності водяної пари ϵ_w' і ϵ_w'' при температурах +20 °C, 0 °C і -20 °C. В стовпці 4 розраховані значення показника ослаблення K_w при +20 °C, 0 °C і -20 °C згідно [106]. В стовпці 5 наведені зміни показника експоненти a_ϵ в залежності від зміни температури від 0 °C до -20 °C і +20 °C, де

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

Таблиця 3.3 – Значення показників відносної температурної похибки

t	$\epsilon_w' - 1$	$\epsilon_w'' - 1$	K_w	a_ϵ	$\Delta t, \%$
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 стовпці 6 наведені відносні похибки Δt при відсутності корегування за температурою при зміні температури контрольованого повітря від 0 °C до +20 °C і - 20 °C:

$$\Delta t = \frac{(a_{\theta(0^{\circ}\text{C})} \pm a_{\theta(20^{\circ}\text{C})}) \cdot 100\%}{a_{\theta(0^{\circ}\text{C})}} \quad (3.40)$$

Зі стовпця 6 видно, що відносна похибка Δt при відсутності корегування за температурою і при зміні температури повітря відносно 0°C на $+1^{\circ}\text{C}$ і -1°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 застосуванням.

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-и 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 нелінійність, інтегральна нелінійність і похибка квантування. Ці п'ять характеристик дозволяють повністю описати статичну похибка 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 склада-

ється 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 δ_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 - 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 δ_r – похибка вимірювання вологості, що зумовлена дією випадкових завад;

σ_r – значення СКВ цієї похибки.

3.7 Висновки до розділу 3

Запропоновано засіб вимірювального вимірювання вологості природного газу, основним елементом якого є НВЧ вимірювальний перетворювач, що використовує біжучу НВЧ хвилю, принцип роботи якого оснований на визначенні зміни діелектричних властивостей газів при їх взаємодії з хвилями НВЧ діапазону в результаті зміни потужності вихідного НВЧ сигналу.

Розроблено математичну модель запропонованого засобу вимірювального вимірювання вологості природного газу, яка враховує значення діелектричної проникності газу вимірювального та каналу порівняння, містить коефіцієнти корегування за температурою, використання яких дозволяє підвищити точність вимірювання вологості.

Виведені аналітичні залежності для оцінки основних статичних метрологічних характеристик засобу вимірювання вологості газу, розраховані теоретичні значення інструментальної, методичної та загальної похибки засобу вимірювання.

Проведено дослідження вимірювального каналу та каналу порівняння, коефіцієнта ослаблення, на основі якого здійснено корегування вимірювання вологості за температурою. Проведено аналіз температурних похибок, на основі якого можна зробити висновок, що для підвищення точності вимірювання вологості природного газу необхідно у вимірювальній та порівняльній кюветах встановлювати температурні датчики.

Проаналізовано вплив коефіцієнтів корегування за температурою на похибку вимірювання вологості, на основі якого можна зробити висновок, що використання показника ослаблення сухого повітря K_c , поправочного коефіцієнта $K_{n(0^\circ\text{C})}$ при 0°C і температурного поправочного коефіцієнта K_t дозволяє з високою точністю компенсувати різницю діелектричної проникності сухого метану і сухого повітря. Похибка при зміні температури від 0°C до 10°C не перевищує $0,01\%$, а відносна похибка Δt при відсутності корегування за температурою і при зміні температури повітря відносно 0°C на $+1^\circ\text{C}$ і -1°C

призводить до похибки $\pm 0,18\%$. Оцінено середній температурний поправочний коефіцієнт, що віднесений до $1\text{ }^{\circ}\text{C}$, становить $K_t = 0,000000535$.

Встановлено, первинне градуювання засобу вимірювання можна здійснювати за двома точками: за точкою "нуль" абсолютної вологості і за точкою, що відповідає абсолютній вологості повітря в приміщенні, де проводиться градуювання (так як у вимірювальну кювету 8 закачується повітря з цією ж вологістю). Верхня межа діапазону вимірювання вологості встановлюється за бажанням замовника, але при цьому необхідно враховувати вимогу роботи діода на предмет лінійності вольтамперної характеристики.

Оцінено можливі значення інструментальних та методичних похибок вимірювань концентрації газів за допомогою розробленого засобу. Встановлено, що загальна похибка вимірювань не перевищує $2,43\%$, клас точності – 2,5.

Отримані наукові результати опубліковано в [102], [109].

РОЗДІЛ 4

АПАРАТНО-ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ НВЧ ЗАСОБУ ВИМІРЮ- ВАННЯ 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 вимірювального вимірювання вологості природного газу.

Отже в першу чергу розробник повинен задатися питанням яка величина є вхідною, а яка вихідною для даного 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 повинен 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 повинен 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 ви-

падку для вимірювання вологості був вибраний НВЧ метод, який був 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 включає 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 повинно 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 метрологічного, розроблення ескізного проекту,

Послідовність дій з проектування засобу вимірювального 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 дозволяє визначити густину а отже і діелектричну проникність водяної пари. Запропонований підхід дозволяє визначи-

ти показники поглинання досліджуваних речовин, отримати теоретичну характеристики коефіцієнта поглинання затухання НВЧ сигналу. Після цього можна використовувати – експоненціальний закон затухання сигналу (формули 2.9, 2.17) [110], [111].

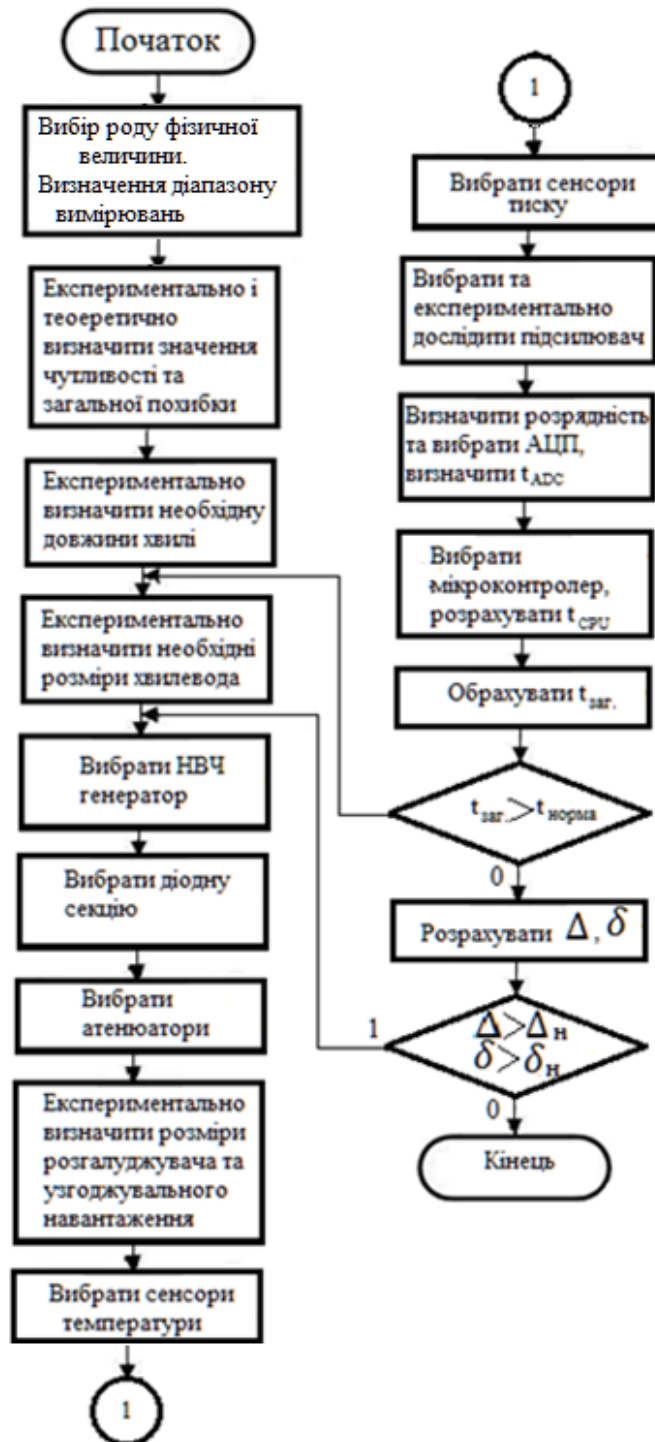


Рисунок 4.1 – Алгоритм проектування засобу вимірювання вологості газів

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 дозволяє визначити густину а отже і діелектричну проникність водяної пари. Запропонований підхід дозволяє визначити показники поглинання досліджуваних речовин, отримати теоретичну характеристики коефіцієнта поглинання затухання НВЧ сигналу. Після цього можна використовувати експоненціальний закон затухання сигналу (формули 2.9, 2.17) [79], [97], 1[01], [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], 122].

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

Джерело НВЧ сигналу повинно відповідати таким вимогам: малі габаритні розміри і маса, тривалий час роботи, стабільність, надійність, високий ККД, низька напруга живлення. При цьому завжди необхідно, 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, використовуваного в засобі вимірювання вологості, повинні добре поєднуватись з характеристиками приймача, то переважно найбільш доцільно використовувати малопо-

тужні генераторні тунельні діоди, які повною мірою відповідають наведеним вимогам [109], [111], [116].

Тип використовуваного 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 повинно бути відомим залежність випрямленого струму, а також втрат від неперервної падаючої НВЧ потужності.

При проектуванні важливою характеристикою є мінімальна (порогова) потужність, яку може реєструвати детектора на фоні шумових характеристик приймача. Вимірювальну схему слід 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 виміряної 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. Таким чином, витрати часу на вимірювальне перетворення T можна обрахувати з формули

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

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 вимірювального вимірювання вологості газу можна проілюструвати алгоритмом, наведеним на рис. 4.2.

Перед початком кожного наступного вимірювального вимірювання відбувається перевірка: чи виконані всі з заданих N вимірювань. Після проведення заданої кількості вимірювань проводиться їх усереднення. При цьому придатним значенням вологості ρ_x за стандартних умов (газ вважається сухим) повинно бути меншим за $1,703 \text{ г/м}^3$ (згідно до технічних вимог 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 ма-

ксимально можливого його парціальному тиску при даній температурі або як відношення густини водяної пари у вологому газі до максимально можливої густини пара при одних і тих ж тиску і температурі [4].

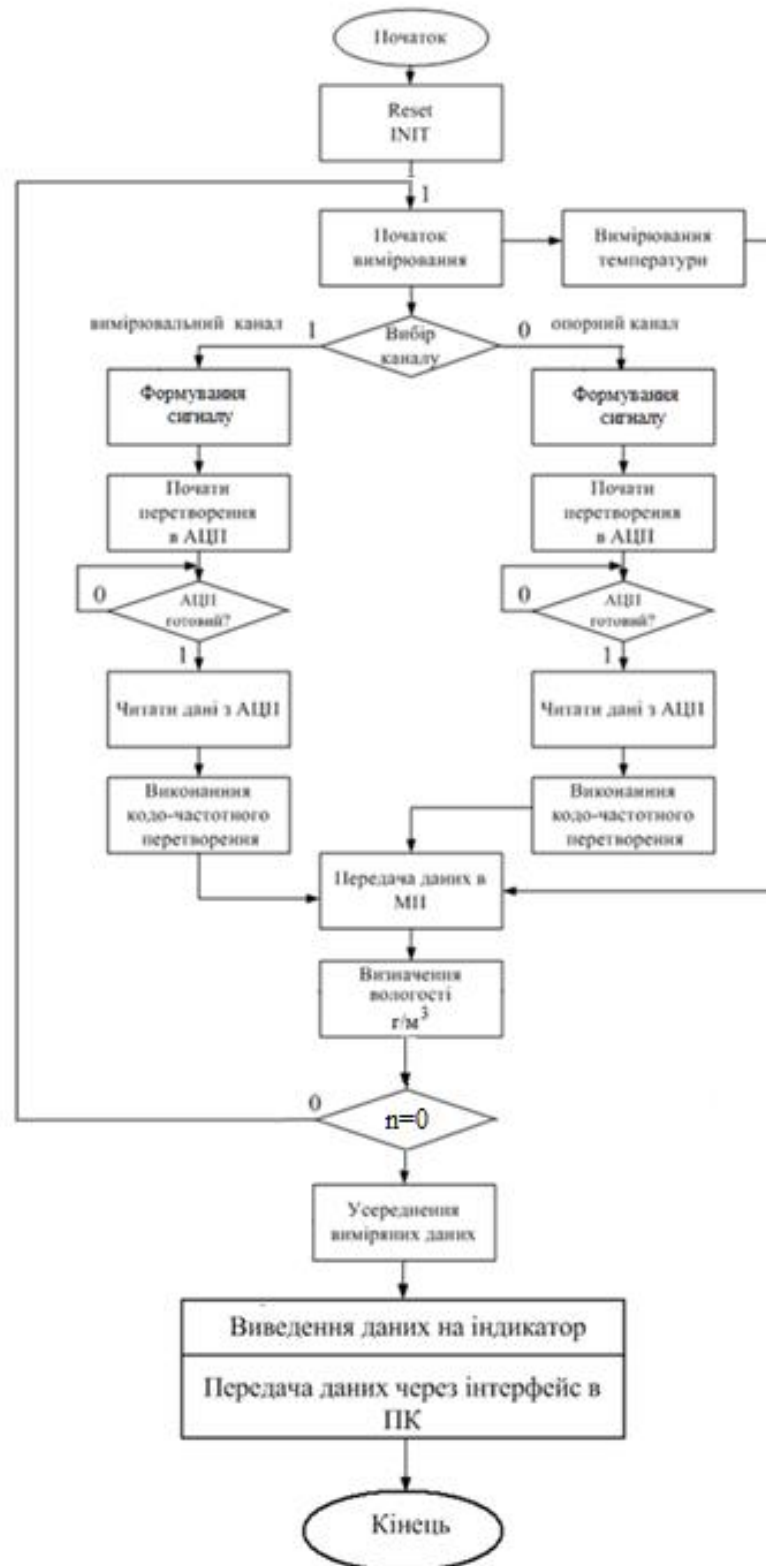


Рисунок 4.2 – Алгоритм вимірювання вологості газу

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.

4.3 Експериментальні дослідження НВЧ вологоміра природного газу

Для підтвердження роботи запропонованого засобу вимірювання проведено 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 ЗКВПГ-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 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. Ротаметр РМ-А. Верхня межа вимірювань 0,0025 м³/год. Основна допустима похибка складає ± 4 % від верхньої межі вимірювань.

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

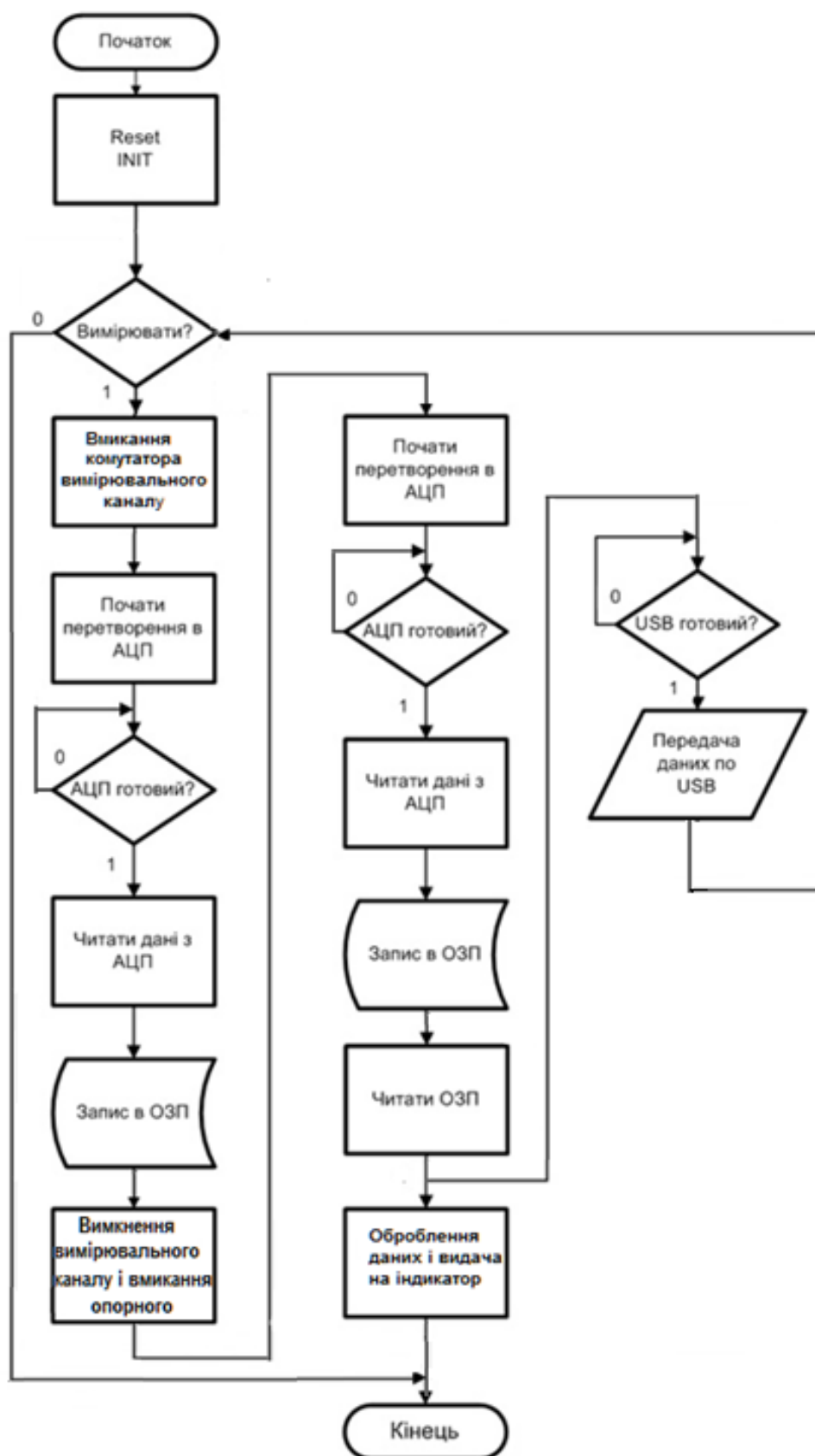


Рисунок 4.3 – Алгоритм роботи мікроконтролера

Як зразковий пристрій для вимірювання точки роси газу використовувався 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 відтворення результатів вимірювання та стабільно генерує рівні вологості в діапазоні – 100..+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..+20 °C, які задаються користувачем. В заводській конфігурації можливі такі значення точки роси: –100, – 90, – 80, – 70, – 60, – 50, – 40, – 30, – 20, – 10, 0, +10 та +20 °C. Точність системи введення пари VDS-3 складає $\pm 0,2$ °C точки роси. Габаритні розміри системи: 1020×555×600, 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..+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 використовується 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 вимірянних 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 по-

слідовний кабель, роз'єм для якого знаходиться на задній панелі вимірювача і позначається "RS23".

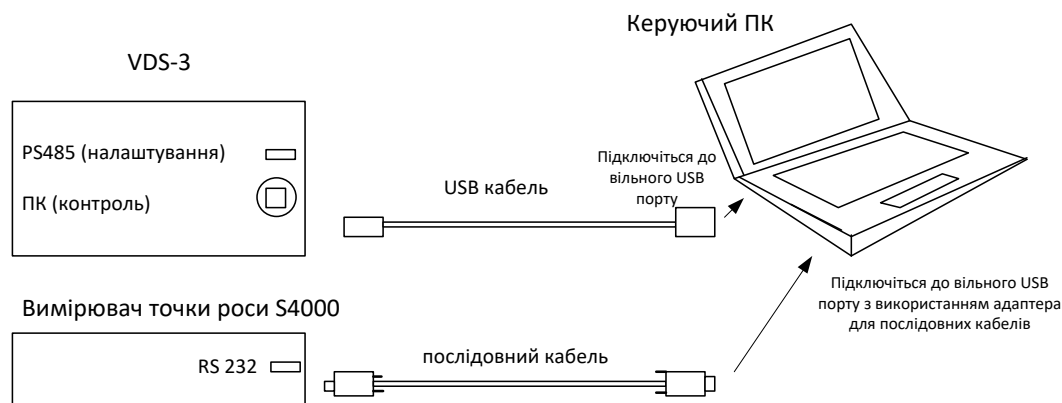


Рисунок 4.5 – Підключення кабелів до системи введення пари;
вимірювача точки роси та керуючого ПК

Вимірювачі точки роси серії 4000 базуються на використанні принципу охолоджуваного дзеркала. Вони дозволяють вимірювати температуру точки роси з дискретністю 0,01 °C. 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 забезпечують експеримент. На рис. 4.6 показано зовнішній вигляд вимірювача, 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 вимірювального вимірювання до входу калібрувальної системи.

3. Під'єднати газовий вихід засобу вимірювального 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 вимірювального вимірювання газу, який налаштований на розбалансовану напругу зворотного зв'язку аналізатора.



Рисунок 4.6 – Зовнішній вигляд вимірювача НВЧ вологості -1 та керуючого ПК і система з'єднань

Експериментальні дослідження похибок засобу вимірювального 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°C т. т. р. до 10°C т. т. р., що відповідає в одиницях абсолютної вологості в діапазоні від $0,454\text{ г/м}^3$ до $9,4\text{ г/м}^3$. При дослідженні характеристик засобу вимірювального вимірювання проводились вимірювання при густині вологості газу $1,167\text{ г/м}^3$, що відповідала -19°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 побудовані на рис. 4.11. 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°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. Струмінь зразковою проби вологості газу виходила з силіконової трубки, яка під'єднується до штуцера вимірювальної кювети 3 макета НВЧ вологоміра. Витрата газу була $0,5\text{ л/с}$.

Дослідження НВЧ вологоміра проводилися при температурі 20°C , тиску одна атмосфера та швидкості потоку газу 10 л/хв . Розхід газу складав 2

дм³/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. Теоретична та експериментальна статичні характеристики показано на рис. 4.7 (Додаток К).

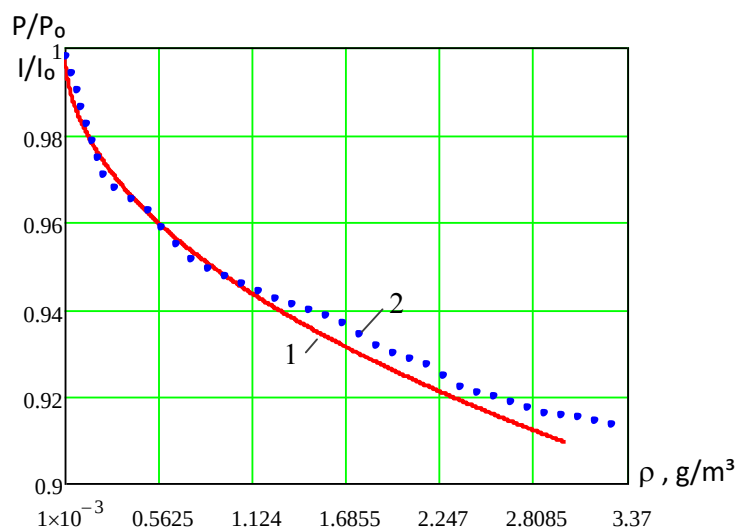


Рисунок 4.7 – Теоретична 1 та експериментальна 2 статичні характеристики

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

Результати експериментальних досліджень вимірювання вологості наведені на рис. 4.8.

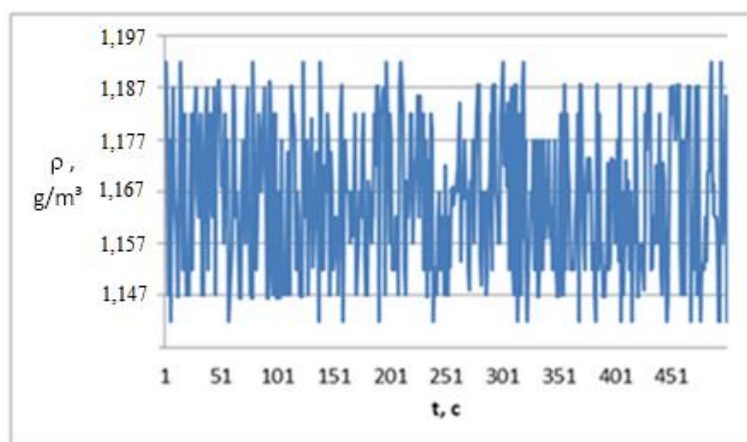


Рисунок 4.8 – Зміна вологості газу в часі

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

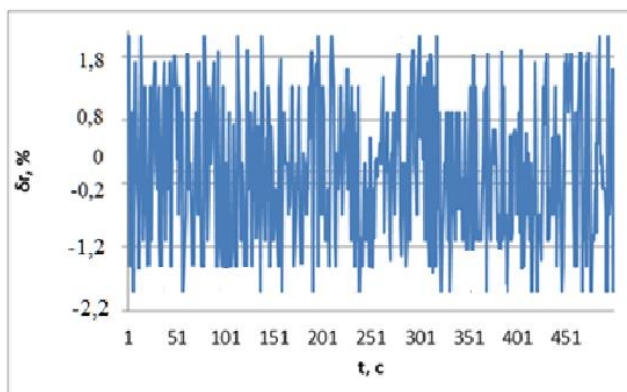


Рисунок 4.9 – Зміна відносної похибки в часі

Аналіз експериментальних досліджень вологості показує, що максимальне значення зведеної похибки вимірювання не перевищує 2,5 %, клас точності складає 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	$P/P_0=0,94$ ($^{\circ}\text{C}$ т.т.р.= – 19), $1,167 \text{ г/м}^3$
Кількість значень	500
Мінімальне значення, г/м^3	1,1436
Максимальне значення, г/м^3	1,1903
Середнє арифметичне, г/м^3	1,1686
Середньоквадратичне відхилення г/м^3	0,0065
Абсолютна похибка г/м^3	0,029
Довірчий інтервал, г/м^3	1,169 1,165
Chi ² -тест	S = 19,99

Статистичні оцінки для експериментальних даних та перевірка гіпотези на нормальний закон розподілу проводилися за допомогою програми Ntmeri 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 (Додаток Л).

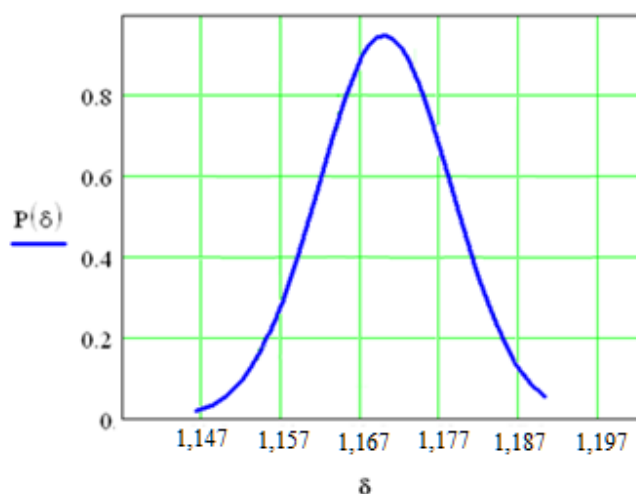


Рисунок 4.10 – Закон розподілу контрольованої величини

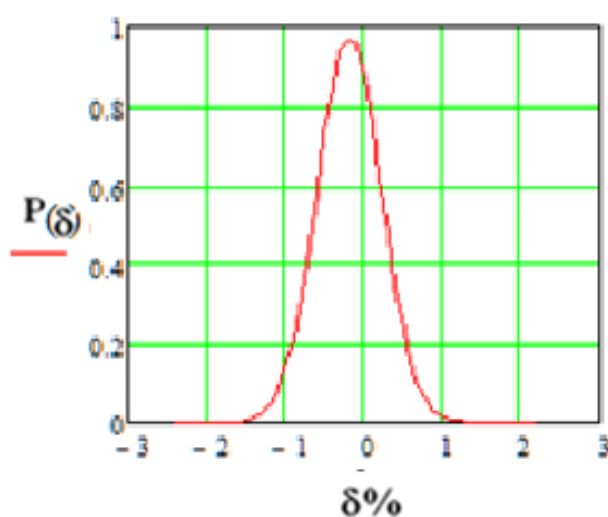


Рисунок 4.11 – Закон розподілу відносної похибки вимірювання абсолютної вологості газу

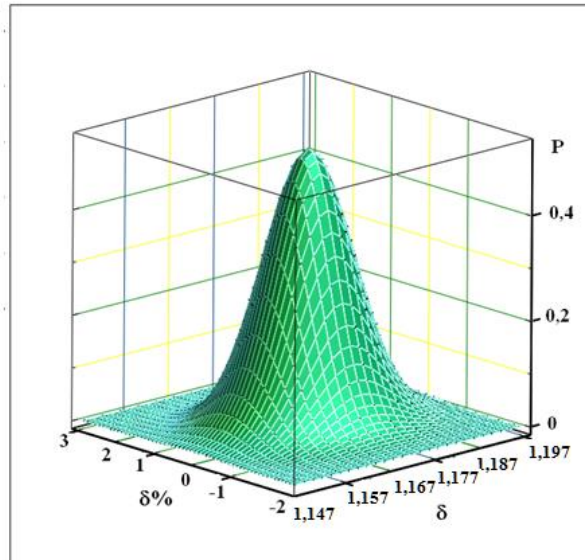


Рисунок 4.12 – Сумісний закон розподілу

Аналіз експериментально отриманих законів розподілу (див. рис. 4.10 – 4.12) показав, що в отриманих результатах має місце 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°C 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.

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

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

Експериментальне значення середнього квадратичного відхилення:

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

Середнє квадратичне відхилення середнього арифметичного:

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

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

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

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

Переходимо до аналізу опосередкованого вимірювання температури точки роси.

3. Визначаємо значення математичного очікування густини вологого газу яке відповідає $1,1667 \text{ г/м}^3$.

СКВ опосередкованого вимірювання густини вологого газу визначаємо за формулою:

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

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

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

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

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 $P = 0,97$.

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

Результат опосередкованого вимірювання густини:

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

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.

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

Технічні характеристики	Засоби вимірювання вологості	
	ЗВВПГ-1	НВЧ-вологодір (ВолгоУралНИПИ- газ)
Температура газу, що аналізується, °С	-20...+40	-20...+40
Діапазон вимірювання вологості (°С т. т.р., абс. вологість г/м ³)	-30° С ... 30°С, 0,454....30,37	-30° С ... 30°С, 0,454....30,37
Чутливість, мА/г/м ³	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	320x90x65	195x155x135
Вага, кг.	6,6	8,5
Вартість, грн.	11000	28000

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.

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, найважливішим перевагою методу НВЧ-засобу для вимірювання вмісту вологи природного газу є висока чутливість, безінерційне вимірювання, відсутність впливу на досліджуваний газ.

Таким чином, 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.

4.6 Висновки до розділу 4

Розроблено інженерну методику проектування НВЧ засобу вимірювання вологості газу, на основі якої розроблено функціональну та електричну принципову схеми, виготовлено експериментальний зразок засобу вимірювання та проведені його експериментальні дослідження.

Розроблено алгоритми та програмне забезпечення для отримання та обробки -вимірювальної інформації, що дозволило скоротити трудомісткість та затрати часу на отримання, обробку та зберігання інформації.

Запропоновано методику експериментальних досліджень розробленого засобу. Проведені дослідження дали змогу отримати 256 значень у діапазоні абсолютної вологості від $0,454 \text{ г/м}^3$ до $17,0 \text{ г/м}^3$. Встановлено, що засіб дозволяє вимірювати вологість в заданому діапазоні. Аналіз результатів експериментальних і теоретичних досліджень НВЧ вологоміра показав, що похибка запропонованої моделі не перевищує 7%.

При дослідженні характеристик засобу вимірювання проводились вимірювання абсолютної вологості газу при $1,167 \text{ г/м}^3$, що відповідає -19°C температури точки роси. Протягом 30 хв. досліджень отримано 500 точок. Значення вологості газу задавалося калібрувальною системою Michell Dew Point Calibration System. За результатами вимірювань вологості оцінено основні статистичні характеристики ($\text{СКВ}=0,5 \cdot 10^{-5} \text{ г/м}^3$) та побудовано закони розподілу контрольованої величини, відносної похибки вимірювання вологості та сумісний закон розподілу, при цьому абсолютна похибка не перевищує $0,029 \text{ г/м}^3$. Підтверджено високу збіжність результатів дослідження.

Наведено порівняльні характеристики розробленого засобу та потокового НВЧ вологоміра, розробником якого є ВолгоУралНИПИ-газ. За результатами порівняння, можна зробити висновок про відповідність розробленого засобу вимірювання вологості поставленим вимогам, оскільки розроблений засіб дав змогу підвищити чутливість і точність вимірювання.

Отримані наукові результати опубліковано в [127], [128], [131], [132].

ВИСНОВКИ

В ході виконання роботи розв'язано важливу науково-практичну задачу підвищення точності та вірогідності вимірювання вологості природного газу в потоці на основі використання дієлькометричного методу.

В загальному по роботі можна зробити такі висновки:

1. Проаналізовано існуючі методи вимірювання вологості газу та виділено їх основні недоліки. Наведено класифікацію за характером фізичної величини. Встановлено, що до найбільш поширених методів вимірювання вологості газів належать тільки п'ять основних практичних і найбільш поширених методи вимірювання вологості газів: дієлькометричні, конденсаційні, електролітичні, ємнісні, мікровагові. Однак, ці методи мають ряд недоліків і вимагають подальшого вдосконалення.

2. Виконано порівняльний аналіз методів із засобів, що мають найбільше практичне застосування для вимірювання вологості природного газу і які в повній мірі задовольняють умови, в яких виконується контроль вологості. Запропоновано шляхи подальших досліджень і взято за основу удосконалення дієлькометричного НВЧ методу та розробка на його основі засобу вимірювання вологості природного газу.

3. Проведено аналіз взаємодії НВЧ випромінювання з вологим газом. Запропоновано модель перенесення випромінювання в середовищі вологого газу та визначення абсолютної вологості. Результати досліджень показали, що робочою довжиною хвилі, на якій відбувається максимальне затухання надвисокочастотна хвиля на довжині 3 см.

4. Отримав подальший розвиток дієлькометричний НВЧ метод вимірювання вологості природного газу, який на відміну від відомих, відрізняється тим, що значення вологості газу отримують на основі співвідношення показників поглинання природного сухого газу та водяної пари в результаті використання «біжучої» НВЧ хвилі певної довжини та запропоновано одноканальний та двоканальний вимірювальні перетворювачі

для його здійснення, що дало змогу зменшити кількість контрольованих параметрів і забезпечити підвищення точності та високу збіжність результатів вимірювання.

5. Розроблено математичні моделі одноканального та двоканального вимірювальних перетворювачів вологості природного газу. Отримано функції перетворення та їх статичні характеристики. Доведено, що при використанні двоканальної схеми мультиплікативна похибка, яка виникає в процесі нестабільності джерела НВЧ сигналу, девіації частоти та власних втрат хвилеводів зменшується в 1,3-1,5 рази.

6. Отримала подальший розвиток математична модель НВЧ засобу вимірювання вологості, що дало змогу отримати рівняння перетворення, яке однозначно пов'язує вихідну величину – значення потужності певної довжини хвилі НВЧ генератора та вхідну – значення абсолютної вологості, що дозволило отримати статичну характеристику й розробити принципово новий засіб вимірювання вологості зі стабільними метрологічними та експлуатаційними характеристиками.

7. Розроблено структурну схему НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу, описано принцип його роботи. Проведено моделювання процесу вимірювання вологості природного газу шляхом використання еквівалентної схеми, що описує бінарну гетерогенну систему, якій відповідає математична модель НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу. В результаті порівняння характеристики отриманої еквівалентної схеми та запропонованої математичної моделі НВЧ вимірювального перетворювача вологості природного газу встановлено, що похибка відхилення моделей не перевищує 3%.

8. На основі проведених досліджень запропоновано НВЧ засіб вимірювання вологості природного газу та його математична модель. Дослідження НВЧ засобу показали, що наявність порівняльного каналу дозволило підвищити точність вимірювання, оскільки двоканальна система, на

відміну від одноканальної, нівелює нестабільність значення вхідного сигналу, що подається генератором.

9. Описано принцип роботи засобу вимірювального вимірювання вологості природного газу, який містить надвисокочастотний генератор, атенюатори, хвилеводні трійники, хвилеводну секцію порівняння, сенсори температури та тиску, комутатори порівняльного та вимірювального каналів, вимірювальну кювету, підсилювач, мікропроцесор, індикаторний пристрій.

10. Виведені аналітичні залежності для оцінки основних статичних метрологічних характеристик засобу вимірювання вологості газу, розраховані теоретичні значення інструментальної, методичної та загальної похибки засобу вимірювання. Встановлено, що загальна похибка вимірювань не перевищує 2,43 %, клас точності – 2,5.

11. Проведено аналіз температурних похибок. Проаналізовано вплив коефіцієнтів корегування за температурою на похибку вимірювання вологості, на основі якого можна зробити висновок, що використання показника ослаблення сухого повітря K_c , поправочного коефіцієнта $K_{n(0^\circ\text{C})}$ при 0°C і температурного поправочного коефіцієнта K_t дозволяє з високою точністю компенсувати різницю діелектричної проникності сухого метану і сухого повітря. Похибка при зміні температури від 0°C до 10°C не перевищує 0,01%, а відносна похибка Δt при відсутності корегування за температурою і при зміні температури повітря відносно 0°C на $+1^\circ\text{C}$ і -1°C призводить до похибки $\pm 0,18\%$. Оцінено середній температурний поправочний коефіцієнт, що віднесений до 1°C , становить $K_t = 0,000000535$.

12. Запропоновано методику експериментальних досліджень розробленого засобу. Аналіз результатів експериментальних досліджень показав, що застосування двоканальної схеми вимірювального перетворювача забезпечує відсутність інерційності й дозволяє застосовувати розроблений засіб вимірювання газу в потоці та здійснювати безперервний контроль стану обладнання в умовах експлуатації.

13. Розроблено інженерну методику проектування НВЧ засобу вимірювання вологості газу, на основі якої розроблено функціональну та електричну принципову схеми, виготовлено експериментальний зразок засобу вимірювання та проведені його експериментальні дослідження. Розроблено алгоритми та програмне забезпечення для отримання та обробки контрольної-вимірювальної інформації.

14. Запропоновано методику експериментальних досліджень розробленого засобу. Проведені дослідження дали змогу отримати 256 значень у діапазоні абсолютної вологості від $0,454 \text{ г/м}^3$ до $17,0 \text{ г/м}^3$. Встановлено, що засіб дозволяє вимірювати вологість в заданому діапазоні. Аналіз результатів експериментальних і теоретичних досліджень НВЧ вологоміра показав, що похибка запропонованої моделі не перевищує 7%. При дослідженні характеристик засобу вимірювання проводились вимірювання абсолютної вологості газу при $1,167 \text{ г/м}^3$, що відповідає -19°C температури точки роси. Протягом 30 хв. дослідження отримано 500 точок. Значення вологості газу задавалося калібрувальною системою *Michell Dew Point Calibration System*. За результатами вимірювань вологості оцінено основні статистичні характеристики та побудовано закони розподілу контрольованої величини, відносної похибки вимірювання вологості та сумісний закон розподілу, при цьому абсолютна похибка не перевищує $0,029 \text{ г/м}^3$. Підтверджено високу збіжність результатів дослідження.

15. Наведено порівняльні характеристики розробленого засобу вимірювання вологості природного газу та потокового НВЧ вологоміра, розробником якого є ВолгоУралНИПИ-газ. За результати порівняння, можна зробити висновок про відповідність розробленого засобу вимірювання вологості поставленим вимогам, оскільки розроблений засіб дав змогу підвищити чутливість і точність вимірювання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] С.В. Лозинський, В. О. Бакастов, 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, 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*, 319 с. 1981.
- [6] І. С. Крук, О. М. Химко, О. І. Крук, Довідник, Якість природних, *Наука-УЦЕБОП*, 407 с. 2010.
- [7] Ж. А. Даев, 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, 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» Збірник наукових праць*, №2 (18), с. 67-77, 2010.
- [11] В. В. Пеклер, Г. М. Мамонтов, Состояние и перспективы развития гигрометров и средств их метрологического обеспечения, *Датчики и системы, Недра*, №1, с. 33-38, 2006.
- [12] А. В. Елистратов, М. В. Елистратов, В. А. Истомин, Определение точки росы газа контактным методом, Газификация. Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа, *«ИРЦ Газ-пром»*, № 1, с. 36-44, 2001.

- [13] Й. Й. Білінський, Б. П. Книш, 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, В. А. Подрешетников, Контроль состава и качества природного газа, *Недра*, 345 с., 1983.
- [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, 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, Э. С Мусаев, Оптические методы и устройства контроля влажности, *Энергоатомиздат*, с. 96, 1986.
- [21] Ю. А. Ивченко, А. А. Федоров, Чем измерить влажность? Датчики и системы, № 8, с. 53 – 54, 2003.
- [22] М. А. Берлинер, Измерения влажности, *Энергия*, с. 400 1973.
- [23] А. Л. Халиф, Е. И. Туревский, 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 [Електронний ресурс]: промисловий каталог, *COSA Instruments*. Режим доступу : <http://www.cosa-instrument.com/Products/Products.html>.
- [25] Измерение влажности природного газа [електронний ресурс] : промисловий каталог, *Artvik*, Режим доступу: http://www.artvik.ru/pdf/analyzers_appl/moisture_in_natural_gas_rev3.pdf.

- [26] А. В. Поляков, И. Е. Заднепрятный, В. Б. Поляков Пьезоэлектрические кварцевые резонаторы и их применение в датчиках, *ООО, СКТБ ЭлПА*, Режим доступа до журн. : <http://www.sktbelpa.ru/quartzcrystalsandsensors.pdf>.
- [27] Анализатор влажности природного газа, модель 5812 [Электронный ресурс] : промышленный каталог, *Artvik*, Режим доступа: http://www.artvik.ru/pdf/analyzers_appl/moisture_in_natural_gas_rev3.pdf.
- [28] Ассортимент выпускаемой продукции [Электронный ресурс]: промышленный каталог, *Toros*, Режим доступа: <http://toros.kiev.ua/prod.html>.
- [29] В. А. Іщенко, В. Г. Петрук, Високочутливі засоби вимірювання малих концентрацій газів : монографія /– *Вінниця : ВНТУ*, с. 152, 2010.
- [30] П. Р. Исмагуллаев, А. Б. Гринвальд Теоретическое и экспериментальное исследование сверхвысокочастотного метода измерения влажности материалов, *Ташкент*, с. 84, 1982.
- [31] Бензарь В. К. Техника СВЧ-влажнометрии, *Высшая школа*, с. 352, 1974.
- [32] Г. М. Мутанов, Г. К. Шадрин, Н. В. Аринова, Измерение влагосодержания силикатной смеси, на II-ой Международ. науч.-практ. Конф. *Состояние, проблемы и перспективы информатизации в РК*, Усть-Каменогорск, с. 80–87, 2005.
- [33] Р. Уоррэл, Психрометрическое определение относительной влажности воздуха при температуре, превышающей 100 °С, *Гидрометеиздат*, с. 300, 1967.
- [34] Ц. Н. Рогинская, А. И. Финкельштейн, Промышленные ИК-спектрометры, *Аналитическая химия*, № 3, с. 360–361, 1959.
- [35] З. Ю. Готра, В. Вуйцик, О. З. Готра Мікроелектронні сенсори фізичних величин : науково-навчальне видання, Том 2, *Львів: Ліга, Прес*, с. 595, 2003.
- [36] В. А. Зайцев, А. А. Ледохович, Г. Т. Никандрова, Влажность воздуха и ее измерение, *Машиностроение*, с. 112, 1974.
- [37] И. А. Соков, Г. Д. Вапняр. Метрологическое обеспечение гигрометрии: Обзорная информ, Сер. «Метрологическое обеспечение измерений», *ВНИИКИ*, с. №5–211. 1982.
- [38] Н.П. Федоров, Н.П. Федоров, П.А., Федюнин, В.А. Русин Поверхностные волны и микроволновые устройства контроля электрофизических параметров магнитодиэлектрических покрытий на металле, *«Издательство Машиностроение-1»*, с. 196, 2004.

- [39] Wang, J., Zhang, H., Cao, Z., Zhang, X., Yin, C., Li, K., Zhang, G., & Yu, B. (2016). Humidity sensor base on the ZnO nanorods and fiber modal interferometer. *Proc. SPIE 9685, 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. <https://doi.org/10.1117/12.2244482>
- [40] А. А. Єфіменко, А.М. Науменко, Вимірювання вологості в області гігрометрії 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, Hyang Hee Choi, Jong-Gwan, Real-time Humidity Sensor Based on Microwave Resonator Coupled with PEDOT:PSS Conducting Polymer Film, *Scientific REPORTS*, P. 1-8, 2018.
- [42] ДСТУ ISO 10101-1:2007 Природний газ. Визначення вмісту води методом Карла Фішера. Частина 1. Вступ (ISO 10101-1:1993, IDT);
- [143] ДСТУ ISO 10101-2:2007 Природний газ. Визначення вмісту води методом Карла Фішера. Частина 2. Методика титрування (ISO 10101- 2:1993, IDT);
- [44] ДСТУ ISO 10101-3:2007 Природний газ. Визначення вмісту води методом Карла Фішера. Частина 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: УІПА*, с. 131, 2013,
- [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, pp. 1-10. 2012. doi:10.1088/0957-0233/23/1/014004.
- [50] Т Виглеб. Датчики, *Мир*, с. 196 1989.
- [51] Л. А. Осипович Датчики физических величин, *Машиностроение*. с. 159, 1979.
- [52] В. С. Осадчук, О. В. Осадчук, та А. Ю. Савицький, Радіовимірювальні перетворювачі вологості на основі МДН-структур, *Вінниця : ВНТУ*, с. 159, 2015.
- [53] А. В. Поляков, И. Е. Заднепрятный, В. Б. Поляков, Пьезоэлектрические кварцевые резонаторы и их применение в датчиках, *СКТБ ЭлПА*, Режим доступа до журн. : <http://www.sktbelpa.ru/quartzcrystalsandsensors.pdf>
- [54] G. Korotcenkov, Handbook of Humidity Measurement, Volume 1: Spectroscopic Methods of Humidity Measurement, *CRC Press Published, Reference* 372 P. 2018.
- [55] Й.Й. Білінський, В. В. Онушко, О. С. Городецька, 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, В. А. Истомин, Аналитаторы точек росы углеводородных газов по влаге и углеводородам, *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*, № 3, с. 6–12, 2004.
- [57] Л. А. Міхеєнко, 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 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, *Таи.ПИ*, 55с. 1985.
- [60] А. А. Брандт Исследование диэлектриков на сверхвысоких частотах, *Физматгиз*, 404 с. 1963.

- [61] А. Н. Железняков, Р. И. Сайтов, Р. Г. Абдеев, Микроволновой 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, Э. И. Глушков, Проблемы поверки поточных 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], *Toros*. – 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, pp. 24-31. 2002.
- [69] А. М. Деревягин и др., «КОНГ-Прима-10» – интерференционный 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, В. и Н. Чернышов, Микроволновая термовлагодетерминация, «Издательство Машиностроение-1», с. 208, 2004.
- [76] Ю. О. Гордієнко, С.В. Ленков, Я. І. Лепіх, В. О. Проценко, Мікрохвильові датчики для гігрометрії та вологодетерминації, *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, Ю.О. Гордієнко, С.В. Дзядевич, А.О. Дружинін, А.А. Євтух, С.В. Ленков, В.Г. Мельник, В.О. Романов, Створення мікроелектронних датчиків нового покоління для інтелектуальних систем, «Астропринт», с. 351 2011.
- [79] Ю. Е. Гордиенко, 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, О. І. Кочержин, Спосіб вимірювання вологості діелектричних матеріалів, № 52126А України, GO1N22/04, грудень, 16.12.02, Бюл. №12.
- [81] Ю.О. Гордієнко, О. І. Кочержин, А.А Потапов, Е. А. Куклин, Микроволновый гигрометр, *Измерительная техника*, № 3, с. 36 – 37, 1986.
- [82] М. И. Горлов, А. В. Андреев, 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, В. В. Рудаков Исследования метрологических характеристик измерительных преобразователей в виде ступенчатого коаксиального неоднородного резонатора для диэлькометрии жидких сред в СВЧ диапазоне, *Вісник Національного технічного університету “ХПІ”*, № 51 (1160), с. 91–95, 2015.

- [84] В. П. Лісовець, І. А. Мартиненко «Деякі питання при визначення точки роси природного газу» на *ВСЕУКРАЇНСЬКОМУ СЕМІНАР-НАРАДІ «Облік природного газу та метрологія»* (збірка тез доповідей) смт. Лазурне, 2018, с. 18-20.
- [85] І. М. Бондаренко, Ю. О. Гордієнко, О. Ю. Панченко, Напрями та проблеми мікрохвильових досліджень вологовмісних матеріалів та структур, *ФОРУМ ПАНОВА А.М.*,— 320 с. 2019.
- [86] Ю.М. Поплавко, В. І. Молчанов, В. А.Казміренко, Мікрохвильова діелектрична спектроскопія, *«КПІ»*, 304 с. 2011.
- [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. політехн. ін-т"*, с. 43 2019.
- [88] М. П. Андріїшин, С. О. Каневський, О. М. Карпаш, Я. С. Марчук, *Вимірювання витрат та кількості газу*, Івано-Франківськ, с.160, 2004.
- [89] Й. Й. Білінський, В. В. Онушко, Метод і оптико-електронний засіб вимірювального вимірювання вологості природного газу, *Вінниця : ВНТУ*, с. 132 2014.
- [90] О. П. Костюк, Особливості конструкції та методика теплового розрахунку контактного утилізатора теплоти відхідних газів із проточним барботажним шаром, *Вісник НТУ «ХПІ». Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування*, № 17(1126), с.125-134, 2015.
- [91] Д. В. Новицький, Й. Й. Білінський, 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. Білінський, «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 *КГУ*, с. 112 2008.
- [94] Е. С. Кричевский, В. К. Бензарь, М. В. Венедиктов, Теория и практика экспрессного контроля влажности твердых и жидких материалов, *Энергия*, с. 240 1980.
- [95] П. М. Якібчук, М. М. Клим, Молекулярна фізика, *ЛНУ імені Івана Франка*, с. 584, 2013.

- [96] Н. П. Богородицкий, В. В. Пасынков, Б. М. Тареев, Электротехнические материалы, *Энергоатомиздат*, с. 384 1985.
- [97] Д. В. Новицький, Й. Й. Білінський, та О. С. Городецька, «НВЧ вологомір рідких і газоподібних вуглеводів», *МПК H02M 3/00*, № и 2019 08056, Бер. 10, 2020.
- [98] Калапуша Л.Р. Комп'ютерне моделювання фізичних явищ і процесів / Л.Р.Калапуша, В.П. Муляр, А.А. Федонюк – Луцьк: РВВ «Вежа», 2007. 190 с.
- [99] Ю. М. Поплавко Физика диэлектриков, *Вища школа*, с. 398, 1980.
- [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, *Изд-во стандартов*, с. 59, 1988.
- [104] А. Б. Зайцев, В. В. Мокряков Полупроводниковые диоды. Диоды высокочастотные, диоды импульсные, оптоэлектронные приборы, *Радио и связь*, .- с. 592, 1988.
- [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=IwAR12p2g7hUTRgp9CkWMmVRk6vkfRmIZy5T9Mml69ZOXn1LHc1YxGw_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] Bilenko, D. I. (1999) *Kompleksnaya dielektricheskaya pronitsaemost. Plazmennyy rezonans svobodnykh nositeley zaryada v poluprovodnikakh*. Izdatelstvo Sarat. Un., 44.
- [108] Chen, Z. & Lu, C. (2005). 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 Міжнародній науковій конференції «Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах» (ВКДТС-2019), Вінниця, 2019, с. 87-88.
- [110] Б. Б Дунаев, Точность измерений при контроле качества, *Техніка*, с. 152, 1981.
- [111] Є. Т. Володарський, І. П Москаленко, Підвищення вірогідності вимірювання з застосуванням адаптивного алгоритму, *Наукові вісті НТУУ «КПІ»*, № 3, с. 111–114, – 1999.
- [111] В. П. Куценко, 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] Sorli, B., Pascal-Delannoy, F., Giani, A., Foucaran, A. & Boyer, A. (2002). Fast humidity sensor for high range 80–95% RH. *Sensors and actuators. A, Physical*, vol 100, 24-31.
- [114] Luo, S., Yang, L., & Liu, J. (2020). 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, Е. А. Пискулов Аналогоцифровые преобразователи, *Энергоиздат*, с. 360, 1981.
- [116] Б. Г. Федорков, В. А. Телец, Микросхемы ЦАП и АЦП: функционирование, параметры, применение, *Энергоатомиздат*, с. 320, 1990.
- [117] В. Н. Лавренчик Постановка физического эксперимента и статистическая обработка его результатов, *Энергоатомиздат*, с. 272, с 1986.
- [118] Полішко С. П. Точність засобів вимірювань, *Вища школа*, с. 173, 1992.

- [119] Е.С. Венцель, Л. А. Овчаров, Теория случайных процессов и ее инженерные приложения, *Наука*, –с. 384, 1991.
- [120] В. Д. Фрумкин, Н. А. Рубичев, Теория вероятностей и статистика в метрологии и измерительной технике, *Машиностроение*, с.168, 1987.
- [120] Є. Т. Володарський, В. В. Кухарчук, В. О. Поджаренко, Г.Б Сердюк, Метрологічне забезпечення вимірювань і контролю, *Вінниця ВДТУ*, с. 201, 2019.
- [121] В. О. Поджаренко, П. І. Кулаков, О. Г. Ігнатенко, Основи метрології та вимірювальної техніки, *Вінниця: ВНТУ*, с. 151, 2006.
- [122] Ю.В. Куц, А.Г. Протасов, Ю.Ю. Лисенко 43 «Проектування засобів електромагнітного неруйнівного контролю» на І науково-технічна конференція “НК в контексті асоційованого членства України в ЄС” Люблін, Польща, 2017, с. 43-48.
- [123] В. С. Пономаренко, Проектування інформаційних систем, Академія, с. 488 2002.
- [124] Завадский В. А. Компьютерная электроника *ВЕК*, –с. 368,1996.
- [125] Локазюк В. М. Мікропроцесори та мікро ЕОМ у виробничих системах, *Академія*, с. 368 2002.
- [126] Агуров П. В. Интерфейсы USB. Практика использования и программирования, *БХВ-Петербург*, с. 576 2004.
- [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), pp. 86-90, 2020.
- [128] Д. В. Новицький, та Й. Й. Білінський, «НВЧ засіб вимірювального контролю вологості природного газу» на 1-й Міжнародній науково-технічній конференції «Сучасні проблеми інфокомунікацій, радіоелектроніки та наносистем» (СПРН-2019), Вінниця, 2019, с. 177-178.
- [129] Шенк Х. Теория инженерного эксперимента / Под ред. Н. П. Буслиенко, *Мир*, с. 381, 1972.
- [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 науково-практичній конференції 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 Науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету*, Вінниця, 2020, с. 177-178.

ДОДАТКИ

Додаток А

Акти впровадження

Затверджую:

Директор технічний АТ «Харківгаз»
Ільєнко А.С.
"ОПЕРАТОР
"ХАРКІВГАЗ"
№03350500
МІСТО Харків

«15» серпня 2020 р

АКТ

про впровадження результатів дисертації
Новицького Дмитра Володимировича
Надвисокочастотний метод і засіб вимірювання
вологості природного газу

Комісією у складі: головного метролога АТ «Харківгаз» Музика Д.М., начальника Чугуївського територіального підрозділу АТ «Харківгаз» Хлуд П.А., начальника відділу метрології АТ «Харківгаз» Губарева І.В., розглянувши матеріали дисертаційної роботи Новицького Дмитра Володимировича, склали цей акт на підтвердження того, що на основі роботи ним розроблено та з серпня 2020 р. впроваджено у роботу в АТ «Харківгаз» макет приладу вимірювання вологості природного газу (ПВВПГ-1) і контроль вологості на його основі.

Розроблений макет ПВВПГ-1 забезпечує вимірювання вологості природного газу в потоці при пропусканні вимірюваного газу по обвідній лінії. Час одного вимірювання становить не більше 20 сек. Діапазон вимірювання абсолютної вологості засобу становить (0,454...30,37) г/м³, що відповідає температурі точки роси в діапазоні мінус 30 °С...30°С. Клас точності розробленого макету ПВВПГ-1, не гірше 2,5.

Зокрема важливим є також математичні моделі поширення випромінювання у хвилеводі, який заповнений природним газом певної вологості, а також математичні моделі макету ПВВПГ-1.

Розроблений макет ПВВПГ -1 дозволяє проводити контроль вологості природного газу, а також виводити інформацію для оператора в доступній формі.

Отримані результати дозволили отримати значний економічний та соціальний ефект, а тому рекомендовані для впровадження у суміжних галузях.

Члени комісії:

Музика Д.М.

Хлуд П.А.

Губарев І.В.



«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Перший проректор з науково-педагогічної
роботи по організації навчального процесу
та його науково-методичного забезпечення
Вінницького національного технічного
університету

О.М. Васілевський

«19» 02 2021 р.

АКТ

**впровадження результатів дисертаційної роботи
Новицького Дмитра Володимировича
«Надвисокочастотний метод і засіб вимірювання вологості
природного газу»
у навчальний процес**

Цим актом підтверджується, що у Вінницькому національному технічному університеті під час виконання лабораторних робіт протягом 2020 року для студентів спеціальностей 153 — «Мікро- та наносистемна техніка» та 171 — «Електроніка» з дисциплін «Аналогова схемотехніка», «Мікрохвильова електроніка», «Мікропроцесорна техніка» були впроваджені в навчальний процес такі результати дисертаційної роботи Новицького Д.В.:

1. В лабораторний практикум:

- Методика експериментального обчислення абсолютної вологості природного газу;
- Лабораторний макет для визначення відносної вологості природного газу;

2. В лекційні курси вказаних вище дисциплін:

- Структурна схема, метрологічні характеристики засобу вимірювання вологості;
- Структурна схема, рівняння перетворення, принцип дії засобу вимірювання вологості;
- Методика калібрування засобу вимірювання вологості природного газу.

Декан ФІРЕН
к.т.н., доцент

С. В. Тимчик

Зам. декана ФІРЕН
к.т.н., доцент

М.В. Васильківський

Зав. кафедри радіотехніки
д.т.н., професор

О.В. Осадчук

Додаток Б

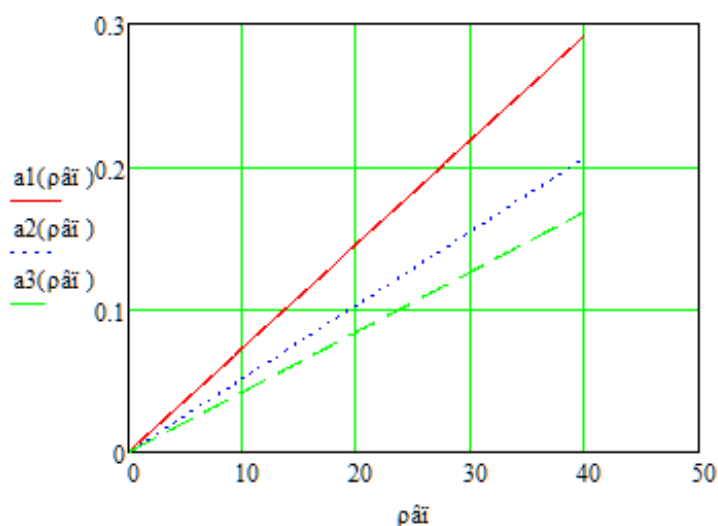
Залежність коефіцієнта поглинання від абсолютної вологості
водяної пари при декількох значеннях тиску

$$\begin{aligned}
 I_0 &:= 1 & l &:= 0.12 & \lambda &:= 0.03 & \zeta_1 &:= 0.0000615 & \zeta_2 &:= 0.0000314 \\
 I_2 &:= 0.15 & I_3 &:= 0.21 & P &:= 101325 & R &:= 8.31 & \rho_{\text{air}} &:= 0.1, 0.2 \dots 40 \\
 \rho &:= 1 & \varepsilon_1 &:= 0.000622 & \varepsilon_2 &:= 0.0000622 & T &:= 273.2 \\
 & & m_c &:= 15.7 & \rho_c &:= 700 & m_w &:= 18
 \end{aligned}$$

$$a_1(\rho_{\text{air}}) := \frac{2 \cdot \pi \cdot l \cdot \rho_{\text{air}}}{\lambda} \cdot \sqrt{\frac{1 \cdot 273.2 \cdot R}{2 \cdot \rho \cdot 101325} \left[\sqrt{(\zeta_1)^2 + (\zeta_2)^2} - (\zeta_1) \right]}$$

$$a_2(\rho_{\text{air}}) := \frac{2 \cdot \pi \cdot l \cdot \rho_{\text{air}}}{\lambda} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \frac{273.2 \cdot R}{2 \rho \cdot 101325} \left[\sqrt{(\zeta_1)^2 + (\zeta_2)^2} - (\zeta_1) \right]}$$

$$a_3(\rho_{\text{air}}) := \frac{2 \cdot \pi \cdot l \cdot \rho_{\text{air}}}{\lambda} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \frac{273.2 \cdot R}{\rho \cdot 3 \cdot 101325} \left[\sqrt{(\zeta_1)^2 + (\zeta_2)^2} - (\zeta_1) \right]}$$



Додаток В

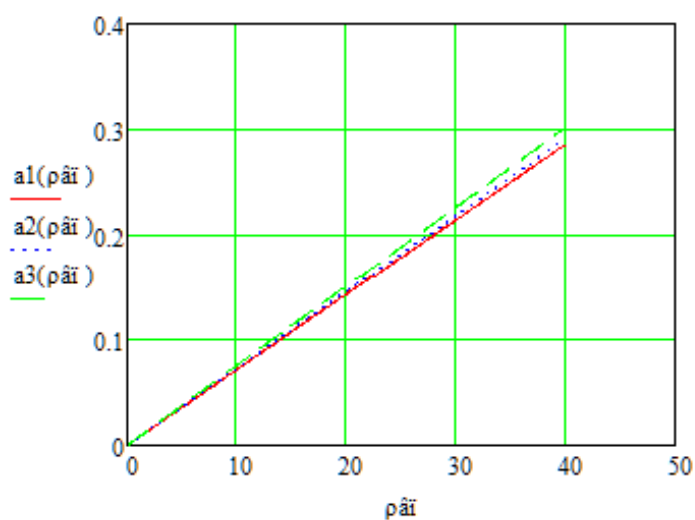
Залежність коефіцієнта поглинання від абсолютної вологості водяної пари при декількох значеннях температури

$$\begin{aligned}
 I_0 &:= 1 & l &:= 0.12 & \lambda &:= 0.03 & \zeta_1 &:= 0.0000615 & \zeta_2 &:= 0.0000314 \\
 I_2 &:= 0.15 & I_3 &:= 0.21 & P &:= 101325 & R &:= 8.31 & \rho_{\text{air}} &:= 0.1, 0.2 \dots 40 \\
 \rho &:= 1 & \varepsilon_1 &:= 0.000622 & \varepsilon_2 &:= 0.0000622 & T &:= 273.2 \\
 m_c &:= 15.7 & \rho_c &:= 700 & m_w &:= 18
 \end{aligned}$$

$$a_1(\rho_{\text{air}}) := \frac{2 \cdot \pi \cdot l \cdot \rho_{\text{air}}}{\lambda} \cdot \sqrt{\frac{1 \cdot 263.2 \cdot R}{2 \cdot \rho \cdot 101325} \left[\sqrt{(\zeta_1)^2 + (\zeta_2)^2} - (\zeta_1) \right]}$$

$$a_2(\rho_{\text{air}}) := \frac{2 \cdot \pi \cdot l \cdot \rho_{\text{air}}}{\lambda} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} \left[\frac{273.2 \cdot R}{\rho \cdot 101325} \left[\sqrt{(\zeta_1)^2 + (\zeta_2)^2} - (\zeta_1) \right] \right]}$$

$$a_3(\rho_{\text{air}}) := \frac{2 \cdot \pi \cdot l \cdot \rho_{\text{air}}}{\lambda} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} \left[\frac{293.2 \cdot R}{\rho \cdot 101325} \left[\sqrt{(\zeta_1)^2 + (\zeta_2)^2} - (\zeta_1) \right] \right]}$$



Додаток Г

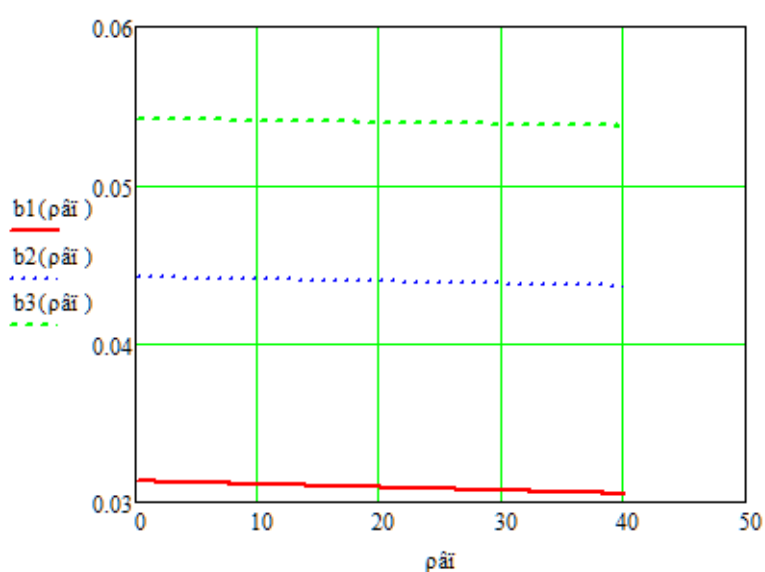
Залежність коефіцієнта поглинання природного газу при зміні вологості при декількох значеннях тиску

$$\begin{aligned}
 I_0 &:= 1 & \lambda &:= 0.03 & \zeta_1 &:= 0.0000615 & \zeta_2 &:= 0.0000314 \\
 I_1 &:= 0.12 & I_2 &:= 0.15 & I_3 &:= 0.21 & P &:= 101325 & R_{\text{газ}} &:= 8.31 & \rho_{\text{газ}} &:= 0.1, 0.2 \dots 40 \\
 \rho &:= 1000000 & \varepsilon_1 &:= 0.000622 & \varepsilon_2 &:= 0.0000622 & T &:= 273.2 \\
 & & m_c &:= 15.7 & \rho_c &:= 700 \\
 & & m_w &:= 18
 \end{aligned}$$

$$b_1(\rho_{\text{газ}}) := \frac{2 \cdot \pi}{\lambda} \cdot \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \frac{1}{101325 \cdot ((m_w \cdot T))} \cdot \left[\frac{273.2 \cdot |P \cdot m_w - \rho_{\text{газ}} \cdot R \cdot T|}{\sqrt{(\varepsilon_1)^2 + (\varepsilon_2)^2} - (\varepsilon_1)} \right]$$

$$b_2(\rho_{\text{газ}}) := \frac{2 \cdot \pi}{\lambda} \cdot \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \frac{1}{101325 \cdot ((m_w \cdot T))} \cdot \left[\frac{273.2 \cdot |2P \cdot m_w - \rho_{\text{газ}} \cdot R \cdot T|}{\sqrt{(\varepsilon_1)^2 + (\varepsilon_2)^2} - (\varepsilon_1)} \right]$$

$$b_3(\rho_{\text{газ}}) := \frac{2 \cdot \pi}{\lambda} \cdot \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \frac{1}{101325 \cdot ((m_w \cdot T))} \cdot \left[\frac{273.2 \cdot |3P \cdot m_w - \rho_{\text{газ}} \cdot R \cdot T|}{\sqrt{(\varepsilon_1)^2 + (\varepsilon_2)^2} - (\varepsilon_1)} \right]$$



Додаток Д

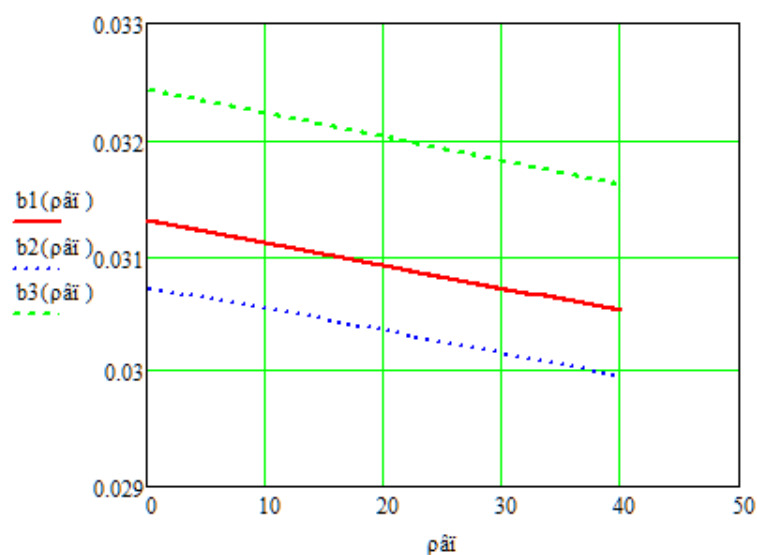
Залежність коефіцієнта поглинання сухого газу при зміні вологості при декількох значень температури

$$\begin{aligned}
 I_0 &:= 1 & l &:= 0.12 & \lambda &:= 0.03 & \zeta_1 &:= 0.0000615 & \zeta_2 &:= 0.0000314 \\
 I_2 &:= 0.15 & I_3 &:= 0.21 & P &:= 101325 & R &:= 8.31 & \rho_{\text{air}} &:= 0.1, 0.2 \dots 40 \\
 \rho &:= 1000000 & \varepsilon_1 &:= 0.0000622 & \varepsilon_2 &:= 0.0000622 & T &:= 273.2 \\
 & & m_c &:= 15.7 & & & \rho_c &:= 700 \\
 & & m_w &:= 18 & & & &
 \end{aligned}$$

$$b_1(\rho_{\text{air}}) := \frac{2 \cdot \pi}{\lambda} \cdot \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \frac{1}{101325 \cdot ((m_w \cdot T) - P)} \cdot \left| \frac{273.2 \cdot P \cdot m_w - \rho_{\text{air}} \cdot R \cdot T}{\sqrt{(\varepsilon_1)^2 + (\varepsilon_2)^2} - \varepsilon_1} \right|$$

$$b_2(\rho_{\text{air}}) := \frac{2 \cdot \pi}{\lambda} \cdot \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \frac{1}{101325 \cdot ((m_w \cdot T) - P)} \cdot \left| \frac{263.2 \cdot P \cdot m_w - \rho_{\text{air}} \cdot R \cdot T}{\sqrt{(\varepsilon_1)^2 + (\varepsilon_2)^2} - \varepsilon_1} \right|$$

$$b_3(\rho_{\text{air}}) := \frac{2 \cdot \pi}{\lambda} \cdot \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \frac{1}{101325 \cdot ((m_w \cdot T) - P)} \cdot \left| \frac{293.2 \cdot P \cdot m_w - \rho_{\text{air}} \cdot R \cdot T}{\sqrt{(\varepsilon_1)^2 + (\varepsilon_2)^2} - \varepsilon_1} \right|$$



Додаток Е

Залежність відношення вхідної до вихідної потужності
випромінювання від абсолютної вологості водяної пари при декількох
значеннях довжини проходження НВЧ сигналу

$I_0 := 1$ $f := 0.1$ $\lambda := 0.03$ $\zeta_1 := 0.000061$ $\zeta_2 := 0.000031$
 $l_2 := 0.1$ $l_3 := 0.2$ $P := 10132$ $R := 8.3$ $w := 0.1, 0.2, 40$
 $\rho := 100000$ $s_1 := 0.00062$ $s_2 := 0.000062$ $T := 273.1$ $m_w := 18$

$$a1(w) := \frac{2 \cdot \pi \cdot l_1}{\lambda} \cdot \sqrt{\frac{w - 273.2}{2 \cdot T}} \cdot \sqrt{(\zeta_1)^2 + (\zeta_2)^2 - (\zeta_1)}$$

$$a2(w) := \frac{4 \cdot \pi \cdot l_2}{\lambda} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \left[\frac{w - 273.2}{T} \cdot \sqrt{(\zeta_1)^2 + (\zeta_2)^2 - (\zeta_1)} \right]}$$

$$a3(w) := \frac{6 \cdot \pi \cdot l_3}{\lambda} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \left[\frac{w - 273.2}{T} \cdot \sqrt{(\zeta_1)^2 + (\zeta_2)^2 - (\zeta_1)} \right]}$$

$$b1(w) := \frac{2 \cdot \pi \cdot l_1}{\lambda} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \frac{273.2 \cdot [P \cdot m_w - w \cdot R \cdot T]}{101325 \cdot ((m_w \cdot T))}} \cdot \sqrt{(s_1)^2 + (s_2)^2 - (s_1)}$$

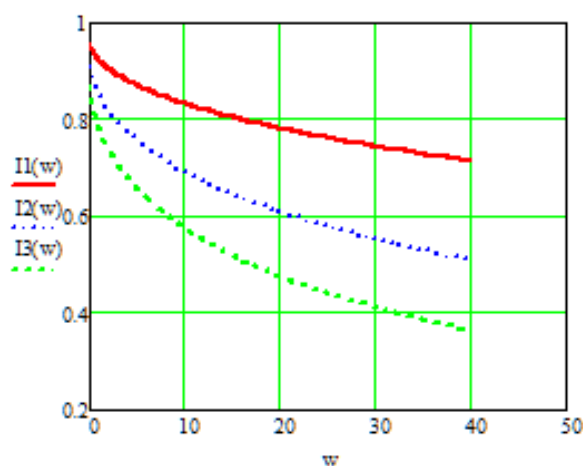
$$b2(w) := \frac{4 \cdot \pi \cdot l_2}{\lambda} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \frac{273.2 \cdot [P \cdot m_w - w \cdot R \cdot T]}{101325 \cdot ((m_w \cdot T))}} \cdot \sqrt{(s_1)^2 + (s_2)^2 - (s_1)}$$

$$b3(w) := \frac{6 \cdot \pi \cdot l_3}{\lambda} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \frac{273.2 \cdot [P \cdot m_w - w \cdot R \cdot T]}{101325 \cdot ((m_w \cdot T))}} \cdot \sqrt{(s_1)^2 + (s_2)^2 - (s_1)}$$

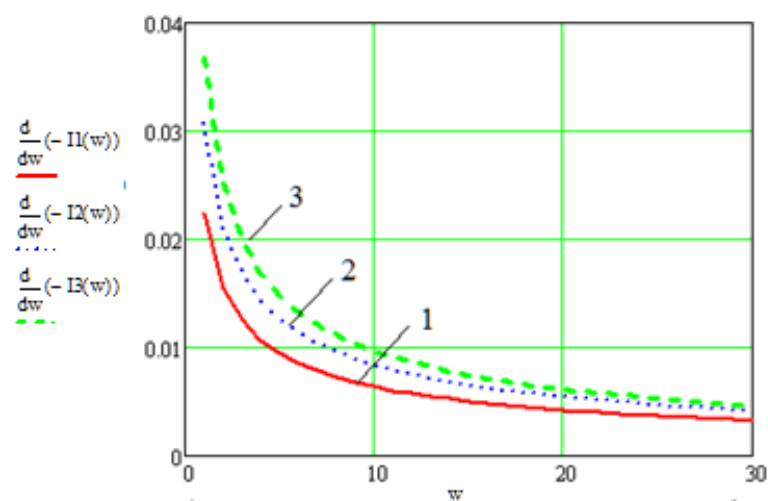
$$I1(w) := I_0 \cdot e^{-(a1(w) + b1(w))}$$

$$I2(w) := I_0 \cdot e^{-(a2(w) + b2(w))}$$

$$I3(w) := I_0 \cdot e^{-(a3(w) + b3(w))}$$



$\frac{d}{dw} (I1(w)) =$	$\frac{d}{dw} (I2(w)) =$	$\frac{d}{dw} I3(w) =$
-0.073	-0.14	-0.201
-0.052	-0.098	-0.139
-0.042	-0.079	-0.112
-0.036	-0.068	-0.096
-0.032	-0.06	-0.085
-0.029	-0.055	-0.077
-0.027	-0.05	-0.07
-0.025	-0.047	-0.065
-0.024	-0.044	-0.061
-0.022	-0.041	-0.057
-0.021	-0.039	-0.054
-0.02	-0.038	-0.052
-0.02	-0.036	-0.049
-0.019	-0.034	-0.047
-0.018	-0.033	-0.045
...	...	...



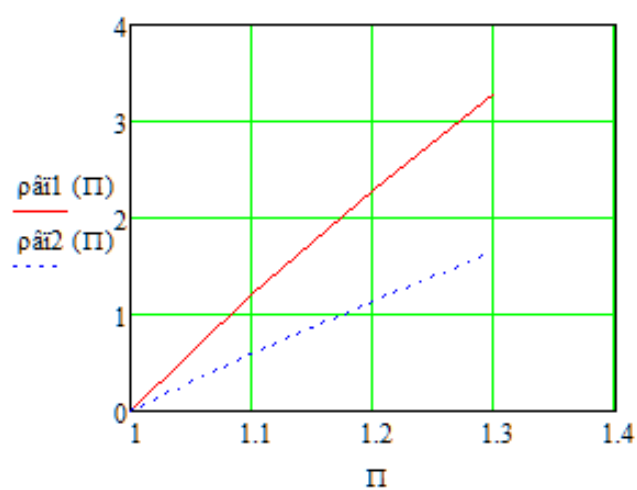
Додаток Ж

Залежність густини водяної пари природного газу від зміни вихідної потужності для різної довжини хвильового тракту

$$\begin{aligned}
 \Pi &:= 1, 1.1 \dots 1.3 \\
 \lambda &:= 0.03 \\
 l_1 &:= 0.12 \\
 l_2 &:= 0.15 \\
 l_3 &:= 0.21 \\
 P &:= 101325 \\
 R_{\text{gas}} &:= 8.31 \\
 \rho &:= 1 \\
 \zeta_1 &:= 0.0000615 \\
 \zeta_2 &:= 0.0000314 \\
 T &:= 273.2 \\
 \mu &:= 18 \\
 R_{\text{air}} &:= 8.31 \\
 P_{\text{air}} &:= 101325 \\
 T_0 &:= 293
 \end{aligned}$$

$$\rho_{\text{air1}}(\Pi) := \frac{\frac{\lambda \cdot \ln(\Pi)}{2 \cdot \pi \cdot l_1}}{\sqrt{\frac{T_0 \cdot R_{\text{air}}}{P \cdot \mu \cdot 10^{-3}} \left[\sqrt{(\zeta_1)^2 + (\zeta_2)^2} - (\zeta_1) \right]}}$$

$$\rho_{\text{air2}}(\Pi) := \frac{\frac{\lambda \cdot \ln(\Pi)}{4 \cdot \pi \cdot l_2}}{\sqrt{\frac{T_0 \cdot R_{\text{air}}}{P \cdot \mu \cdot 10^{-3}} \left[\sqrt{(\zeta_1)^2 + (\zeta_2)^2} - (\zeta_1) \right]}}$$



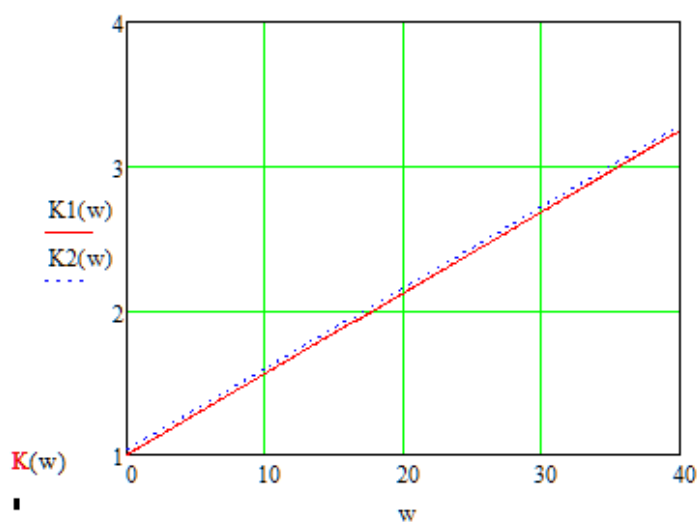
Додаток И

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

$$\begin{aligned}
 & \lambda := 0.03 \\
 & \zeta_1 := 0.12 \quad \zeta_2 := 0.15 \quad \zeta_3 := 0.21 \quad P := 101325 \quad R_{\text{gas}} := 8.31 \quad w := 0.1, 0.2, \dots, 40 \\
 & \rho := 1 \quad \zeta_1 := 0.0000615 \quad \zeta_2 := 0.0000314 \quad T := 273.2 \quad K := 0.005 \\
 & \mu := 18 \quad R_{\text{gas}} := 8.31 \quad P := 101325 \quad T_0 := 293
 \end{aligned}$$

$$K1(w) := \frac{w \cdot \sqrt{\frac{293 \cdot R}{P \cdot mw}} \left[\sqrt{(\zeta_1)^2 + (\zeta_2)^2} - (\zeta_1) \right] + \sqrt{\frac{(P \cdot mw - w \cdot R \cdot 293) \cdot 293}{mw \cdot P \cdot 293}} \left[\sqrt{(\varepsilon_1)^2 + (\varepsilon_2)^2} - (\varepsilon_1) \right]}{\sqrt{\sqrt{(\varepsilon_1)^2 + (\varepsilon_2)^2} - (\varepsilon_1)}}$$

$$K2(w) := \frac{w \cdot \sqrt{\frac{293 \cdot R}{P \cdot mw}} \left[\sqrt{(\zeta_1)^2 + (\zeta_2)^2} - (\zeta_1) \right] + \sqrt{\frac{(P \cdot mw - w \cdot R \cdot 293) \cdot 293}{mw \cdot P \cdot 273}} \left[\sqrt{(\varepsilon_1)^2 + (\varepsilon_2)^2} - (\varepsilon_1) \right]}{\sqrt{\sqrt{(\varepsilon_1)^2 + (\varepsilon_2)^2} - (\varepsilon_1)}}$$



Додаток К

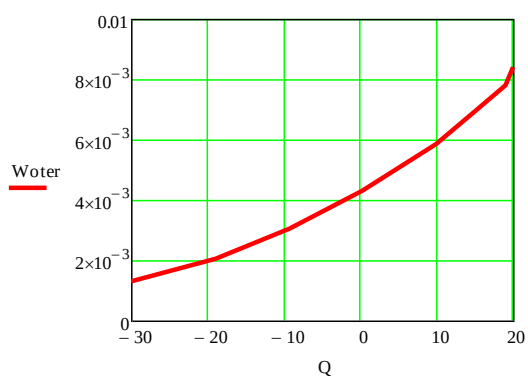
Результати експериментальних досліджень

Таблиця Д.1

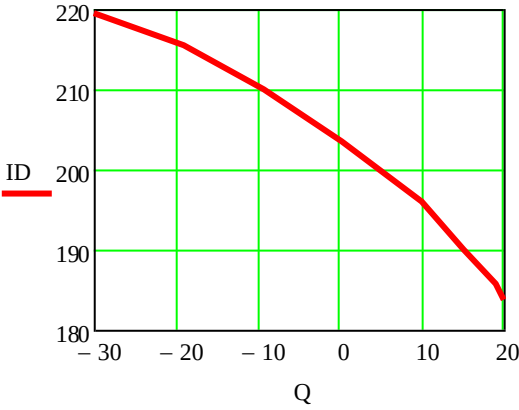
Залежність вихідного струму діода від вологості (за температурою точки роси та густиною газу)

Т.Т.р оси	Абсют. воло- гість г/м ³	Показник погли- нання за водою е	Показник поглинан- ня за пові- трям Е-1	Коефіці- єнт екс- поненти	Стру- м ді- ода (роз- рах.)	Екс- пер. зн. струму діода	
-30	0,454	0,001305	0,001245	0,938	219,5	219,5	I ₀ =234, 0 мА Z=25,1 2
-19	1,1667	0,00205	0,001245	0,9206	215,4	215	
-9,2	2,506	0,003067	0,001245	0,897	210,0	210	
0,25	4,936	0,004307	0,001245	0,8699	203,6	204	
10	9,4	0,00583	0,0012447	0,837	195,9	197	
15	12,835	0,006942	0,0012445	0,814	190,5	-	
19	16,21	0,007801	0,0012441	0,797	186,4	-	
20	17,3	0,00859	0,0012442	0,781	182,8	-	
25	23,05	0,009394	0,0012439	0,7672	179,5	-	
30	30,37	0,01678	0,0012435	0,7412	173,4	-	
35	39,6	0,1219	0,0012429	0,7136	166,9	167	

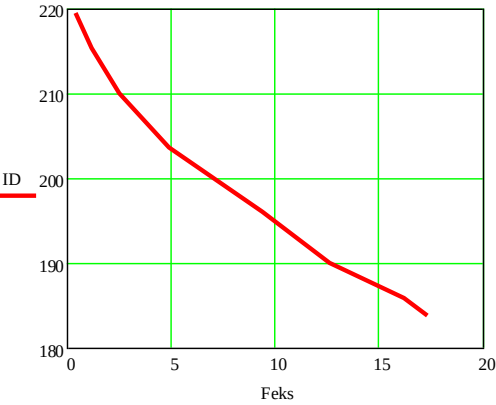
$$\text{Water} := \begin{pmatrix} 0.001305 \\ 0.00205 \\ 0.003067 \\ 0.004307 \\ 0.00583 \\ 0.006942 \\ 0.007801 \\ 0.0084 \end{pmatrix} \quad Q := \begin{pmatrix} -30 \\ -19 \\ -9.2 \\ 0.25 \\ 10 \\ 15 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix}$$



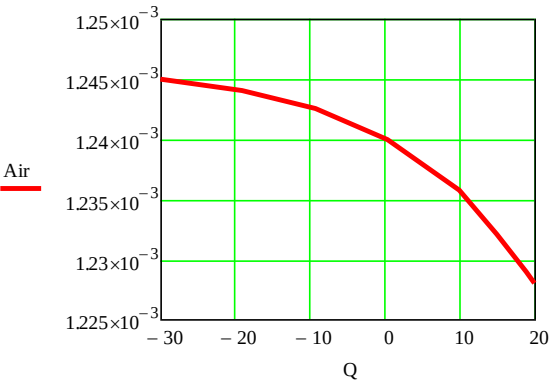
$$\text{ID} := \begin{pmatrix} 219.5 \\ 215.4 \\ 210.0 \\ 203.6 \\ 196 \\ 190 \\ 185.8 \\ 183.8 \end{pmatrix} \quad \text{Q} := \begin{pmatrix} -30 \\ -19 \\ -9.2 \\ 0.25 \\ 10 \\ 15 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix}$$



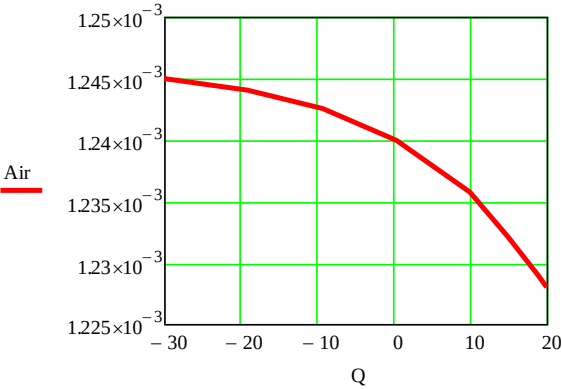
$$\text{ID} := \begin{pmatrix} 219.5 \\ 215.4 \\ 210.0 \\ 203.6 \\ 196 \\ 190 \\ 185.8 \\ 183.8 \end{pmatrix} \quad \text{Feks} := \begin{pmatrix} 0.454 \\ 1.1667 \\ 2.506 \\ 4.936 \\ 9.4 \\ 12.635 \\ 16.21 \\ 17.3 \end{pmatrix}$$



$$\text{Air} := \begin{pmatrix} 0.001245 \\ 0.001244 \\ 0.0012425 \\ 0.001240 \\ 0.0012358 \\ 0.001232 \\ 0.001229 \\ 0.001228 \end{pmatrix} \quad \text{Q} := \begin{pmatrix} -30 \\ -19 \\ -9.2 \\ 0.25 \\ 10 \\ 15 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix}$$



$$\text{Air} := \begin{pmatrix} 0.001245 \\ 0.001244 \\ 0.0012425 \\ 0.001240 \\ 0.0012358 \\ 0.001232 \\ 0.001229 \\ 0.001228 \end{pmatrix} \quad \text{Q} := \begin{pmatrix} -30 \\ -19 \\ -9.2 \\ 0.25 \\ 10 \\ 15 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix}$$



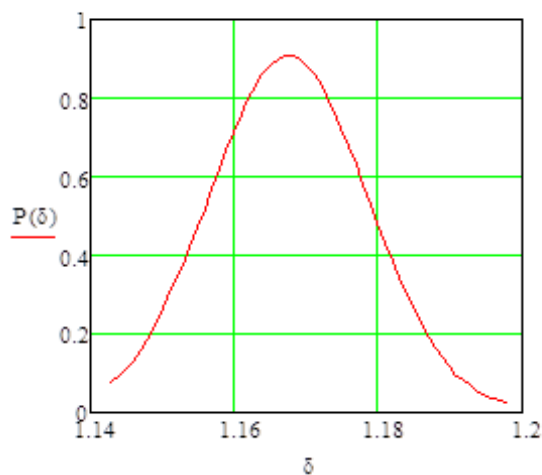
Додаток Л

Дослідження законів розподілу контрольованої величини

$$\sigma := 0.011$$

$$\delta_i := 1.143 \dots 1.144 \dots 1.19$$

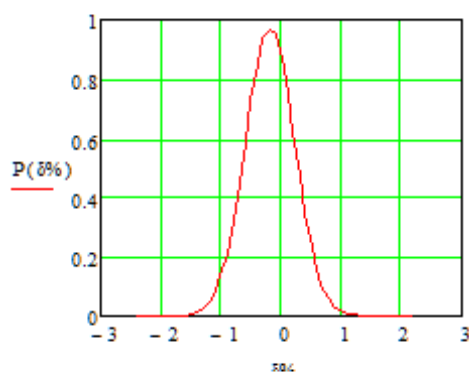
$$P(\delta) := \frac{1 \cdot e^{-\left[\frac{[(1.1676 - \delta)^2]}{2\sigma^2}\right]}}{\sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}}$$



$$\sigma_1 := 0.4$$

$$\delta\% := -2.4 \dots -2.3 \dots 2.1$$

$$P(\delta\%) := \frac{1 \cdot e^{-\left[\frac{[(-0.19 - \delta\%)^2]}{2\sigma_1^2}\right]}}{\sigma_1 \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}}$$



$$n := 110 \quad m := 60$$

$$i := 0 \dots n \quad \delta\%_j := -2.6 + 0.1 \cdot j$$

$$\delta_i := 1.1436 + 0.1 \cdot i \quad \delta\%_j := -2.6 + 0.1 \cdot j$$

$$P_{i,j} := \frac{1 \cdot e^{-\left[\frac{[-(-0.19 - \delta\%_j)^2]}{2\sigma_1^2}\right]} + \left[\frac{[-(1.1676 - \delta_i)^2]}{2\sigma^2}\right]}}{2 \cdot \pi \cdot \sigma_1 \cdot \sigma}$$

