

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ “ЛЬВІВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА”
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ПІСТУН ОЛЕГ ІГОРОВИЧ

УДК 681.5: 681.122

ДИСЕРТАЦІЯ

Адаптивна система вимірювання кількості плинного енергоносія

151 Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

15 Автоматизація та приладобудування

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

_____ / О. І. Пістун /

(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник

Матіко Федір Дмитрович,

доктор технічних наук, професор

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

АНОТАЦІЯ

Пістун О.І. Адаптивна система вимірювання кількості плинного енергоносія. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології».- Національний університет «Львівська політехніка», Львів, 2025.

Дисертаційна робота присвячена вирішенню актуального завдання в галузі автоматизації – розроблення автоматизованої адаптивної системи вимірювання кількості плинного енергоносія, яка забезпечує високу точність вимірювання із врахуванням впливу технологічних умов, зміни статичних та динамічних характеристик компонентів системи.

Автоматизовані системи вимірювання витрати та кількості плинних енергоносіїв (газу, води, пари) є важливими складовими забезпечення енергоефективності кожного технологічного комплексу. Їх застосовують у різноманітних технологічних умовах, що відрізняються діапазоном параметрів плинного енергоносія, режимом зміни потоку. Поряд з цим внаслідок довготривалої дії потоку характеристики окремих компонентів системи (первинного перетворювача витрати, лічильника, струминовипрямляча) можуть змінюватися, що призводить до погіршення метрологічних характеристик цілої системи. Застосування у такій вимірювальній системі алгоритмів для діагностування системи в реальному часі, а також адаптування системи до зміни технологічних умов дає можливість підвищити точність цієї системи.

У першому розділі дисертації виконано аналіз стану розвитку автоматизованих систем вимірювання кількості плинного енергоносія. Виконано аналіз класифікації методів та систем вимірювання витрати плинних середовищ. Виділено та проаналізовано характеристик систем на основі витратомірів змінного перепаду тиску та на основі лічильників. Сформовано завдання для виконання дисертаційного дослідження.

У другому розділі «Розроблення залежностей похибки роторних лічильників газу від витрати та об'єму газу» виконано опрацювання масивів експериментальних даних, отриманих за результатами метрологічної перевірки роторних лічильників типорозмірів РГ-40, РГ-100, РГ-250, РГ-400, РГ-600 та розроблено регресійні залежності похибки середньостатистичного лічильника від відносного облікованого об'єму газу. Встановлено, що у цих лічильників присутня від'ємна за знаком невилучена систематична похибка, яка має постійну та прогресуючу складові, тобто основна похибка лічильника змінюється протягом його експлуатації. Розроблено аналітичні залежності похибки роторного лічильника газу від відносного значення витрати газу для відповідних типорозмірів лічильників. Отримані залежності дають можливість обчислити невилучену систематичну складову похибки вимірювання витрати газу за робочих умов для вимірюваного значення витрати.

У третьому розділі «Розроблення залежностей похибки турбінних лічильників газу від витрати газу» на основі опрацювання результатів метрологічної перевірки турбінних лічильників газу розроблено аналітичні залежності похибки турбінного лічильника газу від відносного значення витрати газу для типорозмірів лічильників ЛГ-К-80, для ЛГ-К-100, ЛГ-К-150. Апроксимацію усереднених значень похибки лічильників обраними функціями виконано за методом найменших квадратів. Отримані залежності є основою для розроблення алгоритмів автоматизованих систем вимірювання витрати та об'єму природного газу для обчислення похибки лічильника газу, що відповідає вимірюваному в реальному часі значенню витрати та коригування результатів вимірювання об'єму газу за робочих умов.

У четвертому розділі «Дослідження та зменшення похибок вимірювання температури в автоматизованих системах обліку плинних середовищ» розроблено математичну модель теплообмінних процесів у довгому газопроводі та лічильникові газу. Математична модель теплопередачі від газу до повітря враховує пристінний пограничний ламінарний шар у трубопроводі, а також динаміку потоку газу та зміни параметрів газу у лічильнику. Досліджено зміну температури природного газу вздовж газопроводу а також у роторному

лічильнику газу під час стаціонарного та нестаціонарного (імпульсного) режиму протікання газу. Встановлено, що однією з причин виникнення динамічної похибки вимірювання температури газу під час імпульсного режиму відбору газу є інерційність термоперетворювача. Запропоновано ввести послідовно в канал вимірювання температури коректувальну ланку. Розроблено передавальну функцію та рівняння коректувальної ланки для зменшення впливу інерції термоперетворювача на вимірюване значення витрати та об'єму газу.

У п'ятому розділі «Розроблення адаптивної системи вимірювання кількості плинного середовища» сформовано методологію розроблення адаптивної системи вимірювання витрати та кількості плинного енергоносія. Методологія передбачає застосування отриманих залежностей основної похибки лічильника від витрати та облікованого об'єму газу для розроблення алгоритмів адаптації вимірювальної системи та мінімізації невилучених систематичних складових, а також прогресуючої систематичної складової похибки вимірювання об'єму газу. Розроблено алгоритми адаптації системи вимірювання: алгоритм коректування вимірюваного значення об'єму газу на основі розроблених аналітичних залежностей похибки лічильника від витрати газу; алгоритм контролю прогресуючої складової похибки за інтегральним значенням об'єму та формування діагностичного повідомлення про необхідність позачергової повірки лічильника; алгоритм коректування вимірюваного значення температури за допомогою введеної коректувальної ланки для зменшення впливу інерції термоперетворювача на вимірюване значення об'єму газу.

Результати дисертаційної роботи впроваджено в підприємствах, що займаються розробленням автоматизованих систем вимірювання плинних середовищ, зокрема, розроблені алгоритми адаптації системи вимірювання впроваджено в програмне забезпечення обчислювачів витрати та кількості природного газу в науково-проектному виробничому підприємстві “Техприлад”, а також впроваджено у навчальний процес для студентів спеціальності 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка».

Ключові слова: газотранспортна система, природний газ, математична модель, динаміка потоку газу, довгий газопровід, нестационарний (імпульсний) режим, автоматизована вимірювальна система, адаптивний алгоритм, лічильник газу, метрологічні характеристики, похибка, вимірювальний канал, пограничний шар, передавальна функція, температура газу, апроксимація функцій.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА, В ЯКИХ ОПУБЛІКОВАНІ ОСНОВНІ НАУКОВІ РЕЗУЛЬТАТИ ДИСЕРТАЦІЇ

*Статті у наукових періодичних фахових виданнях України за
спеціальністю:*

1. Matiko F., Pistun O. Investigation of changes in main error of rotary gas meters during their operation. *Energy Engineering and Control Systems*. – 2023. – Vol. 9, № 2. – P. 136–142. <https://doi.org/10.23939/jeecs2023.02.136>

2. Pistun O., Matiko F. Investigating the dependencies of rotary gas meters error on flowrate for designing the adaptive measurement system. *Праці Одеського політехнічного університету*. – 2024. – Вип. 1 (69). – С. 143–150. <https://doi.org/10.15276/opu.1.69.2024.15>

3. Matiko F., Pistun O. Methodology for developing an automated adaptive system for measuring fluid volume based on gas meter. *Energy Engineering and Control Systems*. – 2024. – Vol. 10, № 2. – P. 153–160. <https://doi.org/10.23939/jeecs2024.02.153>

*Публікації, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації, а саме
матеріали та тези міжнародних і вітчизняних науково-технічних
та наукових конференцій:*

4. Матіко Ф. Д., Пістун О. І., Федоришин Р. М., Автоматизоване коригування результатів вимірювання об'єму природного газу з метою підвищення точності. *Міжнародна конференція метрологів МКМ'2019*. Львів 10-12 вересня 2019 р. Національний університет “Львівська політехніка”. – С. 139-140.

5. Федоришин Р. М., Пістун О. І. Моделювання похибки вимірювання об'єму природного газу для імпульсного режиму потоку в системі обліку. *Інтегровані інтелектуальні робототехнічні комплекси: збірка тез тринадцятої міжнародної науково-практичної конференції*, 19–20 травня 2020 року, Київ. – 2020. – С. 145–147.

6. Fedoryshyn R., Matiko F., Pistun O., Brylins'kyu R., Masnyak O. Impulse mode of natural gas flow and Its effect on metering system accuracy. *Intelligent Manufacturing & Automation: proceedings of the 31st DAAAM International*

Symposium (Mostar, 21-24 October 2020). – 2020. – С. 956–962. (Web of Science, SciVerse SCOPUS).

7. Федоришин Р. М., Брилинський Р. Б., Масняк О. Я., Пістун О. І. Вплив імпульсного режиму потоку природного газу на точність його обліку. *Приладобудування та метрологія: сучасні проблеми, тенденції розвитку : матеріали IV Всеукраїнської науково-практичної конференції* (Луцьк, 29–30 жовтня 2020 р.). – 2020. – С. 88–89.

8. Матіко Ф. Д., Матіко Г. Ф., Пістун О. І. Аналіз причин виникнення дисбалансу об'єму природного газу в системах транспортування та розподілу. *Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи: тези доповідей V Міжнародної науково-практичної конференції* (Львів, 20–21 травня 2021 р.). – 2021. – С. 157–158.

9. Roman V., Matiko H., Pistun O., Kostyk I. Mathematical model of multipath ultrasonic flowmeter for its automated designing. *Selected issues of electrical engineering and electronics: 16th International conference*, Rzeszów 13-15 September, 2021. – 2021. – С. 1–6. (SciVerse SCOPUS).

Публікації, які додатково відображають наукові результати дисертації:

10. Матіко Ф.Д., Пістун О.І., Федоришин Р.М., Спосіб вимірювання об'єму газу, зведеного до стандартних умов. *Патент на корисну модель* № 134376. Бюлетень №9, 10.05.2019.

ABSTRACT

Pistun O.I. Adaptive System for Measuring the Amount of Fluid Energy Carrier.
– Qualifying scientific work on manuscript rights.

The thesis for obtaining the scientific degree of Doctor of Philosophy in specialty 151 – Automation and Computer Integrated Technologies. – Lviv Polytechnic National University. – Lviv, 2025.

The thesis is devoted to solving a current problem in the field of automation – the development of an automated adaptive system for measuring the amount of a fluid energy carrier, which provides high measurement accuracy, taking into account the impact of technological conditions, changes in static and dynamic characteristics of system components.

Automated systems for measuring the flow rate and amount of fluid energy carriers (gas, water, steam) are important components for ensuring the energy efficiency of each technological complex. They are used in various technological conditions, which differ in the range of parameters of the fluid energy carrier and the flow change mode. Along with this, the characteristics of individual system components (primary flow rate transducer, meter, jet rectifier) may change because of the long-term action of the flow, which leads to a deterioration in the metrological characteristics of the entire system. The use of algorithms in such a measuring system to diagnose the system in real-time and to adapt it to changing process conditions makes it possible to increase the accuracy of this system.

In the first chapter of the thesis, an analysis of the state of development of automated systems for measuring the amount of fluid energy carrier is carried out. An analysis of the classification of methods and systems for measuring the flow rate of fluids is performed. The characteristics of systems based on differential pressure flowmeters and meters are identified and analyzed. The tasks for the thesis research are formulated.

In the second chapter, “Development of the dependences of the error of rotary gas meters on the flow rate and volume of gas” the experimental data arrays obtained from the results of metrological verification of rotary meters of standard types RG-40, RG-100, RG-250, RG-400, RG-600 were processed and the regression dependences of the error of the average meter on the relative measured gas volume were developed. It was established that these meters have a negative sign of unexcluded systematic error, which has a constant and progressive component, i.e., the main error of the meter changes during its operation. Analytical dependencies of the rotary gas meter error on the relative value of the gas flow rate for the corresponding meter sizes have been developed. The obtained dependences make it possible to calculate the unexcluded systematic error of measuring the gas flow rate under operating conditions for the measured flow rate.

In the third chapter, “Development of dependences of the error of turbine gas meters on the gas flow rate” based on processing the results of metrological verification of turbine gas meters, analytical dependences of the error of the turbine gas meter on the relative value of the gas flow rate for meter types LG-K-80, LG-K-100, LG-K-150 have been developed. The approximation of the averaged errors of the meters by the selected functions was performed using the least squares method. The obtained dependencies are the basis for the development of algorithms for automated systems for measuring the flow rate and volume of natural gas to calculate the error of the gas meter corresponding to the measured real-time flow rate and to adjust the results of gas volume measurement under operating conditions.

In the fourth chapter, “Study and reduction of temperature measurement errors in automated metering systems for fluids”, a mathematical model of heat exchange processes in a long gas pipeline and gas meter is developed. The mathematical model of heat transfer from gas to air considers the wall boundary laminar layer in the pipeline, as well as the dynamics of gas flow and changes in gas parameters in the meter. The change in natural gas temperature along the gas pipeline and the rotary gas meter during stationary and non-stationary (pulse) gas flow regimes is studied. It was established that one of the reasons for the dynamic error in gas temperature measurement during the pulsed gas sampling regime is the inertia of the thermal

transducer. A correction link in series in the temperature measurement channel is proposed. The transfer function and equation for the correction link is developed to reduce the impact of the inertia of the thermal transducer on the measured value of the natural gas flow rate and volume.

In the fifth chapter, “Development of an adaptive system for measuring the amount of fluid”, a methodology for developing an adaptive system for measuring the flow rate and amount of a fluid energy carrier is proposed. The methodology involves using the obtained dependences of the basic error of the meter on the flow rate and the measured gas volume to develop algorithms for adapting the measuring system and minimizing the unexcluded systematic components, as well as the progressive systematic component of the measuring error of the gas volume. Algorithms for adapting the measuring system have been developed: an algorithm for correcting the measured value of the gas volume based on the developed analytical dependences of the meter error on the gas flow rate; an algorithm for controlling the progressive component of the error by the integral value of the volume and generating a diagnostic message about the need for an unscheduled meter verification; an algorithm for correcting the measured temperature using the introduced correction link to reduce the influence of the inertia of the thermal transducer on the measured gas flow rate and volume.

The results of the thesis have been implemented in enterprises engaged in the development of automated systems for measuring fluids, particularly, the developed algorithms for adapting the measurement system have been implemented in the software of calculators for the flow rate and amount of natural gas in the research and design production enterprise “Tekhprylad”, and also introduced into the educational process for students of specialty 174 “Automation, computer-integrated technologies and robotics”.

Keywords: gas transportation system, natural gas, mathematical model, gas flow dynamics, long gas pipeline, non-stationary mode, automated measuring system, adaptive algorithm, gas meter, metrological characteristics, error, measuring channel, boundary layer, transfer function, gas temperature, function approximation.

LIST OF APPLICANT'S PUBLICATIONS CONTAINING THE MAIN SCIENTIFIC RESULTS OF THE DISSERTATION

Articles in Ukrainian professional scientific journals in the specialty:

1. Matiko F., Pistun O. Investigation of changes in main error of rotary gas meters during their operation. *Energy Engineering and Control Systems*. – 2023. – Vol. 9, № 2. – P. 136–142. (Professional publication, Category B). <https://doi.org/10.23939/jeecs2023.02.136>
2. Pistun O., Matiko F. Investigating the dependencies of rotary gas meters error on flowrate for designing the adaptive measurement system. *Proceedings of the Odessa Polytechnic University*. – 2024. – Iss. 1 (69). – P. 143–150. (Professional publication, Category B). <https://doi.org/10.15276/opu.1.69.2024.15>
3. Matiko F., Pistun O. Methodology for developing an automated adaptive system for measuring fluid volume based on gas meter. *Energy Engineering and Control Systems*. – 2024. – Vol. 10, № 2. – P. 153–160. (Professional publication, Category B). <https://doi.org/10.23939/jeecs2024.02.153>

Publications Confirming the Approbation of the Dissertation Results, namely materials and abstracts of international and national scientific and technical and scientific conferences:

4. Matiko F. D., Pistun O. I., Fedoryshyn R. M. Automated correction of natural gas volume measurement results to increase the accuracy. *International Conference of Metrologists MKM'2019*. Lviv September 10-12, 2019. Lviv Polytechnic National University. – P. 139-140.
5. Fedoryshyn R. M., Pistun O. I. Modeling of natural gas volume measurement error for pulsed flow mode in the metering system. *Integrated intelligent robotic complexes: collection of abstracts of the thirteenth international scientific and practical conference*, May 19-20, 2020, Kyiv. – 2020. – P. 145–147.

6. Fedoryshyn R., Matiko F., Pistun O., Brylyns'kyi R., Masnyak O. Impulse mode of natural gas flow and Its effect on metering system accuracy. *Intelligent Manufacturing & Automation: proceedings of the 31st DAAAM International Symposium* (Mostar, 21-24 October 2020). – 2020. – P. 956–962. (Web of Science, SciVerse SCOPUS).

7. Fedoryshyn R. M., Brylinsky R. B., Masnyak O. Ya., Pistun O. I. The influence of the pulse mode of the natural gas flow on the accuracy of its metering. *Instrumentation and metrology: modern problems, development trends: materials of the IV All-Ukrainian scientific and practical conference* (Lutsk, October 29–30, 2020). – 2020. – P. 88–89.

8. Matiko F. D., Matiko G. F., Pistun O. I. Analysis of the causes of the imbalance of the volume of natural gas in transportation and distribution systems. *Quality management in education and industry: experience, problems and prospects: abstracts of the reports of the V International scientific and practical conference* (Lviv, May 20–21, 2021). – 2021. – P. 157–158.

9. Roman V., Matiko H., Pistun O., Kostyk I. Mathematical model of multipath ultrasonic flowmeter for its automated designing. *Selected issues of electrical engineering and electronics: 16th International conference*, Rzeszów 13-15 September, 2021. – 2021. – C. 1–6. (SciVerse SCOPUS).

Publications that additionally reflect the scientific results of the dissertation:

10. Matiko F., Pistun O., Fedoryshyn R. Method for measuring the volume of gas reduced to standard conditions. Utility model patent No. 134376. Bulletin No. 9., 10.05.2019.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	2
ВСТУП.....	15
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТАНУ РОЗВИТКУ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ ВИМІРЮВАННЯ КІЛЬКОСТІ ПЛИННОГО ЕНЕРГОНОСІЯ.....	22
1.1 Аналіз відомих класифікацій систем вимірювання витрати та кількості плинного енергоносія.....	22
1.2 Аналіз стану розвитку автоматизованих систем вимірювання кількості плинного енергоносія методом змінного перепаду тиску.....	24
1.3 Аналіз стану розвитку автоматизованих систем вимірювання кількості плинного енергоносія за допомогою лічильників газу.....	34
1.4 Постановка задач дослідження.....	55
РОЗДІЛ 2. РОЗРОБЛЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТЕЙ ПОХИБКИ РОТОРНИХ ЛІЧИЛЬНИКІВ ГАЗУ ВІД ВИТРАТИ ТА ОБ'ЄМУ ГАЗУ.....	57
2.1 Дослідження залежності основної похибки роторних лічильників газу від перепаду тиску на лічильникові газу.....	59
2.2 Розроблення залежностей основної похибки роторного лічильника газу від показів лічильника газу (облікованого об'єму газу).....	61
2.3 Розроблення залежностей основної похибки роторного лічильника газу від витрати газу.....	94
Висновки до розділу 2.....	112
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБЛЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТЕЙ ПОХИБКИ ТУРБІННИХ ЛІЧИЛЬНИКІВ ГАЗУ ВІД ВИТРАТИ ГАЗУ.....	114
3.1. Розроблення залежностей для турбінних лічильників типорозміру ЛГ-К-80.....	114
3.2. Розроблення залежностей для турбінних лічильників типорозміру ЛГ-К-100.....	119

3.3. Розроблення залежностей для турбінних лічильників типорозміру ЛГ-К-150.....	122
Висновки до розділу 3.....	125
РОЗДІЛ 4. ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ЗМЕНШЕННЯ ПОХИБОК ВИМІРЮВАННЯ ТЕМПЕРАТУРИ В АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМАХ ОБЛІКУ ПЛИННИХ СЕРЕДОВИЩ.....	126
4.1 Розроблення математичної моделі теплообмінних процесів у лічильнику газу.....	126
4.2 Розроблення математичної моделі теплообмінних процесів у довгому газопроводі.....	134
4.3 Дослідження зміни параметрів газу при стаціонарному режимі протікання газу через лічильник.....	136
4.4 Дослідження зміни температури газу по довжині вимірювального трубопроводу з встановленим лічильником газу.....	143
4.5 Дослідження вимірюваної температури газу при нестационарному (імпульсному) режимі споживання газу.....	147
4.6 Розроблення коректувальної ланки для компенсації впливу інерційності термоперетворювача при нестационарному (імпульсному) режимі споживання газу.....	155
Висновки до розділу 4.....	157
РОЗДІЛ 5. РОЗРОБЛЕННЯ АДАПТИВНОЇ СИСТЕМИ ВИМІРЮВАННЯ КІЛЬКОСТІ ПЛИННИХ СЕРЕДОВИЩ.....	158
5.1 Методологія розроблення адаптивної системи вимірювання витрати та кількості плинного енергоносія.....	158
5.2 Розроблення алгоритмів адаптивної системи.....	167
Висновки до розділу 5.....	172
ВИСНОВКИ.....	173
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	176
ДОДАТКИ.....	189

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми наукового дослідження та її актуальність.

Підвищення енергоефективності підприємств і енергозбереження є важливими пріоритетами державної політики та визначені основними тематичними напрямками наукових досліджень і науково-технічних розробок відповідно до «Переліку пріоритетних тематичних напрямів наукових досліджень і науково-технічних розробок на період до 31 грудня року, наступного після припинення або скасування воєнного стану в Україні», затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 30 квітня 2024 року № 476. Для виконання цих завдань необхідно налагодити точний облік усіх видів енергоносіїв, які використовують у промисловості, комунальному господарстві та побуті. Необхідною умовою точного обліку є застосування автоматизованих приладових систем вимірювання витрати та кількості енергоносіїв.

Автоматизовані системи вимірювання витрати та кількості плинних енергоносіїв (газу, води, пари) є важливими складовими забезпечення енергоефективності підприємств усіх галузей промисловості. Ці системи є складними апаратно-програмними комплексами, які виконують функції вимірювання витрати та кількості плинного енергоносія, перетворення та інформаційного опрацювання сигналів, формування архівів параметрів потоку. Часто такі системи вимірювання інтегрують до складу автоматизованих систем керування та диспетчеризації технологічних процесів та виробництв.

Для виконання усіх названих вище функцій автоматизовані системи вимірювання будують на основі мікропроцесорних контролерів (обчислювачів), які реалізують алгоритми вимірювання витрати та кількості плинного середовища. Застосування мікропроцесорних обчислювачів відкриває широкі можливості для впровадження алгоритмів довільної складності та виконання додаткових інтелектуальних функцій, зокрема функцій адаптації системи вимірювання до умов її застосування.

Поряд з цим, системи вимірювання витрати та кількості енергоносіїв застосовують у різноманітних технологічних умовах, що відрізняються діапазоном параметрів плинного енергоносія, режимом зміни потоку. Внаслідок довготривалої дії потоку характеристики окремих компонентів системи (первинного перетворювача витрати, лічильника, струминовипрямляча) можуть змінюватися, що призводить до погіршення метрологічних характеристик цілої системи. Тому доцільним є розроблення алгоритмів, які б забезпечували діагностику систем вимірювання під час їх експлуатації а також адаптацію системи до умов застосування та до зміни характеристик окремих компонентів, що є предметом досліджень у цій дисертаційній роботі.

Одним із найбільш поширених способів обліку плинних енергоносіїв в промисловості є облік за допомогою лічильників газу. Лічильники мають ряд переваг у порівнянні з витратомірами, зокрема вони забезпечують вимірювання інтегральної кількості плинного середовища, є наявною база даних про результати їх періодичної повірки, що дає можливість досліджувати вплив експлуатаційних факторів на метрологічні характеристики лічильників газу.

Отже дослідження впливу експлуатаційних факторів на метрологічні характеристики лічильників газу, розроблення математичних моделей для врахування таких впливів та розроблення на їх основі алгоритмів діагностики та адаптації системи вимірювання до умов застосування є **актуальними** завданнями, вирішення яких створює необхідні наукові основи для розроблення адаптивної системи вимірювання кількості плинного енергоносія.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота виконана згідно з науковими програмами та планами науково-дослідних робіт кафедри «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» Національного університету «Львівська політехніка» у рамках наукового напрямку «Автоматизація та оптимізація систем керування технологічними процесами та систем вимірювання витрати і кількості плинних середовищ». Окремі результати роботи отримані під час виконання держбюджетної НДР «Розроблення системи автоматизованого проектування пристроїв вимірювання кількості природного газу в одиницях об'єму та енергії» (№ держреєстрації 0120U102207)

zareєстрованої науково-дослідної роботи «Моделювання та оптимальне керування нелінійними об'єктами із невимірюваними параметрами стану» (номер держ. реєстрації 0123U104448).

Мета і завдання дослідження. Метою дисертаційної роботи є розроблення автоматизованої системи вимірювання кількості плинного енергоносія із застосуванням алгоритмів адаптації для врахування впливу експлуатаційних факторів та підвищення точності вимірювання кількості плинного енергоносія.

Для досягнення цієї мети в роботі необхідно вирішити такі завдання:

- виконати аналіз методів та автоматизованих систем вимірювання витрати і кількості плинних середовищ зокрема, щодо впливу експлуатаційних факторів на їх метрологічні характеристики;
- виконати статистичний аналіз результатів метрологічної перевірки роторних та турбінних лічильників газу; за результатами аналізу розробити аналітичні залежності похибки лічильників від облікованого об'єму та від вимірюваної витрати газу;
- розробити математичну модель теплообмінних процесів у вимірювальному трубопроводі та в лічильнику газу;
- виконати аналіз додаткових похибок вимірювання температури газу, що виникають під час стаціонарних та нестаціонарних (імпульсних) режимів постачання газу;
- розробити рівняння коректувальної ланки для зменшення впливу інерції термоперетворювача на вимірюване значення витрати та об'єму газу;
- сформулювати методологічні засади розроблення адаптивної системи вимірювання витрати та кількості плинного газоподібного енергоносія;
- розробити алгоритми адаптації системи вимірювання до умов застосування, зокрема, алгоритм коректування вимірюваного значення об'єму газу на основі розроблених аналітичних залежностей похибки лічильника від витрати газу;

- розробити алгоритм контролю прогресуючої складової похибки за інтегральним значенням об'єму та формування діагностичного повідомлення про необхідність позачергової повірки лічильника;

- розробити алгоритм коректування вимірюваного значення температури природного газу за допомогою введеної коректувальної ланки для зменшення впливу інерції термоперетворювача на вимірюване значення витрати та об'єму газу.

Об'єктом дослідження є процес автоматизованого вимірювання витрати та кількості плинних середовищ із застосуванням алгоритмів адаптації для підвищення точності вимірювання кількості плинного середовища в змінних технологічних умовах.

Предметом дослідження є адаптивна система вимірювання кількості плинного енергоносія на основі лічильників газу.

Методи дослідження. Методи математичного моделювання на основі законів збереження, гідродинаміки, теорії подібності, числові методи розв'язування систем алгебраїчних та диференціальних рівнянь, методи апроксимації, методи опрацювання результатів експериментальних досліджень, методи алгоритмізації завдань вимірювання витрати та кількості плинного середовища, пошукові методи оптимізації параметрів функціональних залежностей похибки лічильника газу від експлуатаційних факторів.

Наукова новизна отриманих результатів. У роботі отримані такі нові наукові результати:

- *вперше* розроблено аналітичні залежності похибки роторного лічильника газу від відносного значення витрати газу для типорозмірів лічильників РГ-40, РГ-100, РГ-250, РГ-400, РГ-600, які дають можливість обчислити невилучену систематичну складову похибки вимірювання витрати газу за робочих умов для вимірюваного значення витрати газу;

- *вперше* розроблено аналітичні залежності похибки турбінного лічильника газу від відносного значення витрати газу для типорозмірів лічильників ЛГ-80, ЛГ-К-100, ЛГ-К-150, які дають змогу обчислити невилучену

систематичну складову похибки вимірювання витрати газу за робочих умов для вимірюваного значення витрати;

- дістала подальший розвиток методологія регресійного аналізу результатів повірки лічильників газу для розроблення залежностей похибки лічильника від облікованого об'єму газу; за результатами застосування цієї методології розроблено нові регресійні залежності похибки роторних лічильників газу від відносного облікованого об'єму газу, які дають можливість оцінити зміну основної похибки роторних лічильників газу за його облікованим об'ємом і, відповідно, прийняти рішення про виконання його позачергової метрологічної перевірки;

- на основі розгляду у сукупності рівнянь збереження маси та енергії, законів руху газу в газопроводі, рівняння стану газу розроблено математичну модель теплообмінних процесів у довгому трубопроводі та лічильнику газу, що дало можливість виконати аналіз похибок вимірювання температури, витрати та об'єму газу за різних режимів потоку газу;

- розроблено передавальну функцію та різницеве рівняння коректувальної ланки для зменшення впливу інерційності термоперетворювача на вимірюване значення витрати та об'єму газу під час нестационарного (імпульсного) режиму відбору газу.

Практичне значення одержаних результатів.

- на основі отриманих аналітичних залежностей похибки лічильників газу роторного та турбінного типів від відносного значення витрати газу розроблено алгоритм коректування вимірюваного значення об'єму газу, який забезпечує врахування невилученої систематичної похибки вимірювання витрати газу та підвищення точності вимірювання витрати і об'єму газу;

- на основі регресійних залежностей похибки роторних лічильників газу від відносного облікованого об'єму газу розроблено алгоритм контролю прогресуючої складової похибки за інтегральним значенням об'єму та формування діагностичного повідомлення про необхідність позачергової повірки лічильника;

- розроблено алгоритм коректування вимірюваного значення температури за допомогою введеної коректувальної ланки для зменшення впливу інерції термоперетворювача на вимірюване значення витрати та об'єму газу.

- розроблені алгоритми впроваджено в програмне забезпечення обчислювачів витрати та кількості природного газу в науково-проектному виробничому підприємстві “Техприлад” (див. акт впровадження в додатку В), на основі яких розробляють автоматизовані адаптивні системи вимірювання кількості природного газу; розроблені аналітичні залежності похибки тахометричних лічильників газу від вимірюваної витрати газу та облікованого об'єму газу, а також алгоритми адаптації системи вимірювання витрати та кількості плинного середовища до умов застосування використовуються в навчальному процесі для студентів спеціальності 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка» (див додаток Г).

Особистий внесок здобувача.

Основні наукові результати дисертаційної роботи, які винесені на захист, отримані автором особисто.

У наукових публікаціях, які опубліковані у співавторстві, здобувачеві належать: в роботі [88] проведено аналіз додаткових похибок засобів вимірювання витрати природного газу, які застосовують в газотранспортних і газорозподільних мережах; у роботі [92] – удосконалення методології регресійного аналізу результатів метрологічної перевірки лічильників газу та розроблення аналітичних залежностей похибки від облікованого об'єму газу; у роботі [96] – аналіз математичної моделі ультразвукового витратоміра та можливостей зменшення додаткових похибок вимірювання витрати під час їх проектування; у роботі [97] – розроблення залежностей основної похибки роторних лічильників газу від вимірюваного значення витрати; у роботах [101, 117, 119] – розроблення загальних принципів та методології синтезу адаптивних систем вимірювання кількості плинних середовищ, основи алгоритмів адаптивного коректування результатів вимірювань; у роботах [114, 115, 116] – розроблення математичної моделі теплообмінних процесів у вимірювальних

трубопроводах систем обліку, моделювання процесів зміни температури та пов'язаних з ними похибок вимірювання витрати та об'єму газу.

Апробація результатів дисертації.

Основні положення та результати роботи були представлені на таких конференціях: Міжнародна конференція метрологів МКМ'2019 (Львів, Україна, 2019), XIII міжнародна науково-практична конференція «Інтегровані інтелектуальні робототехнічні комплекси» (Київ, Україна, 2020), 31st DAAAM International Symposium on Intelligent Manufacturing & Automation (Mostar, Bosnia and Herzegovina, 2020), IV Всеукраїнська науково-практична конференція «Приладобудування та метрологія: сучасні проблеми, тенденції розвитку» (Луцьк, Україна, 2020), V Міжнародна науково-практична конференція «Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи» (Львів, Україна, 2021), 16th International conference «Selected issues of electrical engineering and electronics» (Rzeszów, Poland, 2021).

Також результати досліджень доповідались та обговорювались на наукових семінарах кафедри Автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій Національного університету «Львівська політехніка».

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 10 публікацій: 3 статі у фахових виданнях категорії Б, один патент на корисну модель, 6 публікацій у матеріалах конференцій, з яких 2 у виданнях, що індексовані в наукометричній базі Scopus, та 4 тез доповідей на міжнародних та всеукраїнських науково-технічних конференціях.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація містить вступ, огляд стану проблеми і постановку задачі досліджень, 5 розділів, висновки по роботі, список використаних джерел із 119 найменувань. Дисертаційна робота викладена на 196 сторінках, основний зміст роботи становить 163 сторінок друкованого тексту, в тому числі 85 рисунків, 11 таблиць та 3 додатки.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СТАНУ РОЗВИТКУ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ ВИМІРЮВАННЯ КІЛЬКОСТІ ПЛИННОГО ЕНЕРГОНОСІЯ

1.1 Аналіз відомих класифікацій систем вимірювання витрати та кількості плинного енергоносія

Автоматизовані системи вимірювання кількості плинного енергоносія (АСВКЕ) – це комплекси технічних засобів, призначені для точного вимірювання об’ємної або масової витрати плинного енергоносія. Вони широко застосовуються в газорозподільних системах, на промислових об’єктах і в комерційних розрахунках між постачальниками та споживачами газу [1].

Основними складовими АСВКЕ є первинні вимірювальні прилади: давачі витрати, давачі тиску, давачі температури, давачі вологості та складу газу; обчислювачі об’єму газу, які враховують тиск, температуру та склад газу, а також застосовують алгоритми для корекції об’єму газу за стандартних умов; передавальні та комунікаційні модулі, які здійснюють передавання даних у реальному часі через GSM, GPRS, Ethernet, LPWAN протоколи та мають можливості дистанційного моніторингу та керування; спеціальне програмне забезпечення для візуалізації та аналізу результатів вимірювань з можливістю інтеграції в SCADA-системи або інші системи обліку, а також формування звітів та архівування даних. Перевагами автоматизованих систем вимірювання кількості плинних енергоносіїв є точність та надійність, оскільки вони мінімізують похибки вимірювання, виконують функції дистанційного моніторингу та управління споживанням, за допомогою чого досягають зниження витрат на обслуговування та зменшення втрат газу, швидке виявлення та запобігання аварійним ситуаціям, можливість адаптації під різні об’єкти та потреби, виявлення несанкціонованих втручань в газорозподільні та газотранспортні мережі [1].

Первинні вимірювальні перетворювачі витрати класифікують за різними критеріями, основними з яких є принцип дії, призначення та пропускна здатність.

Так, за принципом дії розрізняють витратоміри змінного перепаду тиску та лічильники газу (турбінні, ротаційні, ультразвукові, кореляційні тощо) [2]. За призначенням виділяють побутові лічильники, які використовуються для обліку споживання газу в квартирах, приватних будинках та мають невелику пропускну здатність; промислові лічильники для обліку газу в комунальних господарствах, а також промислових підприємствах, які використовуються для обліку споживання газу на промислових підприємствах та мають велику пропускну здатність.

Відповідно до інших відомих в літературі класифікацій [3-8], існуючі системи обліку можна умовно розділити на чотири групи:

Група А. Системи, засновані на гідродинамічних методах вимірювання витрати: 1) змінного перепаду тиску; 2) змінного рівня; 3) обтікання; 4) вихорів; 5) парціальні.

Група Б. Системи, у яких застосовано прилади з безперервно рухомим тілом: 6) тахометричні (роторні, турбінні); 7) силові (у тому числі вібраційні); 8) з автоколивним тілом.

Група В. Системи, у яких застосовано перетворювачі витрати, засновані на різних фізичних явищах: 9) теплові; 10) електромагнітні; 11) ультразвукові; 12) оптичні; 13) ядерно-магнітні; 14) іонізаційні.

Група Г. Системи із застосуванням приладів, заснованих на особливих методах: 15) міткові; 16) кореляційні; 17) концентраційні.

Із ряду приладів першої групи слід відмітити широко розповсюджені витратоміри змінного перепаду тиску зі звужувальними пристроями, вихорові витратоміри. В другу групу входить велика кількість турбінних, камерних (роторних, з овальними шестернями та ін.) лічильників кількості та частково витратомірів. Силові прилади з автоколивним тілом поки що мають обмежене застосування для вимірювання витрати та кількості енергоносіїв. Із приладів третьої групи найбільше розповсюдження для вимірювання витрати та кількості плинних енергоносіїв, зокрема природного газу, отримали ультразвукові витратоміри. Оптичні, ядерно-магнітні і іонізаційні витратоміри застосовуються порівняно рідко. Міткові та концентраційні витратоміри, що відносяться до

четвертої групи, служать для одноразових вимірювань, наприклад при перевірці промислових витратомірів на місці їх встановлення. Кореляційні витратоміри є перспективними для вимірювання витрати двофазних середовищ.

У промисловості застосовуються, в основному, витратоміри зі звужувальними пристроями [9-10]. Для їх градуювання і повірки не потрібно взірцевих витратомірних установок, які є необхідними майже для усіх інших витратомірів. Це ускладнює застосування останніх, незважаючи на те, що за точністю багато з них перевершують витратоміри зі звужувальними пристроями.

Складність більшості взірцевих витратомірних установок викликає необхідність розроблення імітаційних методів повірки. Такі методи існують для повірки електромагнітних витратомірів. В деяких випадках можна виконати розрахункове градуювання за результатами вимірювання окремих параметрів, що входять у склад рівняння вимірювання [1-4].

Як видно з наведеного вище, існує багато типів систем вимірювання кількості плинного енергоносія. Кожна система застосовує окремий метод вимірювання, закладений у вимірювальний перетворювач витрати (кількості). Зважаючи на переваги та недоліки кожного методу вимірювання, відповідна система вимірювання витрати та кількості повинна враховувати впливи неінформативних параметрів та умов застосування, а отже повинна мати функції адаптивності. Відповідно у цій роботі розробляються теоретичні засади та практичні заходи для реалізації функцій адаптивності в автоматизованих системах вимірювання витрати та кількості плинних середовищ.

1.2 Аналіз стану розвитку автоматизованих систем вимірювання кількості плинного енергоносія методом змінного перепаду тиску

Принцип дії витратомірів змінного перепаду тиску базується на залежності перепаду тиску на звужувальному пристрої, який вмонтований у трубопровід, від витрати плинного середовища [11]. Такі витратоміри широко застосовують в промислових вимірюваннях завдяки низці переваг, зокрема таких, як висока надійність і довговічність, можливість роботи у складних умовах, сумісність із

різними типами плинних середовищ, простота реалізації первинного перетворювача, відсутність рухомих частин, стандартизація означень, технічних вимог та методів виконання вимірювань. Витратоміри змінного перепаду тиску дають змогу вимірювати витрату плинних середовищ у трубопроводах довільного діаметра за довільних температур та тисків із застосуванням уніфікованих вимірювальних перетворювачів [11-21].

Серед витратомірів методу змінного перепаду тиску найбільше поширені витратоміри на основі звужувальних пристроїв, серед яких виділяють стандартні, нестандартні та спеціалізовані пристрої звуження. Найчастіше у витратомірах методу змінного перепаду тиску застосовують такі звужувальні пристрої, як діафрагма, сопло і труба Вентурі [2].

Перевагами діафрагм є простота конструкції та відповідно невисока вартість. Водночас порівняно з іншими стандартними звужувальними пристроями, діафрагма має також недоліки: значні втрати тиску, що складають від 40% до 90% від значення вимірюваного перепаду та більша похибка вимірювання внаслідок притуплення вхідного канта діафрагми. Втрати тиску на звужувальних пристроях обумовлені неактивними зонами на ділянках після місця їх встановлення [17]. Ці втрати тиску можна зменшити, якщо ліквідувати неактивні зони, наприклад, шляхом введення дифузора.

Стандартне сопло за характеристиками втрат тиску подібне до діафрагми, особливо при малих значеннях відносної площі m пристрою звуження. Проте сопло не має вхідного канту, який швидко затуплюється, як в діафрагми.

Серед інших стандартних пристроїв звуження широко застосовують також труби Вентурі та сопла Вентурі. Труби Вентурі значно менше чутливі до змін вхідного профілю швидкостей, ніж інші пристрої звуження, завдяки наявності на вході конфузора для вирівнювання потоку. Іншою перевагою труб Вентурі є менша чутливість до місцевих опорів, що дає змогу значно зменшити довжини прямих ділянок трубопроводів [22, 23]. Сопла Вентурі мають менше переваг. Для сопел Вентурі слід передбачати такі довжини прямолінійних ділянок на трубопроводах, які є близькими до прямих ділянок діафрагм та стандартних сопел. Похибки коефіцієнтів витрати для сопел Вентурі, аналогічно як для

діафрагм та стандартних сопел залежать від відносної площі та шорсткості трубопроводу, в той час як для труб Вентурі немає такої залежності похибки від цих параметрів. Суттєвою перевагою сопла Вентурі над іншими пристроями звуження є менша його довжина при однаковому розмірі дифузора. Для проектування систем вимірювання на основі стандартних пристроїв звуження розроблено міжнародні та українські стандарти [11-21] для визначених діаметрів трубопроводів.

Для комерційного обліку плинних енергоносіїв у промисловості найчастіше застосовують системи вимірювання на основі витратомірів змінного перепаду тиску з такими конфігураціями [23]:

1. Системи вимірювання з роздільним вимірюванням параметрів потоку, в яких виміряні значення всіх параметрів (перепаду тиску, температури та тиску) фіксують впродовж інтервалу вимірювання. Зміну кожного параметра опрацьовують та знаходять усереднене його значення впродовж заданого інтервалу вимірювання. За усередненими значеннями параметрів плинного середовища розраховують значення витрати.

2. Системи вимірювання з обчислювачем витрати та кількості плинного середовища, в яких миттєві сигнали від вимірювальних перетворювачів параметрів плинного середовища подають до мікропроцесорного обчислювача, котрий в свою чергу обчислює миттєве значення витрати. Мікропроцесорний обчислювач формує архів миттєвих значень витрати та шляхом його інтегрування нього визначає кількість плинного середовища впродовж певного інтервалу вимірювання. Для такої конфігурації витратоміра окремо нормують похибки кожного із засобів вимірювань, на основі яких розраховують похибку витратоміра або невизначеність результату вимірювання витрати [15].

3. Системи вимірювання з вимірювальним комплексом, для яких структура може бути аналогічною, як у витратоміра з обчислювачем витрати та кількості плинного середовища, але відрізняється спосіб нормування похибок. Вимірювальний комплекс такої системи складається з обчислювача, вимірювальних перетворювачів перепаду тиску, температури та тиску. В цьому випадку похибку його нормують як похибку єдиного засобу вимірювань таким

чином: на входах вимірювальних перетворювачів формують взірцеві значення параметрів за допомогою взірцевих засобів; значення витрати, виміряне за допомогою обчислювача, порівнюють із взірцевим значенням витрати, отриманим за допомогою сертифікованого програмного пакету.

Багато наукових робіт присвячена дослідженню та вдосконаленню роботи витратомірів змінного перепаду тиску, підвищенню точності вимірювань методом змінного перепаду тиску, а також розробленню автоматизованих систем вимірювання кількості плинного енергоносія методом змінного перепаду тиску [24-40, 120].

Оскільки вимірювання витрати плинних середовищ є критично важливим для забезпечення якості процесів у багатьох галузях промисловості, то важливо провести детальний аналіз умов застосування типового пристрою звуження – діафрагми у вимірювальних системах витрати та кількості та невизначеностей виміряного значення витрати. В статті [24] проаналізовано існуючі методи вимірювання витрати за допомогою різних типів звужуючих пристроїв, зокрема діафрагми, як найбільш поширеного завдяки своїм промисловим характеристикам. Наведено детальний аналіз впливу на вимірювання витрати таких факторів, як зміна конструктивних розмірів діафрагми: товщини, діаметра отвору, кількість отворів тощо. Для кращого розуміння динамічної природи діафрагми за допомогою засобів обчислювальної гідродинаміки CFD досліджено вплив конструктивних параметрів на метрологічні характеристики системи вимірювання.

Стаття [25] присвячена дослідженню роботи різних типів витратомірів методу змінного перепаду тиску за допомогою сучасних пакетів програмного забезпечення. Так, для побудови графіків зміни характеристик потоку плинного середовища було застосовано програмний пакет FLUENT, а для побудови 2D-моделей витратомірів – програмний пакет GAMBIT. Були використані двофазні розрахунки обчислювальної гідродинаміки з використанням моделі k-Епсилон. Виконане моделювання значень тиску, швидкості та турбулентності на різних ділянках трубопроводу для різних типів витратомірів. Отримані результати були перевірені на відповідність експериментальним даним з літератури, і було

виявлено, що вони добре узгоджуються.

В роботі [26] виконано апроксимацію коефіцієнта витрати діафрагми з використанням різних методів програмного обчислення. Для оцінювання значення коефіцієнта витрати використано різні моделі, зокрема модель м'яких обчислень, включаючи множинну лінійну регресію MLR, груповий метод обробки даних GMDH, сплайни багатовимірної адаптивної регресії MARS, модель дерева M5P і випадкову модель RF. Для перевірки метрологічних характеристик кожної моделі програмного обчислення в роботі проаналізовано та оцінено статистичні показники прогнозування такі як коефіцієнт кореляції CC, середня абсолютна похибка MAE, середньоквадратична похибка RMSE, індекс розсіювання SI і коефіцієнт ефективності моделі Неша–Саткліффа NSE. Статистичні показники підтвердили перевагу моделі RF над іншими моделями, тоді як модель MARS також показала конкурентний потенціал прогнозування над моделями M5P, GMDH і MLR. Результати цього дослідження чітко продемонстрували, що реалізована стратегія програмного обчислення може використовуватися для точної оцінки коефіцієнта витрати діафрагми, зокрема, у ситуаціях, коли вимірювання параметрів детерміністичного рівняння є практично неможливим.

Як було зазначено вище, проектування, встановлення, експлуатація та технічне обслуговування вимірювальних систем з діафрагмою нормуються стандартом ISO 5167-1: 2003 [16-21]. В роботі [27] досліджено вплив забруднення діафрагми на роботу системи вимірювання. Показано, що забруднення діафрагми призводить до того, що система вимірювання працює поза цим стандартом і, як правило, призводить до некоректної реєстрації витрати плинного середовища, обумовленої похибками вимірювання. Кількісну оцінку таких похибок рекомендовано виконувати відповідно до [16, 28]. Експериментальна робота, яка є основою для цього стандарту, була проведена компанією British Gas (попередником Transco) у 1970-х роках при атмосферному тиску з повітрям як газовим середовищем. Ця робота виявила похибки вимірювання в діапазоні від нуля до 24% для різних ступенів забруднення, викликаного шламом трубопроводу, мастилом, рідинами тощо. Ці умови

випробувань не відображають поточну експлуатаційну практику, тому виникла потреба оцінити достовірність оцінених похибок при використанні в реальних умовах експлуатації. Таким чином, National Grid Transco (NGT) і Advantica провели серію експериментів, щоб повторити деякі роботи, представлені в ISO 12767 [28], але в більш репрезентативних реальних умовах експлуатації. Автори підтвердили, що забруднення діафрагми може призвести до значної похибки вимірювання витратоміра. Однак вони також визначили потребу в оцінці більш реалістичних моделей забруднення, ніж описано в ISO 12767 [28].

У роботі [29] представлено результати експериментального дослідження впливу шорсткості ділянок вимірювального трубопроводу (ВТ) на коефіцієнт витікання діафрагми. Дослідження виконано для ВТ діаметру 3, 4, 6 дюймів. З урахуванням отриманих у роботі даних зроблено висновки про вплив шорсткості у витратомірах діаметру до 6 дюймів, а на основі даних [30] – для 10-дюймових витратомірів. Зокрема, зроблено такі висновки [29]:

1. Для діафрагми з β менше, ніж 0,5, не існує статистично значущого впливу на коефіцієнт витрати, викликаного шорсткістю в межах специфікації, що присутня в ANSI / API 2530 [1].

2. Для значень шорсткості R_a менш 3,8 мкм (150 мікродюймів) вплив на коефіцієнт витрати, викликаний шорсткістю становить менше 0,5 % для будь-яких β менше ніж 0,75.

3. Для діафрагми з $\beta > 0,55$ і $R_a > 3,8$ мкм (150 мікродюймів), статистично значущий ефект шорсткості на коефіцієнт витрати існує.

4. Для діафрагми з $\beta = 0,73$ і $R_a \approx 7,6$ мкм (300 мікродюймів) ефект шорсткості на коефіцієнт витрати може перевищувати 1 %.

5. Область допуску обробки в обох стандартах [1, 2] не є достатньою для запобігання помилок вимірювання витрати, які можуть перевищувати 1 %.

6. Механічна обробка (обточування) ВТ витратоміра для двох або чотирьох діаметрів труби вище по потоку від вимірювальної діафрагми до шорсткості 1,3 мкм (50 мікродюймів) не призводить до видалення всіх ефектів шорсткості труби вгору за течією для діафрагми з $\beta = 0,67$ і вище.

У роботі [31] визначено межі зміни шорсткості для застосування рівня

коефіцієнта витікання діафрагм, запропонованого Рідером-Харісом і Саттарі. Слід відмітити, що для дослідження впливу шорсткості на коефіцієнт витікання діафрагми у ряді робіт застосовано CFD-моделювання. Зокрема, для встановлення виду цієї залежності у лабораторії NEL виконано обчислення значень коефіцієнта витікання C для різних значень коефіцієнта тертя (відповідно і різних значень шорсткості) на основі результатів CFD-моделювання.

В роботі [32] також виконано дослідження впливу шорсткості вимірювальної ділянки ВТ, яка відповідає стану промислової експлуатації витратомірів, на коефіцієнт витікання діафрагми. Дослідження виконано із застосуванням у якості плинного середовища природного газу високого тиску на установці NOVA в Дидсбурі, Альберта. В роботі показано, що різна якість обробки поверхні секцій трубопроводу можуть привести до ступінчатих змін шорсткості поверхні і, як наслідок, до змін профілю швидкості потоку. Особливо важливим є різке збільшення шорсткості поверхні вище по потоку від вимірювальної діафрагми. Встановлено, що навіть 1.5D довжини секції ВТ з грубою шорсткістю може вистачити, щоб змінити покази витратоміра більше 1% при великому співвідношенні діаметрів.

Одним із ефективних пристроїв, який застосовують у вимірювальних системах для точного вимірювання витрати плинного середовища є діафрагма з кількома отворами. У роботі [33] виконане експериментальне та числове дослідження поведінки характеристик потоку плинного середовища через конфігурацію діафрагми з кількома отворами. Для випробування використовується діафрагма з одним отвором у формі круглого поперечного перерізу та діафрагма із кількома отворами. Діафрагми мають відносну площу 0,36, коефіцієнт еквівалентного діаметра 0,6 та кількість отворів 9, 16 і 25. Було оцінено коефіцієнти витрати для потоку через діафрагми з кількома отворами, досліджуваними параметрами були кількість отворів, перепад тиску на отворі та число Рейнольдса. Для прогнозування полів швидкості, втрати тиску та коефіцієнта витрати цього пристрою була використана модель турбулентності $k-\epsilon$. Обговорюються переваги використання кількох отворів у діафрагмі замість

одного отвору. Показано, що кількість отворів, діаметр отвору та співвідношення сторін впливають на коефіцієнти витрати. Експериментальні результати порівнювались з результатами чисельного моделювання та зроблено відповідні висновки.

У статті [34] наведено результати експериментального та чисельного аналізу витратоміра на основі діафрагми з шістьма отворами. Досліди проводили на вологому повітрі в каналі діаметром 100 мм. Метою цього дослідження було дослідити залежність масової витрати та перепаду тиску на діафрагмі з отвором попередньо визначеної форми та порівняти отримані результати з обчислювальними формулами, рекомендованими в стандарті ISO 5167-2 для діафрагми з одним отвором. Експерименти та розрахунки були проведені на декількох діафрагмах з отворами різних форм в широкому діапазоні чисел Рейнольдса. Тиск вимірювали безпосередньо до і після діафрагми. Коефіцієнт витрати, визначений для досліджуваного витратоміра з шістьма отворами, порівнювали з коефіцієнтом витрати звичайної діафрагми з одним отвором з таким самим коефіцієнтом звуження. Під час деяких експериментів в канал на змінній відстані перед діафрагмою була введена перешкода та досліджено вплив створеного таким чином збурення поля швидкості на вимірне падіння тиску. Також було проведено чисельне моделювання потоку плинного середовища з наявністю перешкоди та виконано порівняння з експериментальними даними.

У роботах [35, 36] представлено розробку програмного забезпечення для автоматизованого проєктування витратомірів змінного перепаду тиску, яке включає витратоміри зі стандартними пристроями звуження, а саме діафрагмою, соплами та трубою Вентурі. Так, в [35] проведено огляд різноманітних програмних рішень, який виявив, що вони повною мірою не розв'язують поставлену задачу, оскільки не розраховують більшість конструктивних параметрів вузла обліку. Авторами здійснено аналіз методу вимірювання витрати за змінним перепадом тиску та на його основі запроваджено математичну модель витратомірів, реалізовану з урахуванням існуючих стандартів. Оцінені вихідні геометричні параметри витратоміра та наведено алгоритм визначення параметрів для діафрагми з камерами відбору тисків. В

результаті виконаного аналізу розроблено програмне забезпечення, що дозволяє зручно вводити вхідні параметри, такі як витрата, перепад тиску, діаметр трубопроводу, вид звужувального пристрою та метод відбору тисків, і на виході отримувати відповідне схематичне зображення первинного перетворювача витрати з усіма конструктивними параметрами та формулу розрахунку витрати, виходячи з різниці тисків. Для кращого розуміння роботи програмного забезпечення здійснено огляд його особливостей та продемонстровано приклад розрахунку сопла. Впровадження авторської розробки надає змогу підвищення точності обліку споживаних ресурсів, а також зменшує часові та грошові витрати на проєктування засобу вимірювання. В перспективі планується створення програмного комплексу, який включатиме етапи синтезу калориметричних, ультразвукових витратомірів та ротаметрів, а також дозволить обирати найбільш оптимальний метод вимірювання витрати на основі заданих характеристик вимірюваного середовища, діаметра трубопроводу та діапазону вимірюваних витрат. В подальшому можливе здійснення метрологічного контролю і нагляду за такими вимірювальними комплексами та розробка і атестація методик виконання вимірювання витрат рідин і газів.

В статті [36] розроблено нову методологію проєктування витратомірів перепаду тиску плинних енергоносіїв з метою забезпечення мінімальної невизначеності результатів вимірювання витрати. Дана методика реалізована в САПР «Витратомір» для автоматизованого проєктування та розрахунку витратомірів диференціального тиску. Розроблена САПР відповідає вимогам міжнародних та українських стандартів [11-21], і забезпечує виконання наступних завдань: перевірка умов (обмежень) застосування методу змінного перепаду тиску відповідно до вимог нових стандартів; розрахунок параметрів первинного пристрою, прямих труб і витратоміра в цілому відповідно до вимог нових стандартів; розрахунок невизначеності результатів вимірювання витрати плинного середовища та об'єму.

Значна увага науковців скерована на підвищення точності вимірювання систем вимірювання витрати та кількості плинного енергоносія на основі витратомірів змінного перепаду тисків. Зокрема в [37] авторами встановлено, що

невизначеність коефіцієнта витрати діафрагми, що визначається за рівнянням Рідера-Гарріса/Галлагера, була розрахована з урахуванням невизначеності даних, на яких базується це рівняння, та відповідає вимогам стандарту ISO 5167-2. Ця робота показала, що при використанні правильного методу для визначення невизначеності в ISO 5167-2 значення невизначеності суттєво відрізнялося від значення, наведеного у стандарті. Однак в інших подібних випадках, коли невизначеність діафрагми базується на даних для інших подібних діафрагм, значення невизначеності, отримані правильним методом, можуть значно відрізнятися від значень невизначеності неправильним методом.

Часто буває важко реалізувати калібровану точність системи вимірювання витрати в діапазоні вимірювань, коли вона встановлена в умовах агресивного та збуреного потоку. Незважаючи на те, що в літературі повідомляється про численні дослідження окремих характеристик витратомірів, не виконано порівняльної оцінки метрологічних характеристик цих пристроїв у реальних вимірювальних системах. У дослідженні [38] порівнюються стандартні пристрої звуження, зокрема трубки Вентурі, стандартні та нові щілинні діафрагми та діафрагми з чотирма отворами. Експериментально досліджено вплив одинарного ліктя, подвійного ліктя в площині та поза нею, редуктора та розширювача на вимірювальні характеристики цих пристроїв. Проаналізовано та порівняно коефіцієнти витрати та характеристики втрат тиску за допомогою обчислювального моделювання гідродинаміки. Для кожного з цих випробуваних витратомірів запропоновано мінімальну довжину прямої труби перед пристроєм звуження для усунення впливу збурень.

В роботі [39] виконано оцінку та аналіз невизначеності вимірювання витратомірів змінного перепаду тисків при їх калібруванні гравіметричним методом. Калібрувальною системою, що використовується в цій роботі, є калібрувальна система для витратомірів рідини Національного інституту метрології якості та технологій – INMETRO, яка забезпечує простежуваність рідинних витратомірів у Бразилії. Вимірювання проводилися в п'яти діапазонах витратоміра, а вираз невизначеності відповідав процедурам Посібника з вираження невизначеності вимірювань GUM [40]. Результати порівнювалися

між собою і було доведено високі метрологічні характеристики витратомірів відповідно до технології, що використовується у вимірюванні, та узгодженість системи калібрування.

В статті [120] розроблено алгоритм для визначення кількості енергії, яку переносить суха насичена пара для системи вимірювання на основі методу змінного перепаду тиску із застосуванням стандартного еліпсного сопла з малим і великим відносним діаметром. Автори застосували метод для визначення термодинамічної температури сухої насиченої пари при вимірюванні її абсолютного тиску, або абсолютного тиску при вимірюванні її термодинамічної температури. Авторами отримане нове рівняння для розрахунку витрати енергоносія. Запропонований метод для визначення кількості енергії може бути застосований у системах вимірювання технологічного та комерційного обліку плинних енергоносіїв.

1.3 Аналіз стану розвитку автоматизованих систем вимірювання кількості плинного енергоносія за допомогою лічильників газу

В практиці промислових вимірювань часто застосовують автоматизовані системи вимірювання кількості плинного енергоносія за допомогою лічильників газу. Серед лічильників газу найпоширенішими є ультразвукові, вихрові, турбінні, ротаційні, коріолісові лічильники тощо [1, 2].

Залежно від того, чи розподіл природного газу є побутовим чи промисловим, можуть бути прийняті різні рішення щодо вимірювання обсягу його споживання. У побутових умовах майже всі витратоміри, які використовуються компаніями з розподілу природного газу, є звичайними мембранними лічильниками, тоді як більші витрати вимагають вимірювальних систем вищої точності. Вимоги щодо нових функцій безпеки та дистанційного зчитування, а також доступність нових технологій зараз заохочують використання статичних інноваційних витратомірів, зокрема ультразвукових. Ультразвукові лічильники часто застосовують для вимірювання витрати плинних енергоносіїв та інших середовищ: природного газу, води,

нафтопродуктів, агресивних середовищ, суспензій. Основним вимірюваним параметром є швидкість звуку у потоці в режимі реального часу, що значно спотворюється за наявності домішок у вимірювальному середовищі, і це є основним недоліком таких витратомірів [1, 2]. У дослідженні [41], після короткого аналізу принципів вимірювання та характеристик статичного ультразвукового витратоміра, автори повідомляють про результати польових випробувань, проведених на двох різних типах статичного ультразвукового витратоміра протягом 2 років. В статтях [42] та [43] на базі наявних результатів досліджень попередніх років, авторами виконано удосконалення інтелектуальних методів для підвищення точності інтегрування швидкостей багатоканальних УЗВ в умовах спотворень структури потоку.

В роботах [44-47] запропоновано нові нетрадиційні підходи до вимірювання витрати із застосуванням ультразвукових лічильників на базі інтелектуальних методів дослідження. В статті [44] авторами застосовано машинне навчання з використанням штучної нейронної мережі (ШНМ) для прогнозування швидкості потоку природного газу. Для створення моделі прогнозування Z-фактора та теплотворної здатності природного газу, авторами використано ШНМ для розпізнавання образів із вихідними шарами класифікації та алгоритм байєсівської регуляризації (Bayesian-Regularized Multiplayer Perceptron Neural Network). При цьому температура, тиска та швидкість звуку виступають входами для нейронів ШНМ. Встановлено, що ШНМ із 5-9 рівнями байєсівської регуляризації може точно передбачити Z-фактор та теплотворну здатність ПГ, при цьому усереднена абсолютна відносна похибка становить 0,047% та 0,027% відповідно, а час підгонки становить приблизно 1 с. Випробування показали, що відносна комбінована стандартна невизначеність інтелектуального УЗВ становить 0,565%, а відносна розширена невизначеність - 1,08%, що набагато менше, ніж вимагають національні стандарти, а саме 3%.

В статті [45] авторами запропоновано новий парний багатоканальний УЗВ, що поєднує два триканальні хордові УЗВ зміщені один від одного на певну відстань (Pair Simultaneous Multipath Ultrasonic Flowmeter), що працює за часо-імпульсним методом вимірювання швидкості потоку. Для оцінки швидкості

поток в такому УЗВ, автори пропонують скористатись довгою короткочасною пам'яттю (Long Short-Term Memory, LSTM), яка є однією з архітектур рекурентних нейронних мереж (Recurrent Neural Networks, RNN). Щоб оцінити ефективність підходу, авторами використано зокрема графік Бланда-Альтмана (Bland-Altman plot) та середньоквадратичну похибку (root mean squared error, RMSE). Результати дослідження показали, що LSTM може зменшити похибку між прогнозованим та фактичним значенням швидкості потоку на $RMSE = 0,289$.

В статті [46] авторами розглянуто систему вимірювання швидкості фазового потоку в двофазному кільцевому потоці газ-рідина під час видобутку та транспортування вологого природного газу. Запропоновано застосувати в системі вимірювання комбінований мультимодальний ультразвуковий давач і давач диференціального тиску для одночасного отримання інформації про потік без поділу. Фракція рідкої плівки вимірюється ультразвуковим давачем товщини, швидкість газу вимірюється ультразвуковим давачем швидкості, а нова модель потоку газ-рідина встановлюється за допомогою мультимодального ультразвукового давача та давача диференціального тиску. Крім того, ця модель двох плинних середовищ, що поєднує інформацію про текучу фракцію рідкої плівки та швидкість газу, використовується для розрахунку швидкості рідини та швидкості захоплення крапель, а потім для отримання швидкості потоку газу та рідини.

В статті [47] авторами розроблено систему вимірювання витрати з альтернативним ультразвуковим витратоміром (УЗВ) для асиметричних профілів (USM-Tomo) – УЗВ з томографічною конфігурацією акустичних каналів та програмованою їх конфігурацією. Завдяки застосуванню техніки подвійних перетворювачів запропоновано зменшити тривалість обчислення часу польоту в кожному акустичному каналі (АК). Завдання такої схеми на етапі навчання – визначити функції відображення між швидкостями потоку на окремих 6 АК та середньою швидкістю потоку в поперечному перерізі труби на основі гібридного USM-Tomo за допомогою машинного навчання. На етапі вимірювання, середня швидкість потоку визначається за допомогою функції відображення з введенням 6 АК. На основі різних типів асиметричних профілів

поток, що використовуються в експерименті, 6 АК УЗВ можуть давати середню швидкість потоку з похибкою нижче 1 %, порівняно з USM-Tomo. Крім того, час вимірювання становить лише ± 7 мс, а час обчислення гібридного USM-Tomo з поліномом SVR і каскадною кореляцією ШНМ становить 0,01-0,03 с і 0,05-0,09 с відповідно. Таким чином, запропонована гібридна схема USM-Tomo може стати альтернативною схемою для витратомірів у промисловому застосуванні.

У статті [48] розроблено систему вимірювання витрати із новим типом ультразвукового газового витратоміра з фільтрацією даних, який вирішує проблеми значних втрат тиску, малого діапазону та контактного вимірювання в традиційних газових витратомірах. Витратомір складається з апаратних схем, таких як STM32F407 (32-розрядний мікроконтролер ARM Cortex) основної мікросхеми керування та високоточної мікросхеми синхронізації TDC-GP22 (час-цифровий перетворювач). Програмне забезпечення використовує новий алгоритм фільтрації даних, який поєднує алгоритм фільтрації Калмана та алгоритм середнього арифметичного для підвищення точності вимірювання ультразвукового витратоміра газу. Експериментальним шляхом було встановлено, що алгоритм фільтрації ефективно зменшує похибку вимірювання системи. У діапазоні витрати 0,025–4 м³/год максимальна відносна похибка вимірювання системи становить 2,7404%, що відповідає національному стандарту похибки вимірювання приладів рівня 1,5. Крім того, він зменшує дрейф нуля приблизно до половини від вихідного, що значно покращує стабільність системи. Витратомір газу має такі характеристики, як висока точність, хороша стабільність, низьке енергоспоживання.

У роботі [49] за допомогою аналітичних та обчислювальних методів досліджено поправочний коефіцієнт для ультразвукових витратомірів для підвищення їх точності. Досліджуючи профілі швидкостей, які не мають осової симетрії, автори застосували реконструкцію двовимірного поля швидкостей на основі зворотного перетворення Абеля. Встановлено, що для профілів швидкості, що не мають обертальної симетрії навколо осі трубопроводу, величина поправочного коефіцієнта буде залежати від кута орієнтації площини вимірювання відносно діаметральної площини витратоміра. Розрахунок

фактичної середньої швидкості потоку в поперечному перерізі лічильника був отриманий з конкретних математичних залежностей, що описують розподіл швидкості методом інтегрування. Проведене дослідження дозволяє зробити висновок, що навіть за умов спотворених несиметричних течій можна з достатньою точністю визначити метрологічні характеристики ультразвукових витратомірів як методами теоретичних досліджень, так і методами обчислювальної гідродинаміки.

Відомо, що в ультразвукових газових витратомірах можуть бути використані декілька технологій, таких як вимірювання часу проходження, Доплера, крос-кореляція тощо. У роботі [50] показано, що підхід, заснований на вимірюванні часу проходження, має значні переваги та стає більш популярним. Серед тих методів, які можна застосувати для визначення часу проходження (TOF) ультразвукових хвиль, включаючи порогове виявлення, алгоритм крос-кореляції та інші алгоритми обробки цифрових сигналів, алгоритм крос-кореляції має більше переваг, коли отриманий ультразвуковий сигнал серйозно порушується завадами. Однак опорна хвиля для обчислення крос-кореляції має великий вплив на точне вимірювання TOF. У застосуваннях багатопроменевих витратомірів вибір еталонної хвилі стає ще складнішим. На основі аналізу впливових факторів, які вносять завади і спотворення форми хвилі ультразвукових хвиль, у статті [50] запропоновано метод усереднення для визначення опорної хвилі. У багатопроменевому ультразвуковому газовому витратомірі для аналізу кожного шляху ультразвуку потрібна своя опорна хвиля. У роботі було розроблено та випробувано систему вимірювання із шестиканальним ультразвуковим газовим витратоміром з потоком повітря через трубопровід. Результати демонструють, що точність швидкості потоку та повторюваність TOF значно покращуються за допомогою усередненої опорної хвилі порівняно з використанням випадкової опорної хвилі.

Міжнародні програми енергетичної трансформації та сталого розвитку виявляють нові проблеми з вимірюванням витрати плинних енергоносіїв, оскільки наявні та нові інфраструктури можуть бути використані для транспортування енергії за допомогою енергетичних носіїв, таких як збагачені

воднем суміші природного газу, включно з сумішами, які раніше не використовувалися в поточних лініях розподілу [51]. При цьому слід мати можливість перевірити метрологічні характеристики витратомірів, які наразі калібровані з використанням природного газу та азоту як еталонних рідин, навіть при роботі з рідинами, які ще не використовуються. З цієї причини комерційний накладний ультразвуковий витратомір використовувався для вимірювання швидкості звуку в суміші водню та ізобутану після калібрування з використанням гелію як еталонної рідини [51]. Насправді гелій набагато дорожчий за азот, але це вигідно, оскільки в діапазонах температур і тисків, які розглядаються в цій роботі, швидкості звуку гелію більш співмірні зі швидкостями звуку бінарної суміші водню та ізобутану, ніж швидкості звуку азоту в тих же термодинамічних умовах. В роботі спеціально розроблений контрольний апарат для регулювання температури і тиску газу, що наповнює золотник DN50-PN100, на якому встановлено ультразвуковий лічильник. Прилад був відкалібрований для температур між (270 і 320) К і для тисків до 3 МПа за допомогою передбачення еталонного рівняння стану для гелію Ортіса-Веги та ін. Розширена відносна невизначеність була оцінена як 0,09%, що було оцінено шляхом врахування внесків основних величин впливу, повторюваності та відтворюваності вимірювань. Отримані результати порівнювали з рівняннями стану AGA-8-92DC і GERG-2008 і виявили, що вони узгоджуються зі значеннями, передбаченими обома моделями, демонструючи доцільність використання накладного ультразвукового витратоміра для визначення швидкості звуку та можливість перевірки роботи витратоміра, встановленого в газових мережах, використовуючи швидкість звуку як величину передачі.

Як вже було зазначено вище, змішування водню в існуючих трубопроводах природного газу ефективно забезпечує недорогу доставку водню на велику відстань. Оскільки фізичні властивості водню і природного газу істотно відрізняються, то природний газ із сумішшю водню змінює стан потоку та термодинамічні властивості вихідного природного газу в трубопроводі. При цьому можуть зростати похибки вимірювання витрати ультразвуковим витратоміром через високу швидкість звуку та малу густину водню. Важливою

задачею є визначення відстані для встановлення ультразвукового витратоміра. У роботі [52] досліджено безконтактний ультразвуковий витратомір газу з хвилею Лемба, який використовується для вимірювання витрати природного газу, змішаного з воднем, у трубопроводі Т-типу. Встановлено, що чим більше співвідношення змішування водню, тим вище швидкість потоку у відгалуженому трубопроводі та менша відстань встановлення ультразвукового витратоміра, наприклад, 10% при 150D, 20% при 110D і 30% при 20D. Для розрахунку швидкості потоку застосовано програмний пакет COMSOL. Похибки між симуляцією COMSOL і теоретичними розрахунками на найкоротшій відстані встановлення за потоком не перевищують 3%. Похибки в місці встановлення, де рівномірність змішування становить 80%, значно вищі, ніж на найменшій відстані встановлення, і максимальна похибка становить близько 7,7%. Результати моделювання COMSOL демонструють хорошу точність ультразвукового вимірювання потоку природного газу, змішаного з воднем і доцільність його застосування.

Для точного визначення переданого тепла, маси та енергії необхідною умовою є простежуваність вимірювання витрати плинного енергоносія. Однак, враховуючи широкий діапазон швидкостей потоку, температури, тиску, в'язкості і густини, який практично застосовується в метрології потоку рідини, точне калібрування ультразвукових витратомірів все ще залишається складним завданням. Альтернативою звичайному гравіметричному калібруванню є можливість забезпечення простежуваності за допомогою використання стандарту швидкості звуку, що є менш дослідженим. В роботі [53] досліджено метрологічні характеристики нової системи для калібрування ультразвукових приладів. Зокрема авторами розроблено та проаналізовано характеристики ультразвукової комірки, та можливість її використання для забезпечення простежуваності вимірювань швидкості звуку. Прилад був розроблений як передавальний еталон швидкості звуку, а його характеристики роблять його придатним для калібрування ультразвукових витратомірів як в лабораторних умовах, так і на промислових трубопроводах. Давач був перевірений експериментально шляхом виконання вимірювань швидкості звуку в рідкому

метані в діапазоні температур від 100 К до 162 К і для тиску до 10 МПа. Розширена відносна невизначеність швидкості звуку w становить $Ur(w)=0,15\%$ для температури нижче 130 К і $Ur(w)=0,32\%$ для температури вище 130 К.

У роботі [96], яка розроблена та опублікована за участі автора, представлено математичну модель багатоканального ультразвукового витратоміра на базі числового методу інтегрування Гауса-Якобі. Цю математичну модель доповнено аналітичними залежностями для визначення координат розташування та вагових коефіцієнтів акустичних каналів, що дозволяє застосовувати її для проектування конструкцій 2, 3 та 4-канальних ультразвукових витратомірів. Тобто розроблена модель корисна саме на етапі проектування і може забезпечити адаптивність конструкції ультразвукового витратоміра вже на етапі проектування системи вимірювання витрати на основі УЗВ.

Таким чином огляд систем вимірювання витрати та кількості плинних енергоносіїв на основі ультразвукових лічильників показав, що на сьогодні розроблені достатньо обґрунтовані теоретичні методи для побудови таких систем та наявні міжнародні нормативні документи [54, 55], які регламентують основні вимоги та обмеження до їх проектування та експлуатації.

Широкого розповсюдження у системах вимірювання витрати газів і рідин набули також вихрові витратоміри, дослідження яких виконані в статті [56]. Витратоміри цього типу вимірюють частоту вихорів, які виникають за перешкодою (вихровим розсіювачем), встановленою на шляху потоку рідини. Частота є функцією швидкості потоку рідини. Перевагою цього рішення є те, що частота вихорів не залежить від реологічних властивостей рідини, таких як в'язкість або густина, а отже показники вихрового витратоміра не залежать від температури і типу плинного середовища. Робота [56] включає в себе теоретичні та експериментальні дослідження впливу зміни форми вихрового розсіювача на стабільність генерації вихорів у витратомірі. Зокрема авторами виконано моделювання та аналіз впливу характеристик вихрового розсіювача циліндричної форми на параметри вихрового витратоміра для різних швидкостей потоку. Виконано експериментальні дослідження по визначенню поля швидкостей за вихровим розсіювачем із застосуванням власного методу

визначення локальних швидкостей рідини та візуалізації локальних вихорів. На основі проведених досліджень визначено вплив форми розсіювача на роботу вихрового витратоміра та визначено оптимальну відстань від розсіювача до місця вимірювання частоти вихорів для забезпечення умови її стабільності.

Стаття [57] присвячена дослідженню системи вимірювання на основі сучасного вихрового витратоміра Кармана, а саме його фізичних основ, дизайну, оптимізації конструкції та умов застосування. Проаналізовано можливості застосування та переваги прикладного явища вихору Кармана, а також виділено принципові проблеми та шляхи їх вирішення. Описано методи, придатні для дослідження явищ, які виникають у вихровому лічильнику: аналіз виміряного сигналу, дослідження поля потоку за допомогою анемометра з гарячим дротом, візуалізація потоку за допомогою обробки зображень та числового моделювання. Описано також найпотужніші досягнення в галузі вихрової витратометрії.

В статті [58] розглянуто проблеми проектування вихрових лічильників, виконано моделювання та лабораторні дослідження системи вимірювання на основі вихрового лічильника. Описано результати лабораторних досліджень явища вихрового розшарування із застосуванням різних методів дослідження, в яких детально проаналізовано властивості цього явища, обґрунтовано умови успішного чисельного моделювання. У статті також обговорюються проблеми, пов'язані з чисельним моделюванням вихрового явища фон Кармана та шляхи їх вирішення. Зокрема, слід дотримуватися чіткого балансу між лабораторними дослідженнями та числовим моделюванням - результати моделювання обов'язково повинні бути перевірені лабораторними результатами.

Відомо, що міцність і точність вихрових витратомірів можуть бути легко порушені умовами навколишнього середовища, такими як збурення потоку та/або пульсації. Такі явища досліджені в статті [59]. Зокрема, авторами проаналізовано різні методи пост-обробки вихрового сигналу, які спрямовані на отримання кращої оцінки усередненої за часом об'ємної швидкості. Також на основі вейвлет-аналізу авторами запропоновано простий спосіб опрацювання сигналу від вихрового розділювача для визначення швидкості розділеної за часом і, отже, усередненої по фазі в умовах пульсуючого потоку. Цей спосіб був

перевірений за допомогою методу «гарячого дроту» та методу лазерної доплерівської велосиметрії.

Розробка ефективних комбінованих методів вимірювання двофазного потоку газ–рідина становить інтерес як для академічних досліджень, так і для промислових застосувань. У статті [60] представлено новий підхід до вимірювання масової витрати однорідного газо–рідинного бульбашкового потоку з комбінованим використанням трубки Вентурі та вихрового витратоміра. Трубка Вентурі та вихровий витратомір були встановлені в одному трубопроводі з інтервалом у десять разів більшим від внутрішнього діаметра труби. Було встановлено кореляцію вимірювань на основі різниці тиску, що створюється в трубці Вентурі, і частоти, отриманої з сигналу вихрового витратоміра. Експерименти проводилися на установці з вертикальним висхідним двофазним потоком газ–рідина з масовою швидкістю потоку повітря від $0,2 \times 10^{-3}$ до $3,2 \times 10^{-3}$ кг с⁻¹, масовою швидкістю потоку води від 3,3 до 5,2 кг с⁻¹ і об’ємною часткою пустоти від 0,004 до 0,246. Результати показують, що відносні похибки кореляції для вимірювання масової витрати суміші були в межах $\pm 5\%$, а максимальне стандартне відхилення відносних похибок становило 2,0%. Цей метод забезпечує просте та практичне рішення для вимірювання масової витрати однорідного газо–рідинного потоку.

Суттєвими недоліками вихрових витратомірів є вплив вібрацій на точність вимірювання, неможливість використання таких приладів при невеликій швидкості потоку.

Широкого застосування у системах вимірювання витрати та кількості плинних енергоносіїв набули також турбінні лічильники [61]. У статті [62] проаналізовано сучасний рівень розвитку та представлено огляд турбінних витратомірів, описано основну концепцію методу вимірювання і основні параметри, які впливають на надійність турбінних лічильників. Крім того, також виділено деякі проблеми турбінних лічильників, які можуть впливати на точність вимірювання. Однією з таких проблем є відмінність між показами стендового турбінного лічильника та електронного коректора об’єму, яка має місце під час вимірювань в нафтовій і газовій промисловості. Ця різниця призводить до втрат

постачальників або споживачів. Авторами запропоновано впровадити інтелектуальну систему сповіщень, яка може визначити факт виникнення помилки та завчасно повідомляти про її виникнення, що дозволить зменшити збитки підприємствам.

У статті [63] запропоновано числову модель для прогнозування характеристик турбінного витратоміра, побудовану на основі нового ітераційного алгоритму, заснованого на теорії балансу крутного моменту. Базуючись на попередніх дослідженнях, розглядається вплив крутного моменту підшипників витратоміра на знаходження точки балансу, при цьому крутний момент підшипників витратоміра розраховується на основі методу кінцевих різниць за допомогою розробленого коду. Отримано тривимірне стаціонарне внутрішнє поле потоку турбінного витратоміра за допомогою моделювання обчислювальної гідродинаміки CFD. Для оцінки точності моделі були проведені експерименти на 6-дюймовому гвинтовому турбінному витратомірі для сирої нафти та води. Шляхом порівняння результатів моделювання з експериментальними даними було підтверджено точність результатів числового моделювання. Таким чином, використовуючи запропоновану модель, можна зменшити високу вартість проектування та оптимізації турбінних витратомірів.

В статті [64] виконано моделювання роботи системи вимірювання витрати води в технологічному процесі виробництва льоду на основі турбінного лічильника, який вимагає високої чутливості до зміни витрати. Це дослідження спрямоване на розробку комплексної методики оцінки характеристик витратомірів шляхом побудови експериментальної установки та створення чисельної методики для моделювання обертального руху робочого колеса у відповідь на впорскування води в витратомір. Була запропонована експериментальна установка, яка забезпечує високу точність та надійність вимірювань при зміні температури та тиску рідини для різної витрати від низької до високої. Завдяки моделюванню впорскування води у витратомір, генеруванню кінетичної енергії в робочому колесі відповідно до швидкості потоку та подальшому обертанню робочого колеса завдяки генерованому крутному моменту, вартість числового аналізу була зменшена, що дозволило здійснювати

прямий чисельний аналіз прискореного руху робочого колеса. Результати оцінювали з точки зору кутової швидкості та імпульсного сигналу, а застосовність і надійність чисельної методики перевіряли шляхом порівняння чисельних результатів з експериментальними. Результати цього дослідження рекомендують використовувати для покращення метрологічних характеристик витратомірів.

Сучасний стан досліджень турбінних витратомірів газу показує, що для реалізації процесу вибору їхніх оптимальних параметрів застосування лише теоретичного підходу є недостатнім, оскільки він базується на емпіричному підході [65]. Нині для детального аналізу і прийняття рішень при розгляді задач створення ефективних систем вимірювання витрати і кількості рідинно- і газофазних середовищ все більше впроваджують технології обчислювальної гідрогазодинаміки або CFD технології, тому що саме вони дозволяють проникнути всередину процесу взаємодії потоку із чутливими елементами приладу, а отже врахувати і компенсувати недоліки застосовуваної раніше класичної теорії. Стаття [65] присвячена побудові CFD моделі турбінного витратоміра газу, яка дає можливість відтворити роботу його первинного перетворювача в процесі обертання і врахувати особливості взаємодії плинного середовища з турбінним чутливим елементом. Наведено методологію створення моделі турбінного витратоміра на базі 3D сітки з рухомою і стаціонарною частинами у програмному комплексі ANSYS CFX. Методологія складається з п'яти основних етапів, які за потреби можна доповнити параметричною оптимізацією конструкції первинного вимірювального перетворювача. Розроблена модель дає змогу побудувати калібрувальну характеристику турбінного витратоміра, змінюючи швидкість потоку (витрату) і фізичні властивості вимірюваного середовища, а також вийти на стаціонарну швидкість обертання турбіни. Запропонована модель може застосовуватись при створенні сучасних конструкцій турбінних витратомірів газу.

В статті [66] розглянуто основні проблеми, що виникають при калібруванні турбінних лічильників відповідно до умов експлуатації, зокрема висока вартість установок, трудомісткість процесу калібрування, відсутність обладнання для

калібрування під високим тиском тощо. Запропоновано застосовувати модель обчислювальної гідродинаміки CFD, яка була створена з використанням рівнянь руху, балансу кутового моменту в стаціонарному стані та стандартної моделі турбулентності k-ε для покращення прогнозування роботи турбінного газового лічильника як за високого тиску, так і за атмосферного тиску. Використовуючи модель множинної системи відліку, було виконано числове моделювання для 2-дюймового турбінного газового лічильника (DN 50, G65 і PN/ANSI 150). Точність запропонованої моделі підтверджена шляхом порівняння результатів моделювання калібрування за атмосферного тиску з експериментальними даними, при цьому середня зважена похибка становила -0,162%. Встановлено, що точність турбінного лічильника газу погіршується із збільшенням тиску, а максимальне зростання кутової швидкості ротора збільшилося на 12% порівняно з атмосферним тиском. Крім того, було виявлено, що тиск газу має значний вплив на характеристики турбінного лічильника до 50 бар ($Re=2,5 \times 10^6$), а коливання тиску мають більш значний вплив на кутову швидкість при менших витратах. Встановлено, що варіації кутової швидкості незначні при більших тисках і ними можна знехтувати. Була розроблена також кореляційна модель для турбінного лічильника газу, яка може бути використана для прогнозування кутової швидкості при різних тисках і похибках.

Деякі технічні проблеми вимірювання гіперзвукового потоку можна було б вирішити за допомогою двороторних турбінних витратомірів (DRT-FM). У дослідженні [67] для відтворення потоку DRT-FM діаметром 1,3 см була розроблена платформа візуального експерименту та математична модель двороторного турбінного витратоміра. Результати математичного моделювання показали, що нижчий за течією ротор реагує на нижчу швидкість потоку, збільшуючи діапазон вимірювання турбінного витратоміра. Також нижній за течією ротор демонструє компенсацію впливу швидкості обертання на обчислення швидкості обертання за поточних умов швидкості потоку, що пом'якшує нестабільність вимірювань верхнього за течією ротора. Завдяки моделюванню різниця в швидкості обертання двох роторів призвела до невеликих періодичних збурень у нижньому за потоком роторі, які були

пом'якшені після протікання через прокладку, і ними можна було знехтувати. Крім того, навколо роторів з'явилися області високої завихреності та зони різких структурних змін в каналі потоку. Дослідження вказаних процесів у двороторних турбінних витратомірах DRT-FM дало змогу сформулювати рекомендації щодо покращення характеристик таких витратомірів.

У статті [68] було досліджено роботу турбінних витратомірів для різних діапазонів витрати і тиску робочого газу. Зміна цих параметрів була представлена в безрозмірній формі як функція числа Рейнольдса та співвідношення густини газу, тоді як відносна похибка вимірювання витрати була обрана як найважливіша робоча характеристика. Розроблена нова модель кривої похибок в широкому діапазоні витрат газу та робочих тисків, яка базується на безрозмірному аналізі. Запропонований також критерій прийнятності на основі того факту, що розширена невизначеність вимірювання відносної похибки не повинна перевищувати 0,5 %. Окрім точної інтерполяції, запропонована модель також може бути використана для прогнозування роботи турбінного витратоміра за змінених умов потоку (тиск, витрата, властивості робочого газу), а також для оцінки дрейфу характеристик витратоміра з часом.

Аксіальні турбінні газові лічильники добре себе зарекомендували в системах обліку в умовах постійного потоку. Водночас в умовах нестабільного потоку, за наявності збурень (пульсуючі або переривчасті потоки) метрологічні характеристики турбінного лічильника можуть різко погіршитися, викликаючи значні систематичні похибки. Зокрема, у разі періодичного вмикання/вимкнення потоку (тобто коли потік різко перекривається за допомогою клапана) ротор турбіни сповільнюється після зупинки потоку, і, отже, вимірюється об'єм газу, який завжди перевищує фактичний газу, що пройшов через лічильник. У роботі [69] автори досліджували поведінку турбінного лічильника газу в умовах періодичного вмикання/вимкнення потоку, було проведено польове випробування турбінного лічильника з метою оцінки середнього завищеного об'єму газу та відповідних похибок затримки зупинки. Крім того, запропоновано нові формули, що дозволяють оцінити його похибку $\epsilon(\%)$ як функцію часу роботи (t) для фіксованої витрати ($0,1 Q_{\max}$).

У статті [70] розглянуто проблеми підвищення точності та надійності систем вимірювання витрати та кількості плинних середовищ у широкому діапазоні. З метою підвищення точності вимірювань запропоновано приладний комплекс із декількома засобами вимірювальної техніки, що базуються на різних принципах дії - турбінний (Т) та ультразвуковий (УЗ) методи і профілювання вимірювального тракту із просторовою геометричною формою у вигляді труби Вентурі. Наведено результати досліджень роботи комплексу вимірювання витрати і кількості природного газу та оцінено ступені взаємного впливу параметрів конструкції на метрологічні характеристики комплексу в цілому. Особлива увага приділена визначенню місця розміщення серійних засобів вимірювальної техніки по протяжності приладового комплексу, що забезпечує мінімальну втрату енергії потоку газового середовища і високу точність реєстрації його об'єму та об'ємної витрати. Знаходження оптимальної геометричної просторової форми вузла вимірювання при комплексному застосуванні перетворювачів витрати, що базуються на різних фізичних методах вимірювання, забезпечить високу точність і надійність вимірювань у широкому діапазоні при мінімізації втрати тиску і вартості приладів.

Широкого застосування у системах вимірювання витрати та кількості плинних енергоносіїв набувають також ротаційні лічильники [1, 71]. В роботі [72] наведено загальні принципи вимірювання за допомогою ротаційних лічильників, які застосовують для умов стаціонарного масового потоку (без пульсацій тиску, стабільний) для рідин, які вважаються чистими (без твердих часток і домішок), однофазними, однорідними та ньютонівськими в умовах експлуатації об'єкта. Потік газу через ротаційний витратомір має бути дозвуковим. Газ, що містить значну кількість рідин або твердих речовин, не може відповідати стандартам вимірювання. Встановлено, що навіть невеликі кількості рідин або твердих речовин значно збільшують похибку вимірювання витрати газу. Тверді частинки (пісок, зварювальний шлак тощо) мають абразивну дію на вразливі ділянки, що призводить до надмірного зношування ротора та підшипників. Для ротаційних об'ємних витратомірів потрібен сажевий фільтр для забезпечення цілісності витратоміра через низькі зазори (0,01 дюйма або

менше). Звичайні масляні відкладення з часом можуть накопичуватися на роторах і стінках вимірювальної камери і призводити до того, що витратомір завищуватиме витрату.

Метрологічні характеристики роторного об'ємного витратоміра забезпечується ретельною механічною обробкою його компонентів. Якщо об'єм вимірювальної камери не змінюється, характеристики витратоміра можуть змінюватися через внутрішнє тертя (крильчатки, підшипники та шестерні) та ковзання через зазори (крильчатка та корпус). Встановлено, що через надмірне зношування підшипників витратомір занижує значення витрати.

В роботі [73] розглянуто принципи побудови вимірювальних систем на базі ротаційних лічильників та умови їх експлуатації. Вказано, що такі вимірювальні системи повинні бути розроблені та експлуатуватися таким чином, щоб забезпечити вимірювання із загальною невизначеністю в межах $\pm 0,50\%$ або $\pm 1,00\%$. Вузол витратоміра має відповідати останньому виданню стандарту ANSI B109.3, вимогам правил безпечної експлуатації газопроводів та іншим діючим нормам і стандартам галузі. Типова система вимірювання повинна складатися з сажового фільтра, ротаційного об'ємного витратоміра та трубних з'єднань між ними. Витратомір та його електронні схеми перетворення сигналів повинні бути розроблені для діапазону температур навколишнього середовища від -13°F до 131°F за наявності конденсаційної вологості. Ротаційні об'ємні витратоміри слід калібрувати кожні п'ять років після початкового встановлення з використанням природного газу (або повітря) як тестового середовища в сертифікованій лабораторії. Динамічне калібрування проводиться за тиску якомога ближчого до нормального робочого тиску установки. В умовах паралельного вимірювання витрати, особлива увага повинна бути приділена конструкції системи вимірювання, яка повинна бути симетричною та мати подібні вузли на паралельних лініях. Для паралельних витратомірів клапани регулювання витрати встановлюються в колекторі регулюючого клапана станції, щоб забезпечити їх технічне обслуговування. Клапани регулювання тиску або витрати встановлюються до або після вузлів витратоміра. Для ротаційних витратомірів дозволений двонаправлений потік, якщо це схвалено виробником.

У статті [74] представлено концепцію побудови систем вимірювання природного газу із змінною витратою газу через вузол вимірювання. Запропонована концепція ґрунтується на аналізі діапазону витрати лічильників газу, доступних на європейському ринку, аналізі метрологічних характеристик реальних вимірювальних систем, розташованих на АЗС, а також на лабораторних випробуваннях лічильників газу. Проведено дослідження та наведено похибки показів турбінних та роторних газових лічильників поза межами їх діапазонів вимірювань. Представлено концепцію оптимальної побудови вимірювальних систем, що використовуються на станціях з високою мінливістю витрати газу. Авторами розроблено блок-схему автономного керування вимірювальною системою та алгоритм мікроконтролера для підтримки системи керування арматурою вимірювальних ліній.

В статті [75] для промислових вимірювань кількості води запропоновано використовувати удосконалену конструкцію ротаційного витратоміра та виконані його експериментальні дослідження. Наведено детальну інформацію про конструкцію та принцип дії ротаційного витратоміра. Вода, що проходить через витратомір, змушує вільно обертатися ротор. При цьому швидкість обертання ротора вимірюється безпосередньо шляхом спостереження за ротором і відліком часу, або дистанційно за допомогою електричних імпульсів, що передаються на лічильник і самописець. Витратомір підходить для вимірювань, де швидкість води в трубопроводі низька, а обмеження витрати має бути мінімальним, як, наприклад, у термосифонних системах нагріву води. Цей прилад безперервно використовувався протягом шести місяців і надійно працював при середніх швидкостях води до $2 \text{ мм} \cdot \text{с}^{-1}$, що еквівалентно об'ємній швидкості потоку $1,66 \text{ мл} \cdot \text{с}^{-1}$ у трубі діаметром 31,75 мм, і при температурах від 10 до 60 °С.

У статті [76] представлено роторний витратомір високого тиску, що містить пару внутрішніх циклоїдних роторів та широко застосовується у промисловій автоматизації для вимірювання швидкості потоку різних рідин і газів. Він має такі переваги, як простота конструкції, низька втрата тиску, висока точність і низький рівень шуму. Крива внутрішнього ротора спроектована як еквідистантна

криволінійна епіциклоїдна крива, а крива зовнішнього ротора є її спряженою. Авторами розроблено крива внутрішнього ротора у вигляді еквідистантної вигнутої епіциклоїдної кривої, а крива зовнішнього ротора є її спряженою. Обговорено методику розрахунку для визначення переміщення циклоїдного ротора витратоміра. Було виготовлено прототип і проведено експерименти для підтвердження вимірювань у діапазоні витрати 1–100 л/хв з відносною похибкою менше $\pm 0,5\%$. Втрата тиску через витратомір становила близько 3 бар при швидкості потоку 100 л/хв.

Поширеними у системах вимірювання витрати та кількості плинних енергоносіїв є також коріолісові витратоміри. Роботи [77, 78] містять огляд сучасних систем вимірювання на базі коріолісових витратомірів. Зокрема виконано детальний огляд розвитку технології вимірювання потоку Коріоліса за останні десятиліття, проаналізовано дизайн сучасних промислових витратомірів Коріоліса. В статті [78] виконане комплексне оглядове дослідження всіх важливих проблем коріолісових витратомірів, які включають цікаві теоретичні та експериментальні дослідження та інноваційні промислові розробки та застосування. Також окреслено майбутні напрямки розвитку коріолісових витратомірів в різних галузях промисловості разом з деякими невирішеними питаннями.

У статті [79] наведено нові підходи до проектування та деякі важливі аспекти дизайну коріолісових масових витратомірів за допомогою симуляційного моделювання та експериментів, з метою формування рекомендацій для виробників по оптимізації процесу їх проектування та виробництва. У статті виконане моделювання динаміки зв'язку рідина-структура масового витратоміра Коріоліса з подвійною U-трубкою за допомогою пакета моделювання COMSOL. Результати моделювання експериментально підтверджено з використанням подвійної U-трубки CMF, виготовленої компанією Yokogawa Co., Ltd., на сертифікованому заводі для випробування потоку фірми FineTek Co., Ltd. На основі результатів моделювання та експерименту запропоновано удосконалення конструкції коріолісового витратоміра. Зокрема встановлено, що у виробництві CMF з подвійною U-

трубкою дуже важливий динамічний баланс і якщо конструкція подвійної U-подібної труби незбалансована, то виникне дрейф нуля. Автори також розробили додаток для моделювання коріолісових витратомірів на основі платформи COMSOL. За допомогою цієї програми користувачі можуть швидко та ефективно спроектувати коріолісовий витратомір та оцінити розроблений дизайн, що дає змогу суттєво скоротити час проектування та виготовлення витратомірів.

Відомо, що коріолісові витратоміри точно вимірюють масову витрату для постійних потоків плинних середовищ. У роботі [80] проаналізовано метрологічні характеристики коріолісових витратомірів за умов змінних (нестационарних) потоків. Для цього вимірювали миттєву і сумарну витрату за допомогою двох коріолісових витратомірів. У випробуваннях використовувався Transient Flow Facility (TFF), розроблений для створення перехідних умов потоку, тиску та температури, подібних до тих, які виникають під час заправки транспортного засобу, що працює на водні. Під час змодельованого каскадного заповнення TFF пропустив 3 кг гелію за 3 хвилини при витраті від 10 г/с до 45 г/с через коріолісові витратоміри. Розширена невизначеність TFF (при довірчій ймовірності 95%) для сумарної маси під час цього каскадного заповнення становила 0,45%. Для змодельованого каскадного заповнення обидва коріолісові витратоміри вимірювали миттєву витрату в межах невизначеності TFF і вимірювали загальну витрату в межах Рекомендації 139 Міжнародної організації законодавчої метрології щодо максимально допустимих похибок для лічильників у газорозподільних колонках (1,0%).

В роботі [81] наведено результати оцінювання метрологічних характеристик чотирьох коріолісових витратомірів, призначених для використання на водневих заправних станціях, за допомогою повітря та азоту. Загалом було перевірено роботу витратомірів у широкому діапазоні умов зі швидкістю потоку газу в діапазоні 0,05–2 кг/хв і тиском у діапазоні 20–86 бар. Більшість випробувань проводилися при номінальному тиску 20 бар або 40 бар, щоб узгодити густину водню при 350 бар і 20 °C або 700 бар і -40 °C. Для перевірених умов тиск не мав помітного впливу на метрологічні характеристики

лічильників. Коли витратоміри працювали при температурах навколишнього середовища та в межах рекомендованих виробником діапазонів витрат, похибки зазвичай були в межах $\pm 1\%$. Для середньої та високої швидкості потоку досягалась похибка в межах $\pm 0,5\%$. Також було вивчено вплив температури на метрологічні характеристики лічильника із випробуваннями як у стаціонарних, так і в перехідних умовах і температурах до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$. У випадку, коли випробовуваним витратомірам було надано достатньо часу для досягнення теплової рівноваги з вхідним газом, вплив температури був незначним. При помірних і високих витратах газу величина та розкид похибок зростали, але не перевищували $\pm 2\%$. Водночас спостерігалися похибки до 15% під час випробувань, де каротаж починався до того, як температура стабілізувалася, і була велика різниця між температурою витратоміра та газу, що надходить. Один із досліджених витратомірів, пізніше було встановлено на водневій заправній станції та перевірено на відповідність стандарту METAS в робочих умовах. За цих умов похибки становили від 0,47% до 0,91%. Тестування з азотом при тих самих витратах дало похибки від -0,61% до -0,82%.

У статті [82] за аналогією з багатопроменевими ультразвуковими витратомірами була розроблена нова концепція вимірювання, заснована на принципі Коріоліса, з вимірювальною системою, що складається з двох окремих коріолісових витратомірів, розташованих паралельно для вимірювання вхідного потоку в загальну систему. Таке розташування має численні переваги, найвагомішими серед яких є зниження невизначеності вимірювання та підвищення надійності інформації. Статистична теорія припускає, що для загального вимірювання, виконаного за допомогою двох незалежних вимірювальних пристроїв, невизначеність вимірювання, спричинена випадковими похибками, зменшується на коефіцієнт квадратного кореня з 2 для комбінованого загального вимірювання, якщо два допоміжні виміри некорельовані. Запропоноване просторове розташування двох коріолісових витратомірів дає змогу також отримати два набори значень параметрів рідини, таких як густина, витрата та температура. Важливим кроком стала перевірка коріолісових витратомірів у спеціалізованих лабораторіях і в робочих умовах

експлуатації. Зокрема, в [82] наведені та проаналізовані результати лабораторних досліджень коріолісових витратомірів, отримані за допомогою еталонної установки NEL EPAT, еталонної установки Euroloop, еталонної установки Pigsar і H&D Fitzgerald, а також дані польових застосувань для підтвердження теоретичного аналізу. В лабораторії NEL за допомогою обладнання EPAT було проведено випробування на стабільність нульової точки вимірювальної системи за різних температур, тисків і в'язкості, а також на повторюваність і відтворюваність. Результати вимірювань свідчать про те, що відхилення нульової точки двох коріолісових лічильників до певної міри компенсують одне одного, що призводить до зменшення відхилення нульової точки для всієї системи вимірювання.

У роботі [83] описано результати дослідження метрологічних характеристик коріолісових витратомірів від різних виробників у потоці водню під високим тиском. Авторами розроблено систему для калібрування коріолісових витратомірів, що складається з п'яти еталонних сопел Вентурі, і може працювати із воднем під високим тиском і високою швидкістю потоку. Випробування коріолісових витратомірів проводилося при максимальному тиску 70 МПа, температурі газу 0 °C і -40 °C і діапазоні витрат від 0,5 кг/хв до 3,0 кг/хв. Було підтверджено, що інструментальна похибка більшості лічильників, випробуваних у цьому дослідженні, була в межах $\pm 2,0$ %, хоча вона мала тенденцію до зростання при температурі -40 °C для малих значень витрат.

В роботі [84] проаналізовано перспективи застосування коріолісових витратомірів для точного визначення масової витрати рідкого водню, що є актуальною задачею для його виробництва, транспортування, торгівлі та використання. Екстремальні робочі умови, пов'язані з рідким і газоподібним воднем, створюють значні проблеми для досягнення точних вимірювань. Серед доступних інструментів коріолісовий витратомір демонструє найбільший потенціал для точного вимірювання витрати водню. Авторами запропоновано сучасні технічні рішення щодо конструкції коріолісового витратоміра з метою застосування його для вимірювання витрати рідкого та газоподібного водню із врахуванням їх екстремальних властивостей та робочих параметрів. Основна

увага приділяється вибору стратегій компенсації таких факторів, як густина, температура, тиск, вібрація та двофазний потік. Враховуючи варіативність сценаріїв застосування рідкого і газоподібного водню, особливу увагу приділено обговоренню технологій корекції дрейфу нуля під час вимірювань та вибору способу пом'якшення несприятливого впливу водню на точність вимірювань.

1.4 Постановка задач дослідження

З проведеного аналізу літературних джерел видно, що станом на сьогодні розроблено автоматизовані системи вимірювання на базі витратомірів та лічильників газу різних типів, які забезпечують основні функції системи вимірювання. Однак актуальним є впровадження до таких систем функцій їх адаптації до технологічних умов застосування та діагностики впливу характеристик потоку на точність цих систем.

Отже, мета дисертаційної роботи - розроблення автоматизованої системи вимірювання кількості плинного енергоносія із застосуванням алгоритмів адаптації для врахування впливу експлуатаційних факторів та підвищення точності вимірювання кількості плинного енергоносія є актуальною та валивою для усіх галузей ромисловості, де застосовано такі системи.

Для досягнення цієї мети в роботі необхідно вирішити такі завдання:

- виконати аналіз методів та автоматизованих систем вимірювання витрати і кількості плинних середовищ зокрема, щодо впливу експлуатаційних факторів на їх метрологічні характеристики;
- виконати статистичний аналіз результатів метрологічної перевірки роторних та турбінних лічильників газу; за результатами аналізу розробити аналітичні залежності похибки лічильників від облікованого об'єму та від вимірюваної витрати газу;
- розробити математичну модель теплообмінних процесів у вимірювальному трубопроводі та в лічильнику газу;
- виконати аналіз додаткових похибок вимірювання температури газу, що виникають під час стаціонарних та нестаціонарних (імпульсних) режимів постачання газу;

- розробити рівняння коректувальної ланки для зменшення впливу інерції термоперетворювача на вимірюване значення витрати та об'єму газу;
- сформулювати методологічні засади розроблення адаптивної системи вимірювання витрати та кількості плинного газоподібного енергоносія;
- розробити алгоритми адаптації системи вимірювання до умов застосування, зокрема, алгоритм коректування вимірюваного значення об'єму газу на основі розроблених аналітичних залежностей похибки лічильника від витрати газу;
- розробити алгоритм контролю прогресуючої складової похибки за інтегральним значенням об'єму та формування діагностичного повідомлення про необхідність позачергової повірки лічильника;
- розробити алгоритм коректування вимірюваного значення температури природного газу за допомогою введеної коректувальної ланки для зменшення впливу інерції термоперетворювача на вимірюване значення витрати та об'єму газу.

РОЗДІЛ 2

РОЗРОБЛЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТЕЙ ПОХИБКИ РОТОРНИХ ЛІЧИЛЬНИКІВ ГАЗУ ВІД ВИТРАТИ ТА ОБ'ЄМУ ГАЗУ

Однією з вагомих причин виникнення дисбалансу об'єму газу в газотранспортних та газорозподільних мережах є систематичні складові похибок вимірювання об'єму газу. Тому одною із необхідних умов зменшення дисбалансу об'єму газу є виявлення систематичних похибок вимірювання об'єму газу та їх зменшення [85, 86].

За результатами виконаних у Львівській політехніці попередніх досліджень [85] виділено додаткові складові похибки, що можуть виникати під час експлуатації промислових лічильників газу:

δ_{Vp_P} – додаткова похибка вимірювання об'єму газу за робочих умов зумовлена відхиленням робочого тиску від тиску середовища під час калібрування (метрологічної перевірки) лічильника;

δ_{Vp_T} – додаткова похибка вимірювання об'єму газу за робочих умов зумовлена відхиленням робочої температури газу від температури середовища під час калібрування (метрологічної перевірки) лічильника;

$\delta_{Vp_нов}$ – додаткова похибка вимірювання об'єму газу за робочих умов зумовлена зміною калібрувальної характеристики ЛГ, отриманої на повітрі, під час його застосування для вимірювання об'єму природного газу;

δ_{Vp_AP} – додаткова похибка вимірювання об'єму газу за робочих умов зумовлена забрудненням лічильника і відповідною зміною перепаду тиску на лічильнику;

δ_{Vp_M} – додаткова похибка вимірювання об'єму газу за робочих умов зумовлена неправильним монтажем лічильника та виникненням механічних напружень конструктивних елементів лічильника;

δ_{Vp_L} – додаткова похибка вимірювання об'єму газу за робочих умов зумовлена скороченням прямолінійних ділянок ВТ до та після лічильника та спотворення кінематичної структури потоку перед лічильником;

δ_{Vp_V} - додаткова похибка зумовлена зношуванням механізму тахометричного лічильника газу під час його експлуатації.

Найбільш суттєві систематичні впливи можуть мати додаткові похибки вимірювання об'єму газу за робочих умов, що виникають під час експлуатації промислових лічильників газу та витратомірів [85, 86, 88]. Тому у цій роботі поставлено завдання дослідити зміну основної похибки роторних лічильників газу, яку також можна розглядати як додаткову похибку зумовлену зношуванням механізму роторного лічильника газу під час його експлуатації.

Додаткові похибки засобів вимірювання витрати та об'єму газу мають прямий вплив на формування необлікованих обсягів газу та формування дисбалансу об'єму газу. Зокрема у роботах [85, 86, 87, 88] показано, що засоби обліку газу, які експлуатують тривалий час в газотранспортних чи газорозподільних мережах можуть мати систематичні складові похибки, що призводять до виникнення необлікованих об'ємів газу.

Основну похибку лічильника газу визначають під час його калібрування та метрологічної перевірки, для чого розроблено відповідні процедури [89]. Межі допустимої основної похибки визначено відповідними нормативними документами, зокрема для роторних лічильників газу стандартом ДСТУ EN 12480:2019 [91]. Однак навіть якщо основна похибка лічильника є в межах, що визначені відповідними документами, зокрема і [91], вона може містити невилучені систематичні складові. Особливо важливо враховувати наявність таких невилучених систематичних похибок під час застосування систем обліку газу в умовах зміни витрати газу в широких межах, що призводить до роботи лічильників газу в діапазоні від мінімальної до перехідної витрати [90].

У роботі [92] виконано аналіз зміни основної похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-100 та підтверджено, що їх основна похибка є корельованою з облікованим об'ємом газу. Для врахування таких кореляцій під час застосування лічильників газу у складі сучасних автоматизованих систем вимірювання на основі мікропроцесорних коректорів об'єму газу автором досліджено наявність таких кореляцій та розроблено регресійні залежності для

роторних лічильників інших типорозмірів. Результати цих досліджень представлено у розділі 2 а також статті [93].

2.1 Дослідження залежності основної похибки роторних лічильників газу від перепаду тиску на лічильникові газу

Забруднення внутрішніх поверхонь лічильника, його рухомих частин та підшипників приводить до зростання газодинамічного опору лічильника і, відповідно, перепаду тиску на ньому. Тому перепад тиску на лічильнику може розглядатися як один із параметрів що характеризує зміну метрологічних характеристик лічильника.

Програмне забезпечення більшості установок для повірки промислових ЛГ побудоване таким чином, що не передбачає введення в протокол повірки значень перепаду тиску на лічильнику газу при повірених значеннях витрати, тому кількість протоколів, які вдалося відібрати для даного дослідження є обмеженою. Це 23 протоколи АТ «Дніпропетровськгаз» та 6 протоколів АТ «Миколаївгаз». Обмежений об'єм вибірки не дозволяє отримати чіткої математичної форми залежності похибки ЛГ від перепаду тиску на ЛГ, однак аналіз цієї вибірки якісно підтверджує тенденцію зміни похибки до зменшення додатного та збільшення її від'ємного значення.

Зокрема для лічильників РГ-100, РГ-К-100 залежність похибки ЛГ від перепаду тиску при максимальній витраті $Q_{\text{макс}}$ показана на рис.1,2. Як видно із рис.2, збільшення за модулем від'ємної похибки при збільшенні перепаду тиску на лічильнику особливо чітко спостерігається для мінімального значення витрати. Нахил усереднюючої апроксимаційної прямої, отриманої за методом найменших квадратів, для мінімальної витрати ЛГ становить -0,0065 %/Па.

Отримані графічні залежності вказують на те, що для отримання аналітичних залежностей, які б підтверджували статистично обґрунтований зв'язок між основною похибкою лічильника газу та перепадом тиску потрібно зібрати більшу кількість результатів метрологічної перевірки лічильників газу.

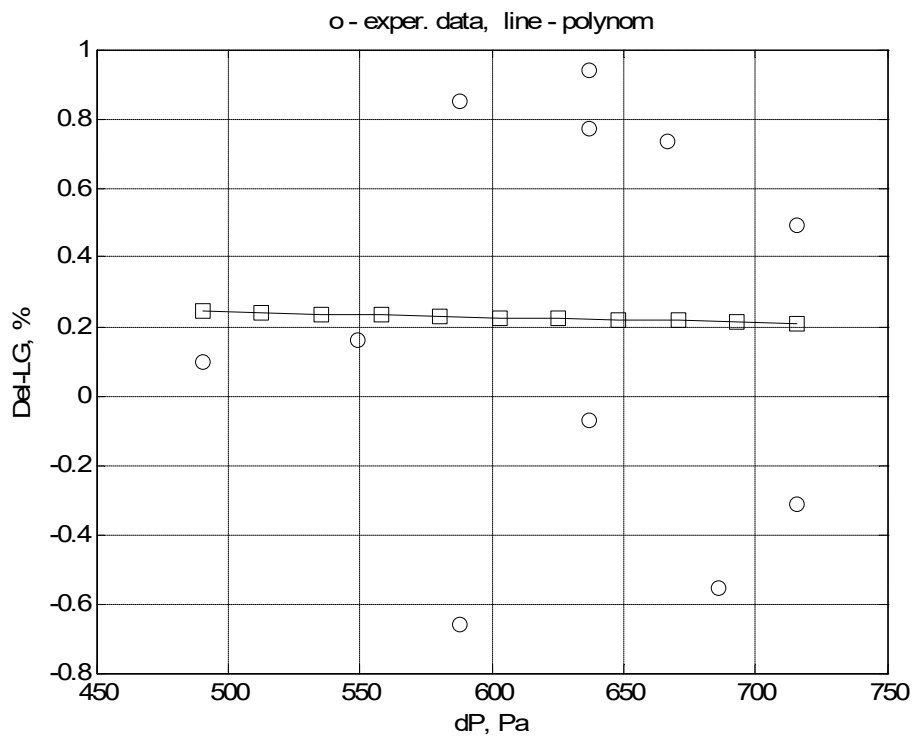


Рисунок 2.1 - Залежність похибки ЛГ на витраті $0,5Q_{\text{макс}}$ від перепаду тиску при максимальній витраті $Q_{\text{макс}}$

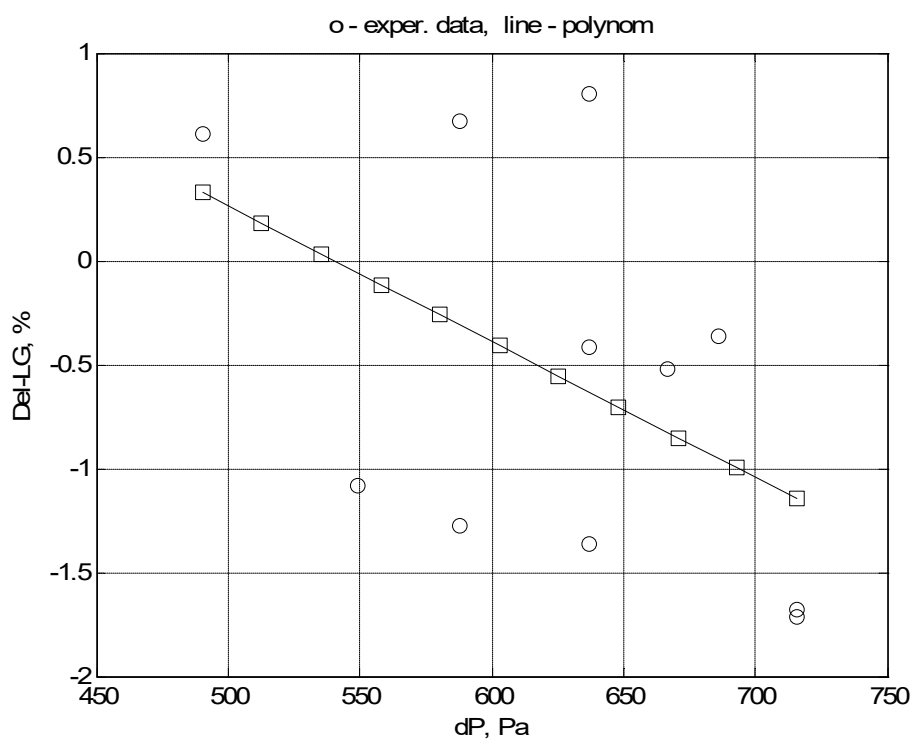


Рисунок 2.2 - Залежність похибки ЛГ на витраті $Q_{\text{мін}}$ від перепаду тиску при максимальній витраті $Q_{\text{макс}}$

2.2 Розроблення залежностей основної похибки роторного лічильника газу від показів лічильника газу (облікованого об'єму газу)

Протягом експлуатації лічильників газу їх метрологічні характеристики внаслідок дії багатьох факторів змінюються. Зміна метрологічних характеристик відбувається також внаслідок механічного зношування рухомих частин, забруднення внутрішніх поверхонь лічильника, зміни характеристик змащувальних матеріалів. Контроль зміни метрологічних характеристик лічильників здійснюється підчас періодичних метрологічних перевірок.

Метрологічну перевірку промислових ЛГ, зокрема роторних ЛГ, виконують згідно із вимогами ДСТУ 9034:2020 [94] та експлуатаційної документації. Відповідно до експлуатаційних документів перед повіркою виконують очистку роторних лічильників газу від бруду, їх промивання та продування повітрям. Незважаючи на це, підчас метрологічних перевірок виявляють певну частину ЛГ, метрологічні характеристики яких не відповідають вимогам ДСТУ 9034:2020. Наприклад, основна похибка лічильника перевищує допустиме значення. Тобто лічильник працює певну частину міжперевірювального інтервалу (інтервалу між метрологічними перевірками) у режимі метрологічної відмови і цим спричиняє появу необлікованих втрат газу [92, 93].

Визначення зміни основної похибки вимірювання об'єму газу за робочих умов внаслідок зношування механізму тахометричних промислових лічильників газу виконане на основі результатів експериментальних досліджень метрологічних характеристик промислових лічильників газу. Експериментальні дослідження виконані в рамках робіт з періодичної метрологічної перевірки промислових лічильників, що виконується у підприємствах з газопостачання.

Як вже зазначено вище, періодичну метрологічну перевірку лічильників газу виконують для лічильників, які пройшли попередню підготовку: очистку від бруду та пилу, промивку внутрішніх поверхонь. Тобто під час періодичної перевірки лічильник досліджується на перевірковальній установці в чистому стані за умов близьких до нормальних [94]. Отже за результатами періодичної метрологічної перевірки можна визначити зміну основної похибки лічильника,

яка виникає внаслідок зношування механізму промислового лічильника газу. Зміну основної похибки одночасно можна розглядати, як додаткову систематичну похибку лічильника внаслідок зношування механізму тахометричного лічильника.

Обробка результатів періодичної метрологічної перевірки промислових лічильників підтверджує наявність додаткової систематичної складової похибки вимірювання об'єму газу лічильниками. Значення цієї від'ємної складової залежить від принципу вимірювання закладеного в конструкцію конкретного приладу (роторний, турбінний), від якості приладу, умов експлуатації.

У цій роботі виконана статистична обробка даних про періодичну метрологічну перевірку промислових ЛГ, отриманих в лабораторіях газорозподільних підприємств. Результати обробки дають можливість зробити висновок про величину додаткової похибки, яка виникає внаслідок зношування механізму роторного лічильника та залежність цієї похибки від облікованого лічильником об'єму газу.

Облікований лічильником об'єм газу характеризує інтенсивність його роботи і, відповідно, ступінь механічного зносу його деталей та ступінь забруднення лічильника. Крім того, сумарний об'єм газу, облікований лічильником за деякий проміжок часу – це параметр, який визначається кожним діючим лічильником та зберігається у архіві коректора і не вимагає вдосконалення діючих систем вимірювання витрати та об'єму.

До бази даних про метрологічну перевірку (повірку) лічильників газу включені протоколи повірки лічильників на перевірювальних установках у лабораторіях АТ «Миколаївгаз», «Дніпропетровськгаз», «Житомиргаз», «Хмельницькгаз». Таким чином сформовано базу протоколів перевірки промислових лічильників газу отриманих у лабораторіях чотирьох газорозподільних організацій. Результати метрологічної перевірки лічильників відсортовано по типах та по типорозмірах лічильників.

На першому етапі опрацювання бази протоколів було застосовано фільтрування: із бази даних виключались протоколи, для яких значення похибки вимірювання витрати свідчить про повну метрологічну відмову лічильника,

тобто перевищує допустиме значення на 10 - 100 %. На основі відфільтрованої бази протоколів для кожного із перевірюваних значень витрати - Q_{min} , $0,2Q_{max}$, $0,5Q_{max}$, Q_{max} , побудована множина значень похибки ЛГ, визначеної на установці, $D = \{ \delta_{ij} \}$ та множина значень облікованого об'єму ЛГ перед перевіркою $V = \{ V_j \}$.

1) Розроблення залежностей для роторних лічильників газу типорозміру РГ-100, РГ-К-100.

Для роторних лічильників газу РГ-100, РГ-К-100 множина значень похибки для кожного i -го значення витрати ($i=1,2,3,4$) а, відповідно, і множина значень облікованого об'єму містять 90 значення ($j=1,2,3 \dots 90$). Множини пар значень (V_j, δ_{ij}) , сформовані для кожного i -го значення витрати, графічно представлені на рис.2.3 – 2.6.

Як видно із рис. 2.3 – 2.6, отримана для кожного окремого перевірюваного значення витрати множина точок (V_j, δ_{ij}) , вказує на ймовірний зв'язок між основною похибкою лічильника δ та облікованим цим лічильником об'ємом газу V . Для того, щоб визначити форму кореляції застосовано усереднення значень похибки δ_{ij} на окремих інтервалах зміни об'єму. У цій роботі виконане усереднення значень похибки δ_{ij} у п'яти піддіапазонах ($m=5$) облікованого об'єму (див.рис. 2.3 – 2.6). Як видно з цих рисунків, розміщення точок усереднених значень похибки вказує на те, що залежність $\delta=f(V)$ близька до лінійної $y=ax+b$. Для кількісної оцінки кореляції між усередненими значеннями похибки δ_{ik} ($k=1 \dots m$) та усередненими значеннями облікованого об'єму V_k обчислено коефіцієнт кореляції r_i для пар значень, що відповідають кожному з перевірюваних значень витрати. На рисунках 2.3 – 2.6 застосовано позначення: * – точка даних за протоколом перевірки лічильника, о - усереднене значення похибки для окремого піддіапазону, $\square$ - лінія регресії. Слід підкреслити, що на відміну від методики, застосованої у [85], у цій роботі як аргумент у залежності між основною похибкою лічильника δ та облікованим об'ємом газу застосовано

відносний об'єм $V = v/Q_{nom}$, де v – облікований об'єм, m^3 ; Q_{nom} – номінальна витрата для відповідного типорозміру лічильника.

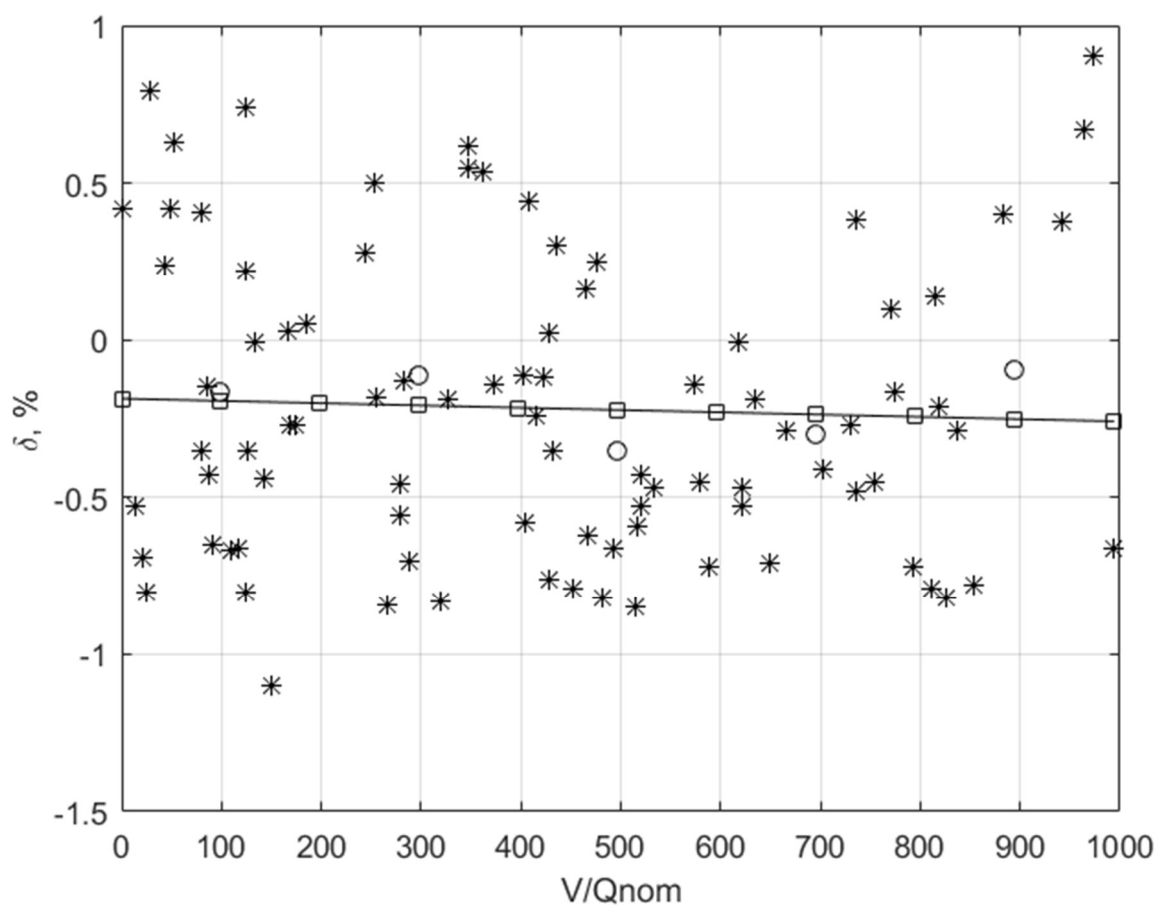


Рисунок 2.3 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-100, РГ-К-100 від облікованого об'єму (показів) перед метрологічною перевіркою для витрати Q_{max}

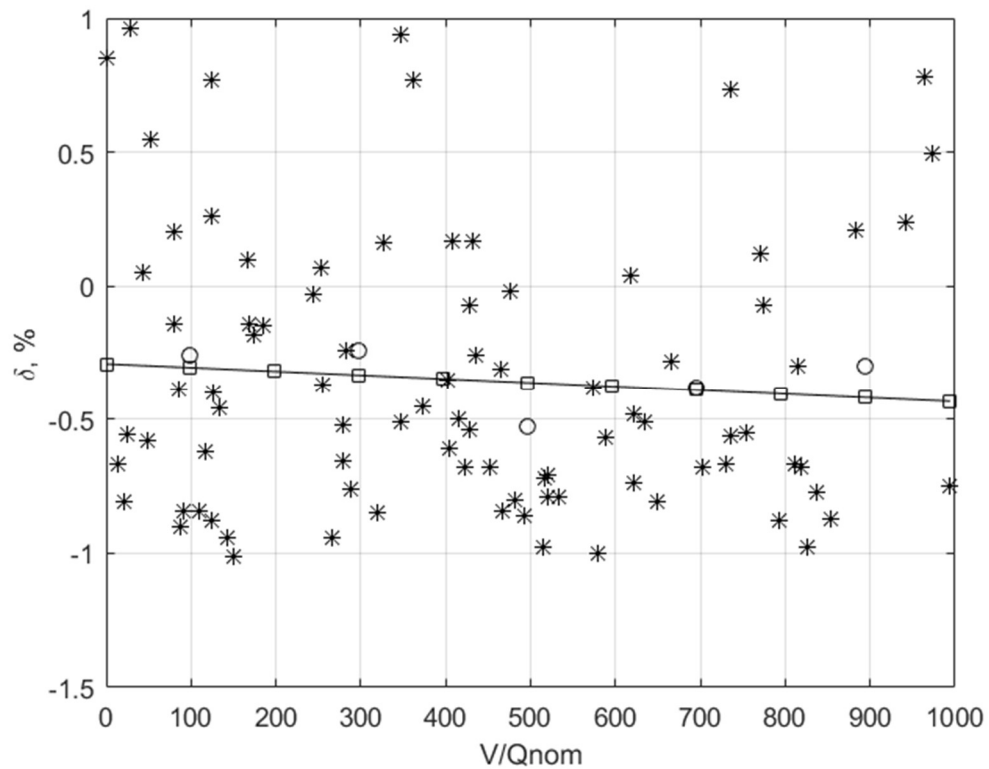


Рисунок 2.4 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-100, РГ-К-100 від облікованого об'єму для витрати $0,5Q_{max}$

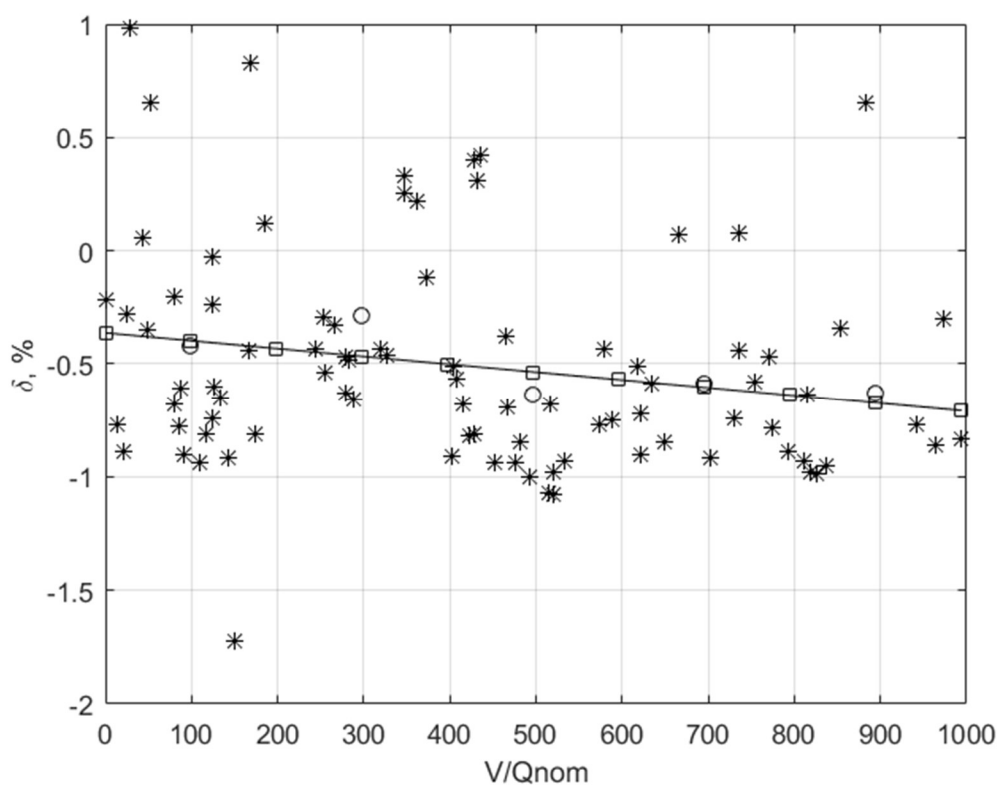


Рисунок 2.5 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-100, РГ-К-100 від облікованого об'єму для витрати $0,2Q_{max}$

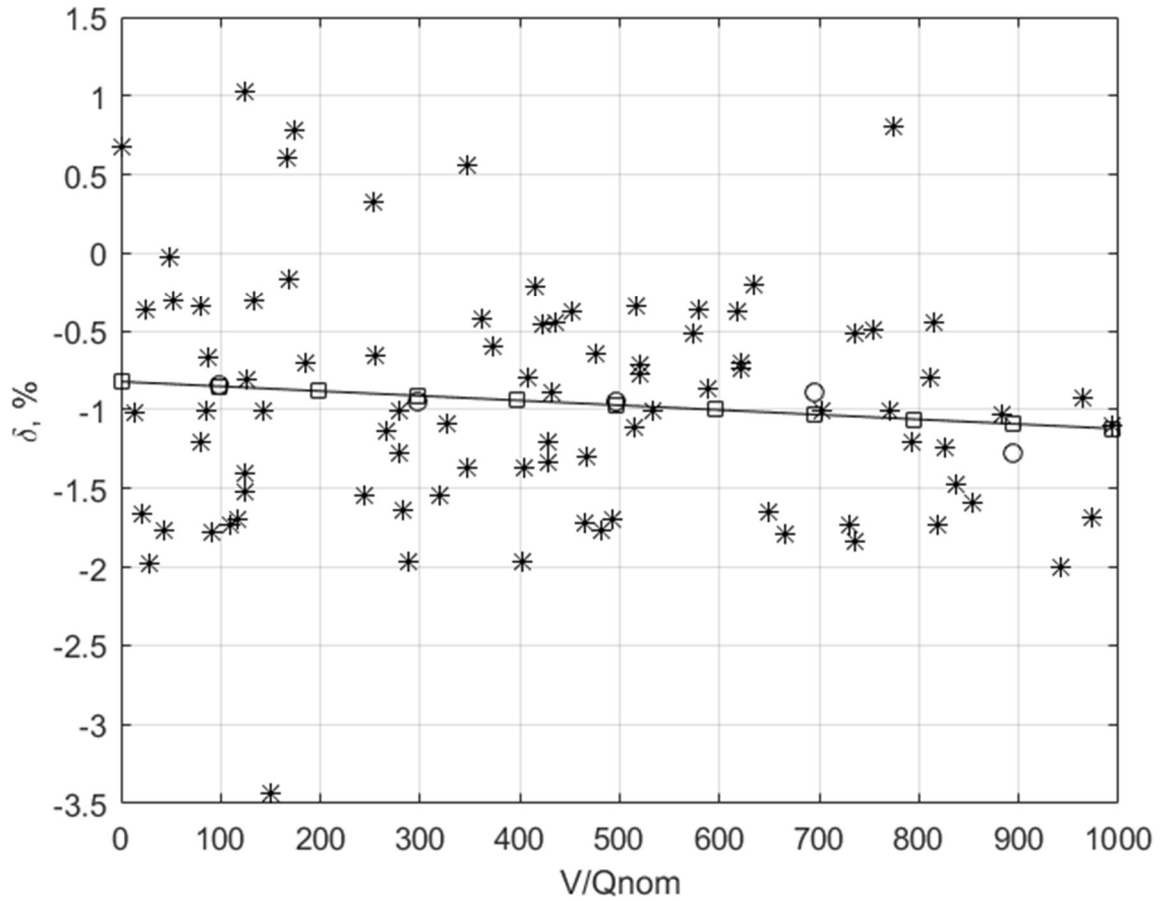


Рисунок 2.6 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-100, РГ-К-100 від облікованого об'єму для витрати $Q_{\min}$

Для обчислення коефіцієнта кореляції r_i значень похибки та облікованого об'єму застосовано відому залежність [95], яку адаптовано для цього завдання:

$$r_i = \frac{\sum_{k=1}^m (x_k - \bar{x})(y_k - \bar{y})}{(m-1) \cdot S_x \cdot S_y} = \frac{\sum_{k=1}^m (\delta_{ik} - \bar{\delta}_i)(V_k - \bar{V})}{\sqrt{\sum_{k=1}^m (\delta_{ik} - \bar{\delta}_i)^2 \sum_{k=1}^m (V_k - \bar{V})^2}}, \quad (2.1)$$

де x, y – вибірки корельованих величин, які для цієї роботи тотожні $x \equiv \delta, y \equiv V$; $\bar{x}, \bar{y}$ – середні значення вибірки x та y ; S_x, S_y – середньоквадратичні відхилення відповідно величин x та y ; δ_{ik} – усереднена на k -ому піддіапазоні зміни об'єму похибка лічильників визначена для i -го значення витрати; $\bar{\delta}_i$ – середнє значення похибок δ_{ik} , отриманих для i -го перевірюваного значення витрати, $\bar{\delta}_i = \sum_{k=1}^m \delta_{ik} / m$; V_k – середнє значення об'єму газу на k -ому піддіапазоні; $\bar{V}$ – середнє значень

$$\text{об'єму газу } V_k, \bar{V} = \sum_{k=1}^m V_k / m.$$

Обчислені значення коефіцієнтів кореляції наведені у таблиці 2.1. Із таблиці 2.1 видно, що кореляція між похибкою δ та об'ємом V підтверджена для значень витрати $0,2Q_{\max}$, $Q_{\min}$. Для значень витрати $0,5Q_{\max}$, $Q_{\max}$ значення коефіцієнта кореляції є значно меншим за модулем від одиниці (див.табл.2.1). Однак це не є ознакою того, що залежність між похибкою лічильника δ та облікованим об'ємом V для цих витрат відсутня. Для виявлення цієї залежності слід було б зібрати більш чисельну вибірку значень похибки та об'єму. Тут також слід наголосити, що коефіцієнт кореляції є мірою саме лінійного співвідношення між величинами [95].

Таблиця 2.1

Статистичні характеристики залежностей основної похибки лічильників
РГ-100, РГ-К-100 від облікованого об'єму

i	Значення витрати	Коефіцієнт кореляції усереднених значень похибки та об'єму, r_i	Середнє квадратичне відхилення усереднених значень δ_{ik} , σ_{δ} , %	Середнє квадратичне відхилення похибки δ_{ij} , σ_{δ} , %
1	$Q_{\max}$	-0.080	0,10	0,47
2	$0,5 Q_{\max}$	-0.296	0,10	0,51
3	$0,2 Q_{\max}$	-0.743	0,14	0,47
4	$Q_{\min}$	-0.747	0,15	0,74

За результатами опрацювання множини точок (V_j, δ_{ij}) для кожного із перевірюваних значень витрати побудована регресійна залежність похибки середньостатистичного лічильника від облікованого об'єму для кожного значення витрати:

$$\delta_l = -0,724 \cdot 10^{-4} \cdot V - 0,1864, \text{ для } Q_{\max} \quad (2.2)$$

$$\delta_2 = -0,142 \cdot 10^{-3} \cdot V - 0,2912, \text{ для } 0,5 Q_{\max} \quad (2.3)$$

$$\delta_3 = -0,348 \cdot 10^{-3} \cdot V - 0,3623, \text{ для } 0,2 Q_{\max} \quad (2.4)$$

$$\delta_4 = -0,300 \cdot 10^{-3} \cdot V - 0,8207, \text{ для } Q_{\min} \quad (2.5)$$

де $V = v/Q_{\text{ном}}$, де v – облікований об'єм, м³; $Q_{\text{ном}}$ – номінальна витрата для відповідного типорозміру лічильника ($Q_{\text{ном}} = 100 \text{ м}^3/\text{год}$).

Коефіцієнти рівнянь (2.2) – (2.5), отримані за методом найменших квадратів. Графічно залежності (2) – (5) представлено на рис.2.

Як видно з рівнянь (2.2) – (2.5), регресійні залежності, побудовані за методом найменших квадратів, мають від'ємні коефіцієнти. Це вказує на зростання за модулем від'ємного значення похибки при збільшенні облікованого лічильником об'єму газу для всіх чотирьох перевірюваних значень витрати ($Q_{\min}$, $0,2Q_{\max}$, $0,5Q_{\max}$, $Q_{\max}$). Тобто середньостатистичний роторний лічильник газу розглянутого типорозміру після напрацювання певного об'єму може мати від'ємну похибку у всьому діапазоні вимірювання витрати газу.

Для того щоб характеризувати зміну основної похибки лічильника не на окремій витраті, а як засобу обліку в цілому, отримано загальну залежність похибки від облікованого об'єму за допомогою усереднення залежностей для чотирьох перевірюваних значень витрати.

Усереднення виконане на основі вагових коефіцієнтів, значення яких відповідають відносним значенням витрати. Тобто для витрати $Q_{\max}$ ваговий коефіцієнт рівний 1, для витрати $0,5Q_{\max}$ – рівний 0,5, $0,2Q_{\max}$ – 0,2, $Q_{\min}$ – рівний усередненому відношенню $Q_{\min}/Q_{\max}$ для аналізованої вибірки лічильників. Таким чином, усереднена залежність похибки лічильників газу РГ-100 від облікованого об'єму буде мати вигляд:

$$\delta = A \cdot V + B, \quad (2.6)$$

$$\text{де } A = \frac{\sum_{i=1}^4 (k_i \cdot a_i)}{\sum_{i=1}^4 k_i}, \quad B = \frac{\sum_{i=1}^4 (k_i \cdot b_i)}{\sum_{i=1}^4 k_i};$$

a_i, b_i – коефіцієнти рівняння регресії для i -го значення витрати;

k_i – вагові коефіцієнти, $k = \{k_{\min}, 0,2, 0,5, 1,0\}$; значення коефіцієнта $k_{\min}$ визначене для досліджуваної вибірки лічильників за значеннями мінімальної витрати становить

$$k_{\min} = \frac{\sum_{j=1}^N Q_{\min.j} / Q_{\max.j}}{N} = 0,0509; \quad (2.7)$$

V – відносний облікований об'єм, $V = v/Q_{nom}$.

Отже, усереднена залежність для лічильників газу РГ-100, РГ-К-100 є такою:

$$\delta = -1,3 \cdot 10^{-4} \cdot V - 0,255. \quad (2.8)$$

Графіки регресійних залежностей похибки роторних лічильників РГ-100, РГ-К-100 від облікованого об'єму для окремих значень витрати та усередненої залежності (2.8) представлені на рис.2.7, 2.8.

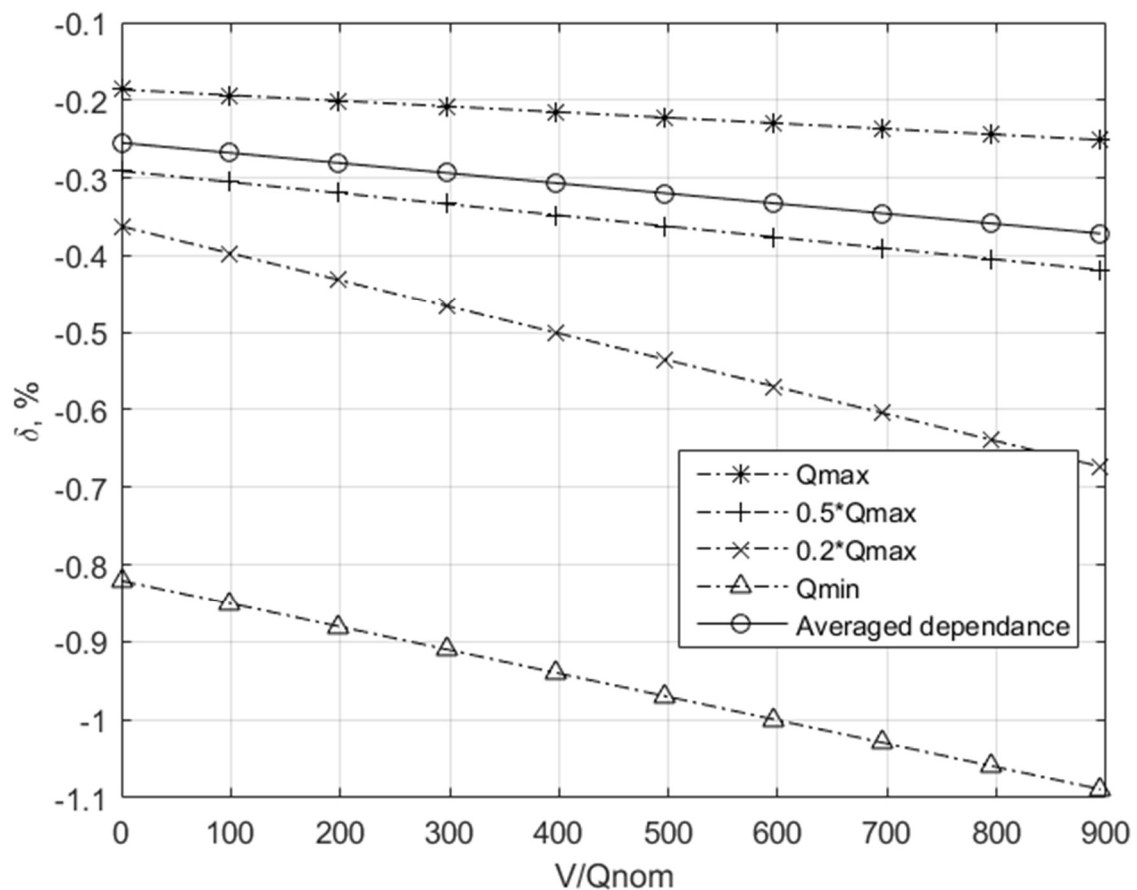


Рисунок 2.7 - Залежності основної похибки ЛГ типорозміру РГ-100, РГ-К-100 від облікованого об'єму газу

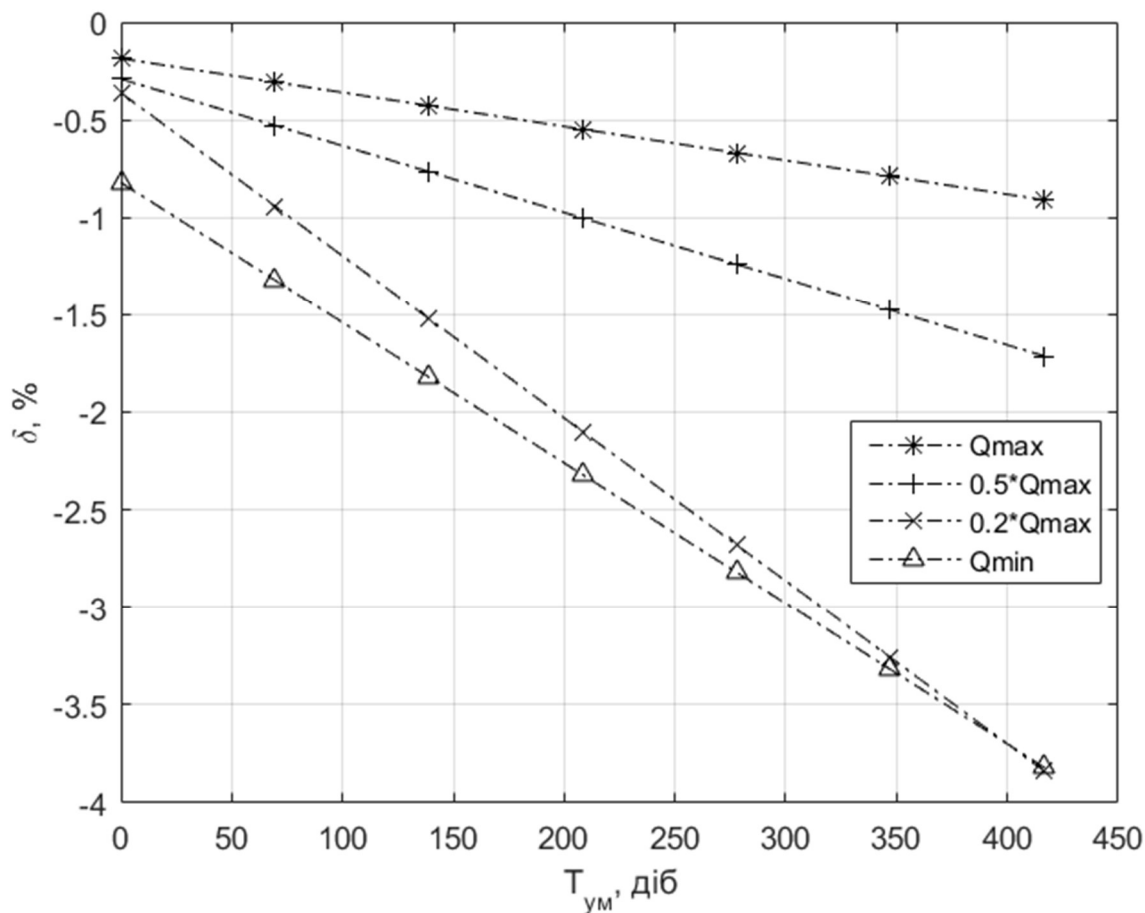


Рисунок 2.8 - Залежності похибки ЛГ типорозміру РГ-100, РГ-К-100 від умовного часу роботи ЛГ

Як видно із рис.2.7 та формули (2.8), усереднена залежність похибки лічильника газу РГ-100, РГ-К-100 від облікованого об'єму має від'ємний коефіцієнт $a = -1,3 \cdot 10^{-4} \%$. Отже наявна у цих лічильників невилучена систематична похибка крім постійної складової $\delta_{ном} = b_i = -0,255 \%$ має також прогресуючу складову $\delta_{прогр} = (-1,3 \cdot 10^{-4} \cdot V) \%$. Значення прогресуючої складової залежить від інтенсивності роботи лічильника, тобто від об'єму газу, що облікований лічильником газу.

Отримані аналітичні залежності похибки лічильників від облікованого об'єму газу дають можливість оцінити основну похибку лічильника за облікованим ним об'ємом і, відповідно, прийняти рішення про необхідність виконання його позачергової перевірки. Крім того, ці залежності дають можливість виконання самодіагностики автоматизованої системи та повідомлення власника такої системи про необхідність позачергової перевірки.

Для того щоб оцінити інтервал часу, протягом якого основна похибка ЛГ може досягнути граничного значення, виконаний розрахунок похибки ЛГ за залежностями (2.2) – (2.5) для умовного часу роботи лічильника. Умовним часом роботи лічильника $T_{ум}$ тут вважаємо час роботи на номінальній витраті. Тобто 1 година умовного часу для типорозміру РГ-100, РГ-К-100 рівна облікованому об'єму газу 100 м^3 , відповідно 1 умовна доба рівна 2400 м^3 облікованого об'єму газу.

Отже з рисунка 2.8 видно, протягом якого умовного часу похибка роторних лічильників типорозміру РГ-100, обчислена за залежностями (2.2) – (2.5), досягає граничного значення визначеного державним стандартом ДСТУ EN 12480:2019 [91]. Згідно [91] межі максимальної допустимої похибки для роторних ЛГ, що відповідають класу точності 1,0 становлять:

$$\begin{aligned} & - \pm 2,0 \% \text{ для витрати із діапазону } Q_{min} \leq Q \leq Q_t ; \\ & - \pm 1,0 \% \text{ для витрати із діапазону } Q_t \leq Q \leq Q_{max}. \end{aligned} \quad (2.9)$$

Як видно із цього рисунка, найбільш критичною є зміна похибки ЛГ на витратах Q_{min} , $0,2Q_{max}$, оскільки прогресуюча складова похибки саме для цих витрат є найбільшою. З рис. 2.8 видно, що протягом 160 - 200 діб умовного часу (часу роботи на номінальній витраті) похибка лічильника на витратах Q_{min} , $0,2Q_{max}$ досягає $-2,0\%$.

2) Розроблення залежностей для роторних лічильників газу типорозміру РГ-250, РГ-К-250.

Для роторних лічильників газу РГ-250, РГ-К-250 множина значень похибки для кожного i -го значення витрати a , відповідно, i множина значень облікованого об'єму містять 54 значення ($j=1,2,3 \dots 54$). Множини пар значень (V_j, δ_{ij}) , сформовані для кожного i -го значення витрати, графічно представлені на рис.2.9 – 2.12.

Аналогічно як і для лічильників типорозміру РГ-100, для того, щоб визначити форму кореляції для типорозміру РГ-250 застосовано усереднення значень похибки δ_{ij} у п'яти піддіапазонах ($m=5$) облікованого об'єму (див.рис. 2.9 – 2.12).

Як видно з цих рисунків, розміщення точок усереднених значень похибки вказує на те, що залежність $\delta=f(V)$ близька до лінійної $y=a \cdot x+b$. також і для типорозміру РГ-250, РГ-К-250. На рисунках 2.9 – 2.12 застосовано позначення такі ж як на попередніх рис. 2.3-2.6: * – точка даних за протоколом перевірки лічильника, о - усереднене значення похибки для окремого піддіапазону, $\square$ - лінія регресії.

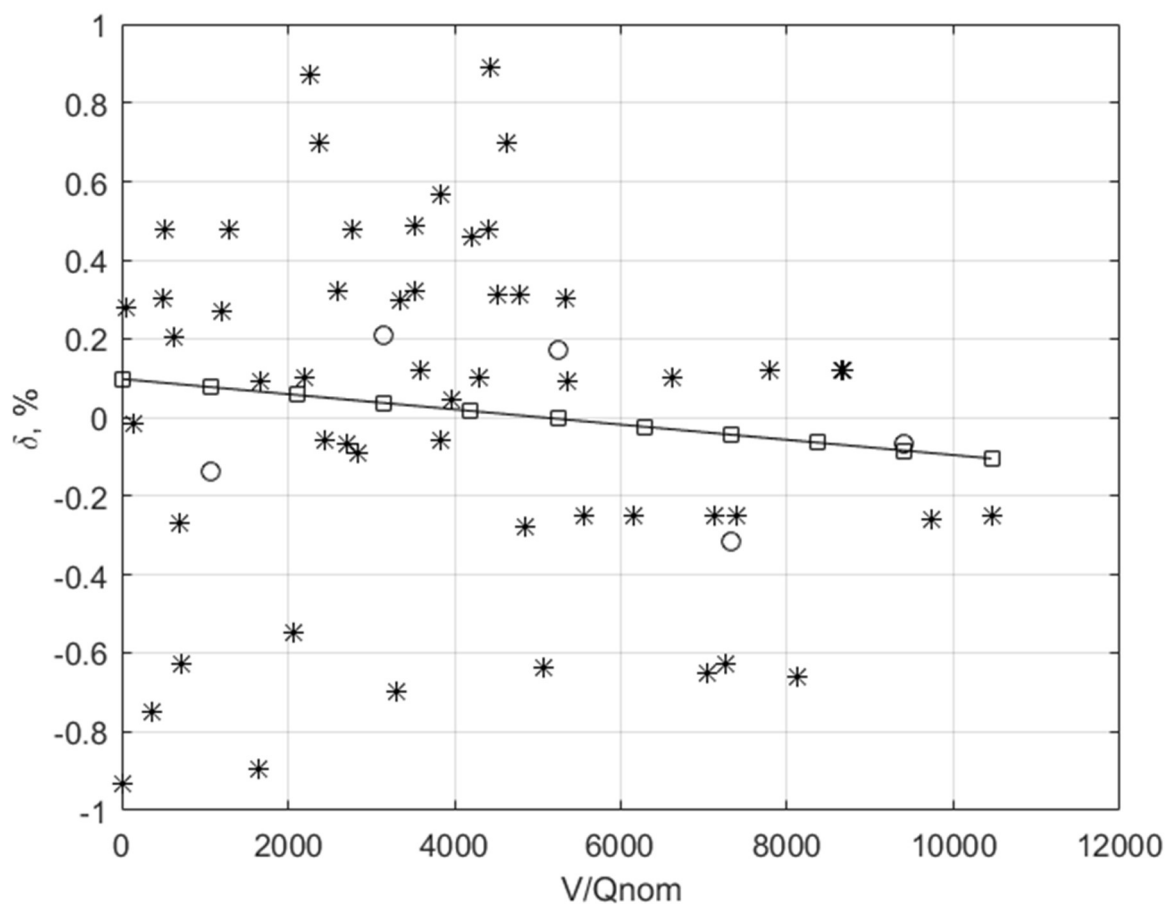


Рисунок 2.9 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-250, РГ-К-250 від облікованого об'єму (показів) перед метрологічною перевіркою для витрати Q_{max}

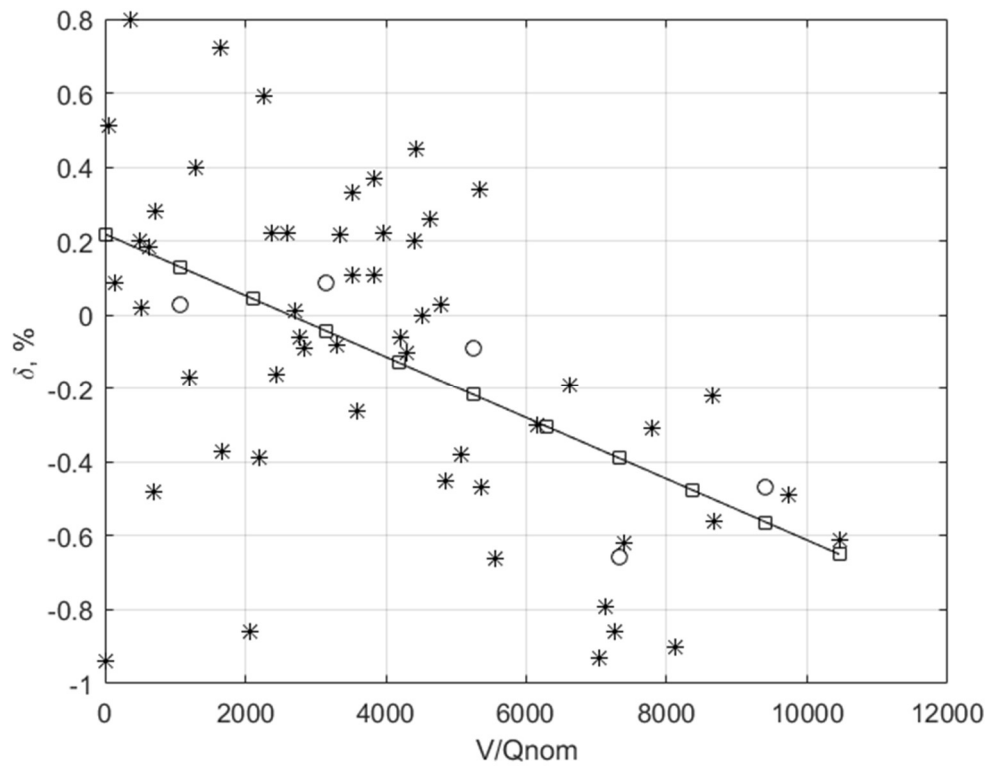


Рисунок 2.10 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-250, РГ-К-250 від облікованого об'єму для витрати $0,5Q_{max}$

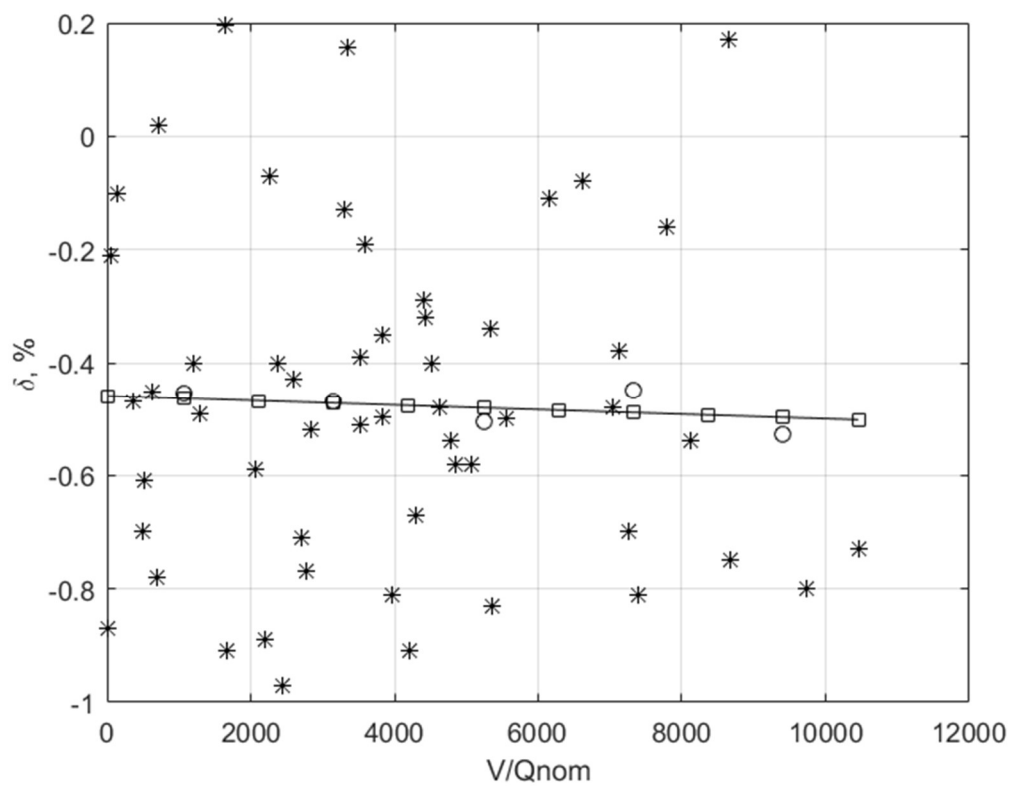


Рисунок 2.11 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-250, РГ-К-250 від облікованого об'єму для витрати $0,2Q_{max}$

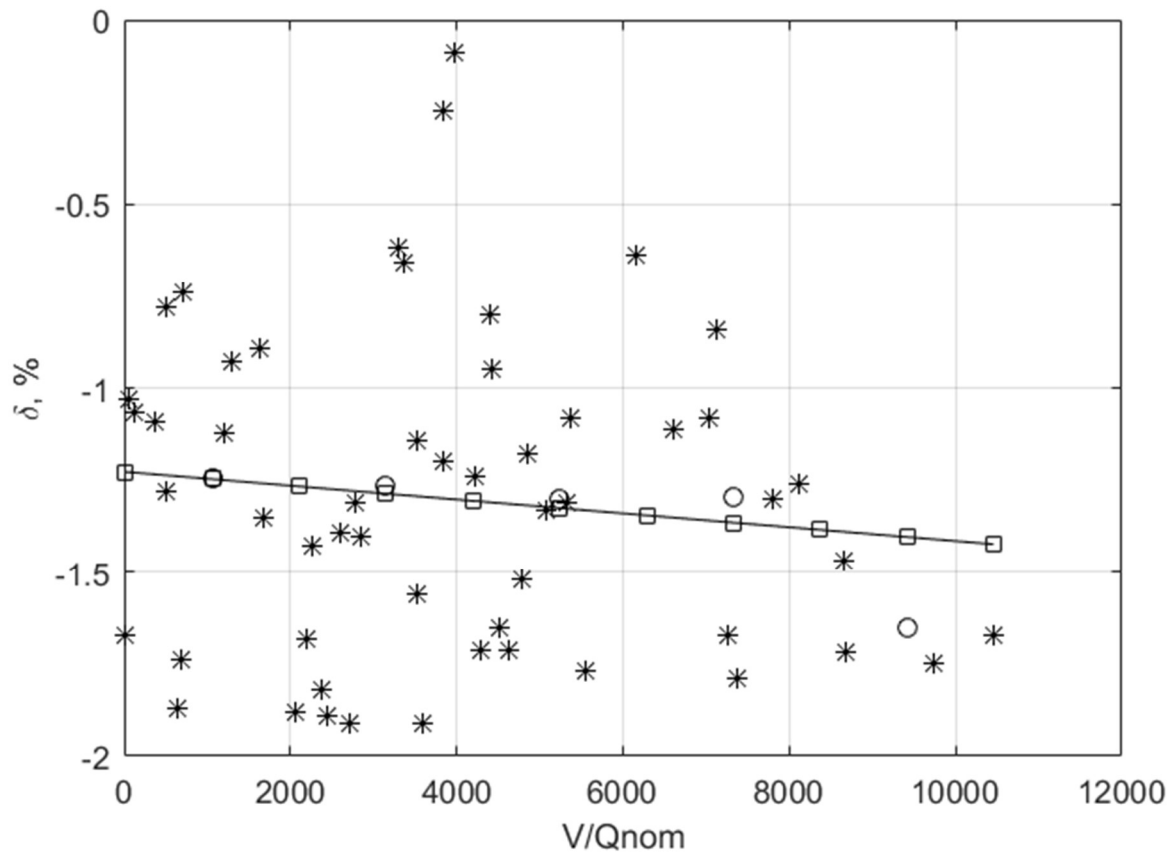


Рисунок 2.12 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-250, РГ-К-250 від облікованого об'єму для витрати $Q_{\min}$

Для обчислення коефіцієнта кореляції r_i значень похибки та облікованого об'єму застосовано формулу (2.1). Розраховані значення коефіцієнтів кореляції представлено у таблиці 2.2. Із таблиці 2.2 видно, що кореляція між похибкою δ та об'ємом V є значимою для значень витрати $0,5Q_{\max}$, $0,2Q_{\max}$, $Q_{\min}$. Для витрати $0Q_{\max}$ значення коефіцієнта кореляції $r_i = -0,276$ є значно меншим за модулем від одиниці.

За результатами опрацювання множини точок (V_j, δ_{ij}) для кожного із перевірюваних значень витрати із застосуванням методу найменших квадратів побудовано апроксимаційні залежності похибки середньостатистичного лічильника від облікованого об'єму для кожного значення витрати:

$$\delta_1 = -1,931 \cdot 10^{-5} \cdot V + 0,097, \text{ для } Q_{\max} \quad (2.10)$$

$$\delta_2 = -8,309 \cdot 10^{-5} \cdot V + 0,2192, \text{ для } 0,5 Q_{\max} \quad (2.11)$$

$$\delta_3 = -0,407 \cdot 10^{-5} \cdot V - 0,4592, \text{ для } 0,2 Q_{\max} \quad (2.12)$$

$$\delta_4 = -1,875 \cdot 10^{-5} \cdot V - 1,2268, \text{ для } Q_{\min} \quad (2.13)$$

де $V = v/Q_{\text{ном}}$, де v – облікований об’єм, м³; $Q_{\text{ном}}$ – номінальна витрата для відповідного типорозміру лічильника ($Q_{\text{ном}} = 250$ м³/год).

Таблиця 2.2

Статистичні характеристики залежностей основної похибки лічильників
РГ-250, РГ-К-250 від облікованого об’єму

i	Значення витрати	Коефіцієнт кореляції усереднених значень похибки та об’єму, r_i	Середнє квадратичне відхилення усереднених значень δ_{ik} , σ_{δ} , %	Середнє квадратичне відхилення похибки δ_{ij} , σ_{δ} , %
1	$Q_{\max}$	-0.276	0,20	0,44
2	$0,5 Q_{\max}$	-0.842	0,29	0,38
3	$0,2 Q_{\max}$	-0.601	0,03	0,29
4	$Q_{\min}$	-0.783	0,15	0,43

З рівнянь (2.10) – (2.13) видно, що регресійні залежності, побудовані для лічильників типорозміру РГ-250, РГ-К-250 за методом найменших квадратів, мають від’ємні коефіцієнти. Це вказує на зростання за модулем від’ємного значення похибки при збільшенні облікованого лічильником об’єму газу для всіх чотирьох перевірюваних значень витрати ($Q_{\min}$, $0,2Q_{\max}$, $0,5Q_{\max}$, $Q_{\max}$). Це може зумовити після напрацювання певного об’єму від’ємну похибку лічильника, що призводить до необлікованих втрат газу.

Отримано загальну залежність похибки від облікованого об’єму за допомогою усереднення залежностей для чотирьох перевірюваних значень витрати. Усереднення виконане за представленою вище методологією та формулами (2.6), (2.7). За результатами усереднення отримано таку усереднену залежність для лічильників газу РГ-250, РГ-К-250 :

$$\delta = -3,5414 \cdot 10^{-5} \cdot V + 0,004. \quad (2.14)$$

Графіки апроксимаційних залежностей похибки роторних лічильників РГ-250, РГ-К-250 від облікованого об'єму для окремих значень витрати та усередненої залежності (2.14) подано на рис.2.13, 2.14.

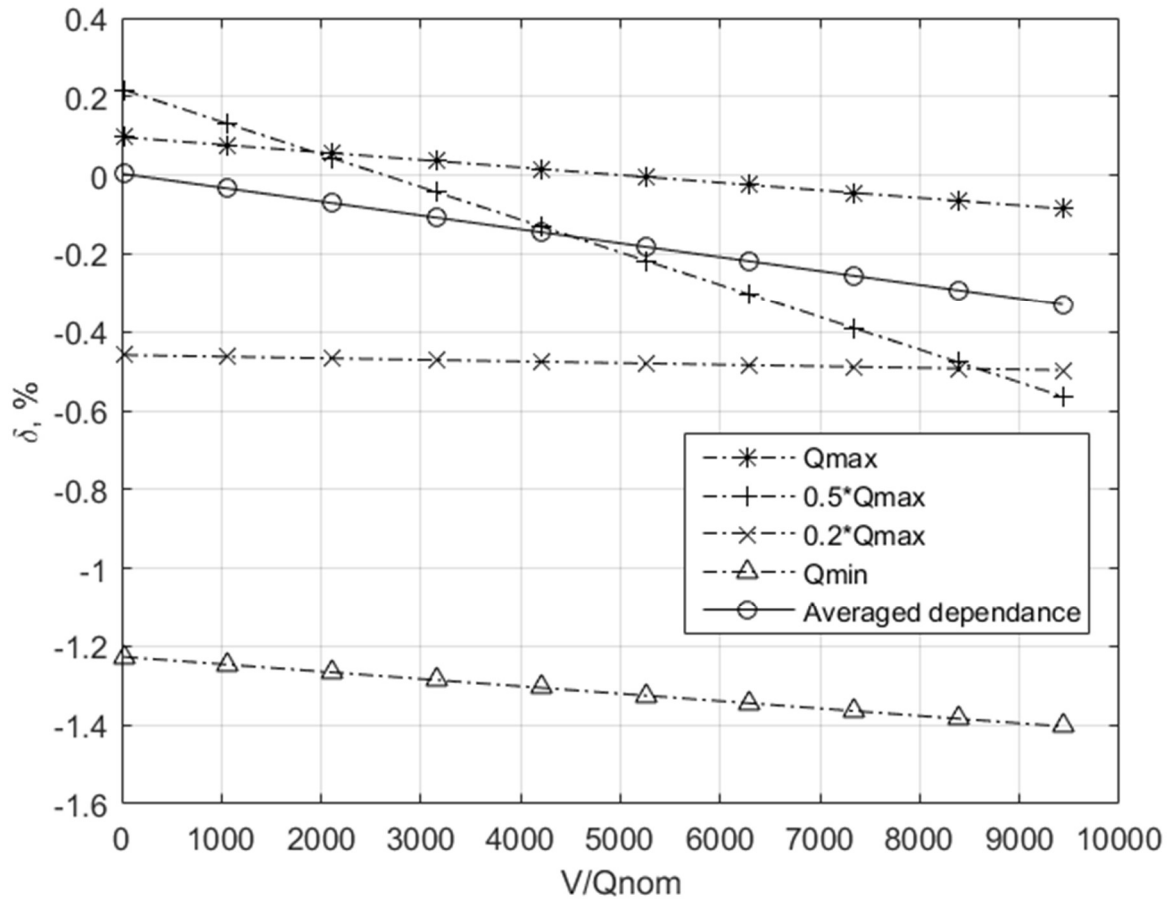


Рисунок 2.13 - Залежності основної похибки ЛГ типорозміру РГ-250, РГ-К-250 від облікованого об'єму газу

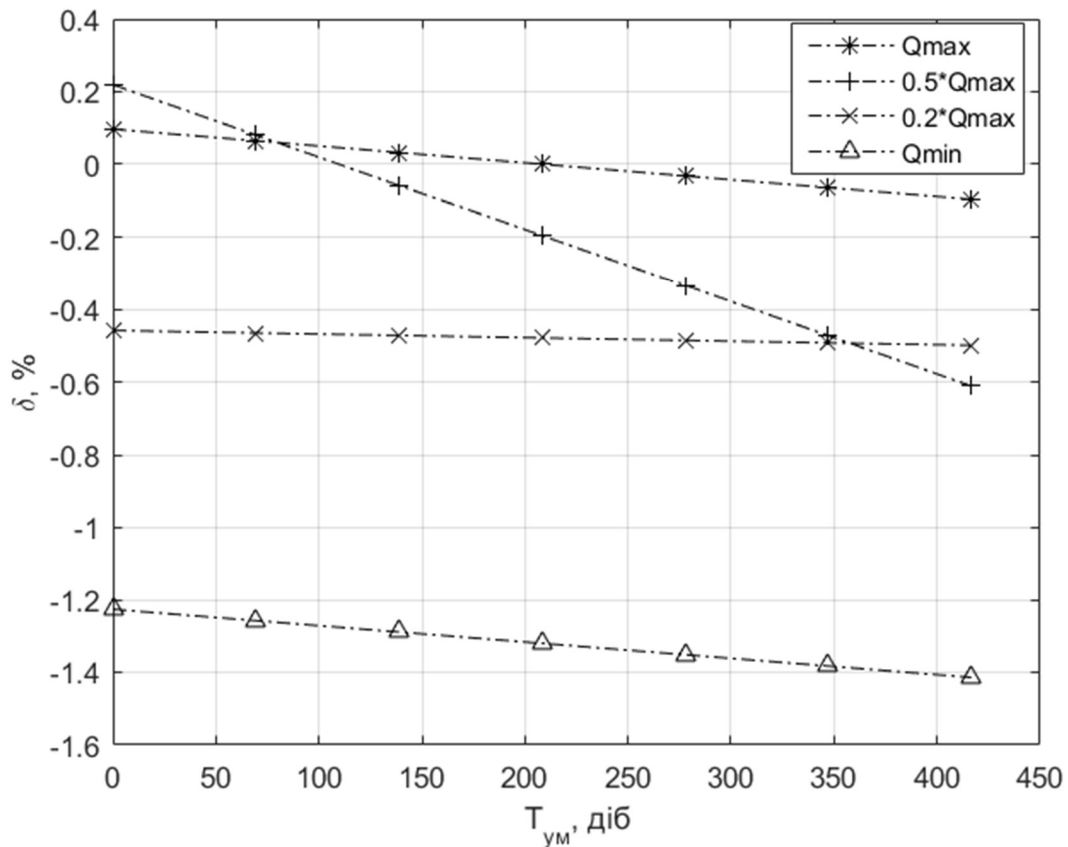


Рисунок 2.14 - Залежності основної похибки ЛГ типорозміру РГ-250, РГ-К-250 від умовного часу роботи лічильника

З порівняння результатів досліджень лічильників типорозміру РГ-100 отриманих автором, а також представлених у роботі [9] та лічильників типорозміру РГ-250 видно, що і постійна, і прогресуюча складові похибки для лічильників типорозміру РГ-250 є суттєво меншими від цих складових для типорозміру РГ-100. Тобто зміна основної похибки під час експлуатації лічильників типорозміру РГ-250, РГ-К-250 є не такою значною, як типорозміру РГ-100.

Зокрема, основна похибка не виходить за границі визначені в [7] протягом року умовного часу роботи ЛГ. Однак протягом 200 діб умовного часу похибка для всіх значень витрати стає від'ємною, тобто навіть працюючи у всьому діапазоні зміни витрати ЛГ типорозміру РГ-250, РГ-К-250 може недообліковувати певну кількість газу, що пройшов через нього, що також може бути підставою для його позачергової метрологічної перевірки.

3) Розроблення залежностей для роторних лічильників газу типорозміру РГ-40, РГ-К-40.

Для роторних лічильників газу РГ-40, РГ-К-40 множина значень похибки для кожного i -го значення витрати a , відповідно, i множина значень облікованого об'єму містять 10 значень ($j=1,2,3 \dots 10$). Множини пар значень (V_j, δ_{ij}) , сформовані для кожного i -го значення витрати, графічно представлені на рис.2.15 – 2.18.

Як і для лічильників інших типорозмірів, для того, щоб визначити форму кореляції для типорозміру РГ-40 застосовано усереднення значень похибки δ_{ij} у 4 піддіапазах ($m=4$) облікованого об'єму (див.рис. 2.15 – 2.18). Як видно з цих рисунків, розміщення точок усереднених значень похибки вказує на те, що залежність $\delta=f(V)$ близька до лінійної $y=a \cdot x+b$. також і для типорозміру РГ-40, РГ-К-40.

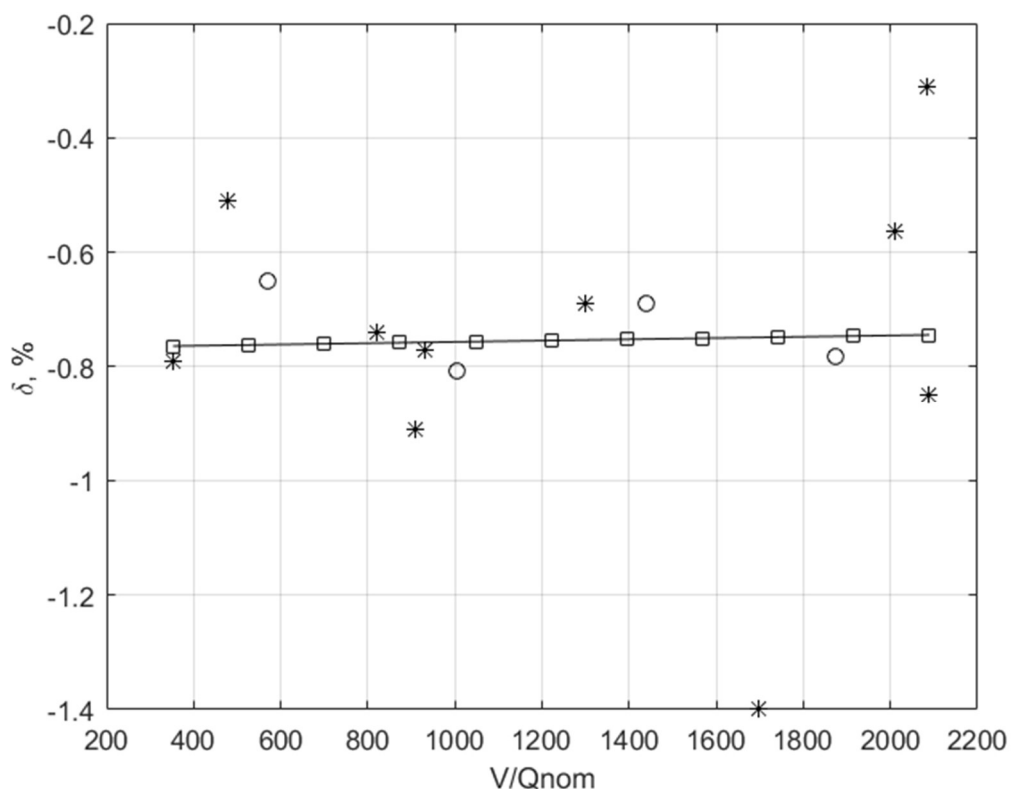


Рисунок 2.15 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-40, РГ-К-40 від облікованого об'єму (показів) перед метрологічною перевіркою для витрати $Q_{\max}$

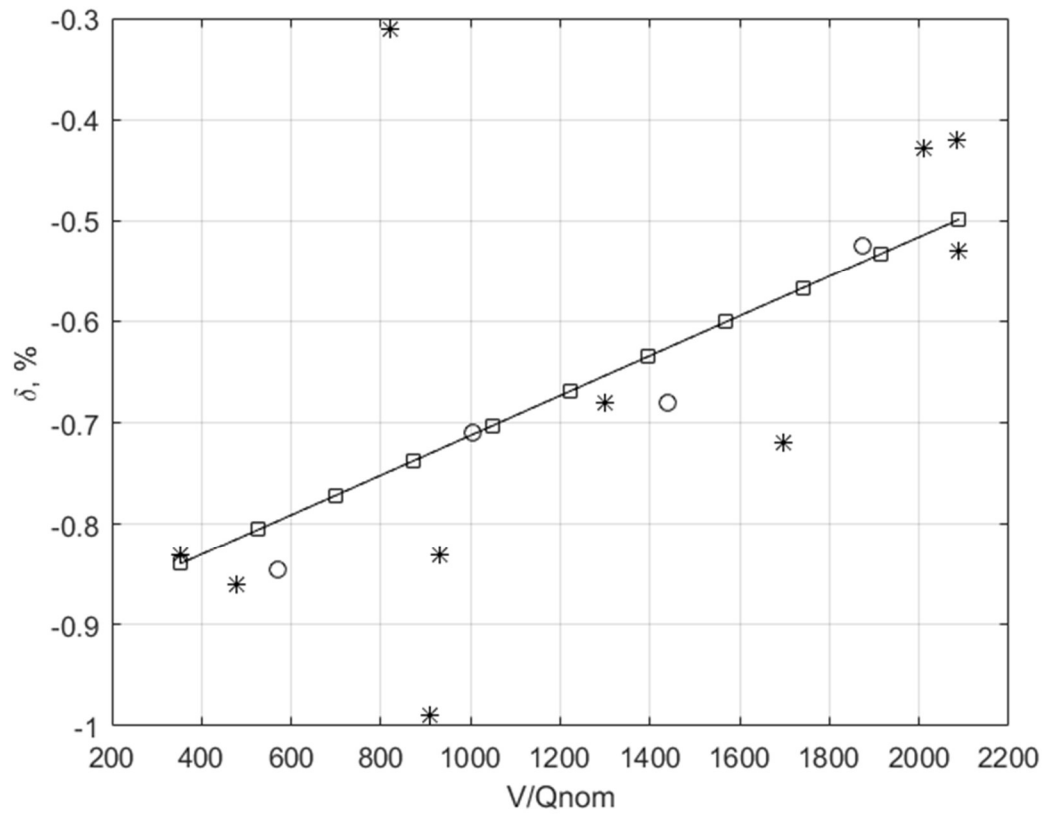


Рисунок 2.16 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-40, РГ-К-40 від облікованого об'єму для витрати $0,5Q_{\max}$

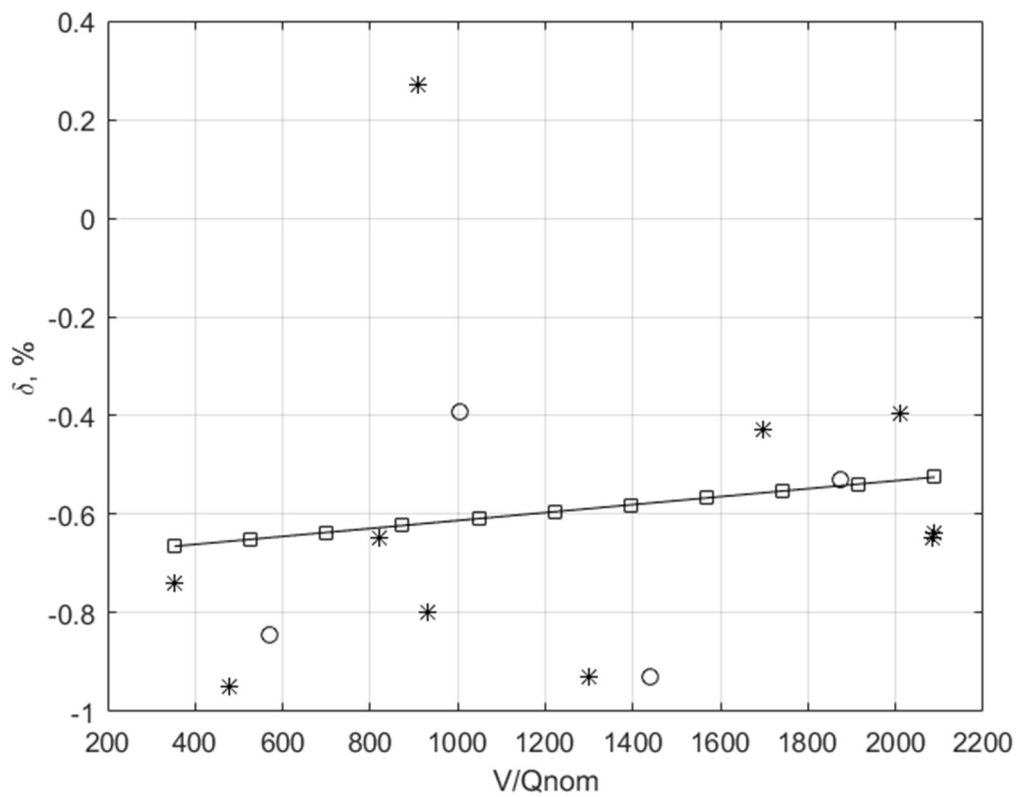


Рисунок 2.17 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-40, РГ-К-40 від облікованого об'єму для витрати $0,2Q_{\max}$

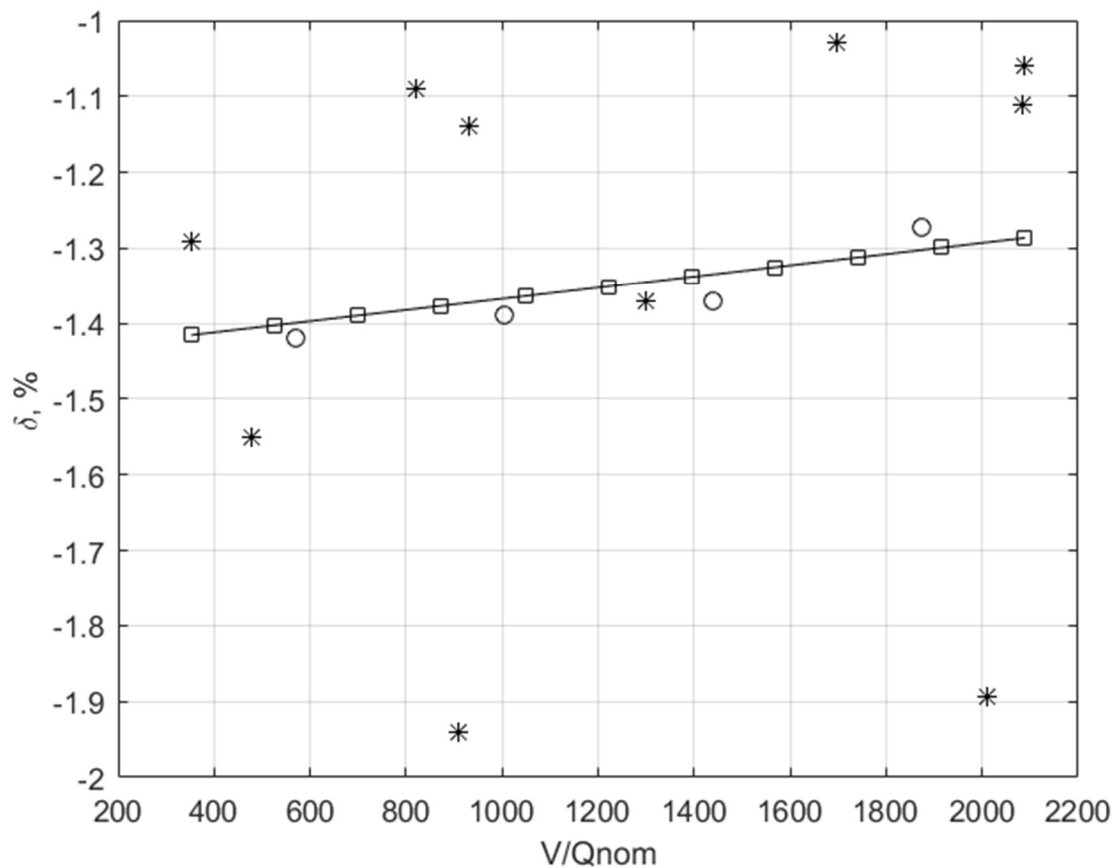


Рисунок 2.18 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-40, РГ-К-40 від облікованого об'єму для витрати $Q_{\min}$

Для обчислення коефіцієнта кореляції r_i значень похибки та облікованого об'єму застосовано формулу (2.1). Розраховані значення коефіцієнтів кореляції представлено у таблиці 2.3. Із таблиці 2.3 видно, що кореляція між похибкою δ та об'ємом V є значимою для витрати $0,5Q_{\max}$, $Q_{\min}$. Однак потрібно відзначити, що кореляційні залежності для цього типорозміру лічильників отримані на основі невеликої вибірки даних про результати перевірки ЛГ, тому потребують уточнення на основі більшої вибірки даних.

Із застосуванням методу найменших квадратів на основі множини точок (V_j , δ_{ij}) побудовано апроксимаційні залежності похибки середньостатистичного лічильника від облікованого об'єму для кожного значення витрати:

$$\delta_1 = 1,13 \cdot 10^{-5} \cdot V - 0,768, \text{ для } Q_{\max} \quad (2.15)$$

$$\delta_2 = 1,96 \cdot 10^{-4} \cdot V - 0,909, \text{ для } 0,5 Q_{\max} \quad (2.16)$$

$$\delta_3 = 0,805 \cdot 10^{-4} \cdot V - 0,694, \text{ для } 0,2 Q_{\max} \quad (2.17)$$

$$\delta_4 = 0,745 \cdot 10^{-4} \cdot V - 1,442, \text{ для } Q_{\min} \quad (2.18)$$

де $V = v/Q_{\text{ном}}$, де v – облікований об’єм, м³; $Q_{\text{ном}}$ – номінальна витрата для відповідного типорозміру лічильника ($Q_{\text{ном}} = 40$ м³/год).

Таблиця 2.3

Статистичні характеристики залежностей основної похибки лічильників
РГ-40, РГ-К-40 від облікованого об’єму

i	Значення витрати	Коефіцієнт кореляції усереднених значень похибки та об’єму, r_i	Середнє квадратичне відхилення усереднених значень δ_{ik} , σ_{δ} , %	Середнє квадратичне відхилення похибки δ_{ij} , σ_{δ} , %
1	$Q_{\max}$	-0.481	0,06	0,27
2	$0,5 Q_{\max}$	0.973	0,11	0,18
3	$0,2 Q_{\max}$	0.208	0,22	0,33
4	$Q_{\min}$	0.936	0,06	0,32

Як видно з рівнянь (2.15) – (2.18), регресійні залежності, побудовані для лічильників типорозміру РГ-40, РГ-К-40 за методом найменших квадратів, мають додатні коефіцієнти a_i , що множаться на об’єм. Тобто при збільшенні облікованого лічильником об’єму газу похибка прямує до додатних значень для всіх чотирьох перевірюваних значень витрати ($Q_{\min}$, $0,2Q_{\max}$, $0,5Q_{\max}$, $Q_{\max}$). Це на нашу думку є результатом невеликої кількості значень у вибірці.

Отримано загальну залежність похибки лічильників цього типорозміру від облікованого об’єму за допомогою усереднення залежностей для чотирьох перевірюваних значень витрати за представленою вище методологією та формулами (2.6), (2.7). За результатами усереднення отримано таку залежність для лічильників газу РГ-40, РГ-К-40 :

$$\delta = 7,384 \cdot 10^{-5} \cdot V - 0,819. \quad (2.19)$$

Графіки апроксимаційних залежностей похибки роторних лічильників РГ-40, РГ-К-40 від облікованого об'єму для окремих значень витрати та усередненої залежності (2.19) подано на рис.2.19.

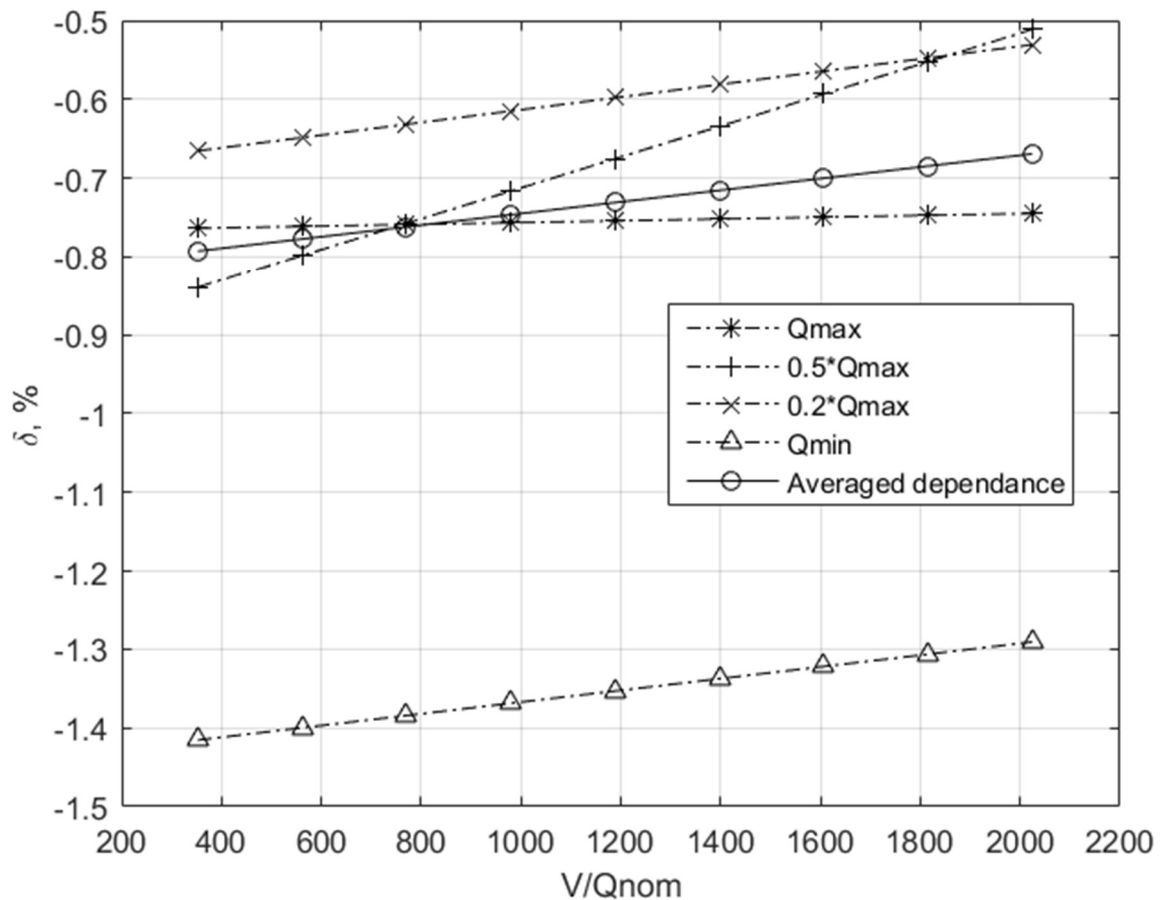


Рисунок 2.19 - Залежності основної похибки ЛГ типорозміру РГ-40, РГ-К-40 від облікованого об'єму газу

З рис.2.19 видно, що похибка лічильників типорозміру РГ40 є від'ємною для усього досліджуваного діапазону облікованого об'єму газу. Тобто ЛГ цього типорозміру після короткого часу експлуатації можуть змінювати значення похибки до від'ємного, що призводить до необлікованих втрат газу.

4) Розроблення залежностей для роторних лічильників газу типорозміру РГ-400, РГ-К-400.

Для роторних лічильників газу РГ-400, РГ-К-400 сформовано множину значень похибки для кожного i -го значення витрати a , відповідно, i множину

значень облікованого об'єму з 26 значень ($j=1,2,3 \dots 26$). Залежності похибки лічильника від облікованого об'єму, а відповідно і точки (V_j, δ_{ij}) отримані за результатами експериментальних досліджень лічильників, для кожного i -го перевіреного значення витрати, графічно представлені на рис.2.20 – 2.23.

Для того, щоб визначити форму кореляції для типорозміру РГ-400 також застосовано усереднення значень похибки δ_{ij} у 4 піддіапазах ($m=4$) облікованого об'єму (див.рис. 2.20 – 2.23). Як видно з цих рисунків, залежність $\delta=f(V)$ усереднених значень похибки від об'єму для лічильників типорозміру РГ-400, РГ-К-400 близька до лінійної ($y=a \cdot x+b$). На рисунках 2.20 – 2.21 застосовано позначення такі ж як на попередніх рис. 2.3-2.6, 2.9-2.12.

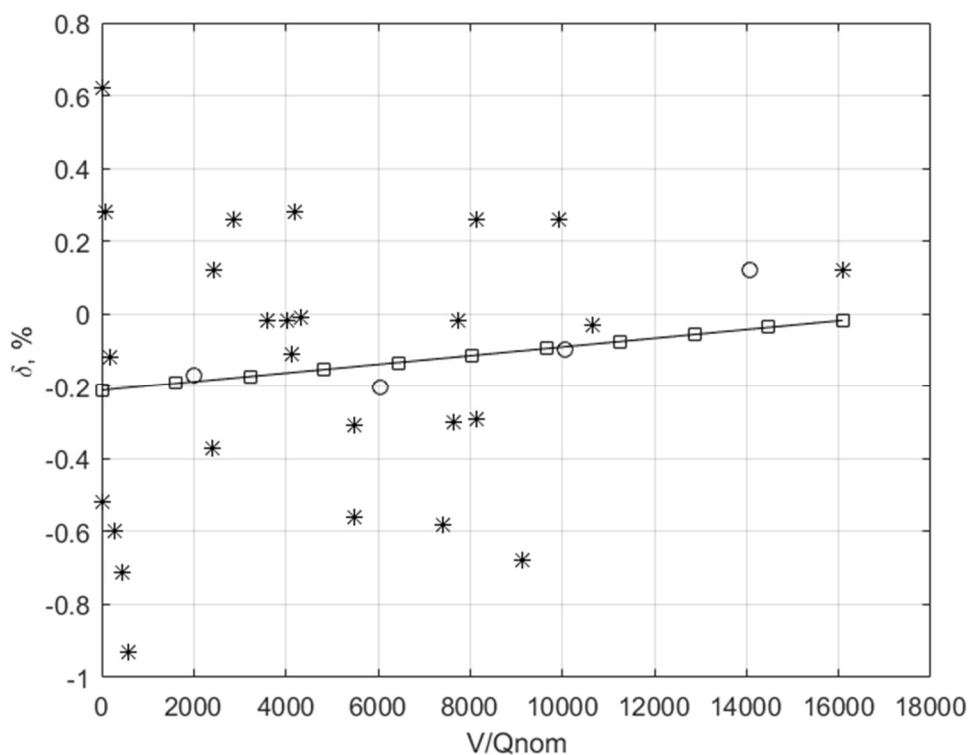


Рисунок 2.20 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-400, РГ-К-400 від облікованого об'єму (показів) перед метрологічною перевіркою для витрати $Q_{\max}$

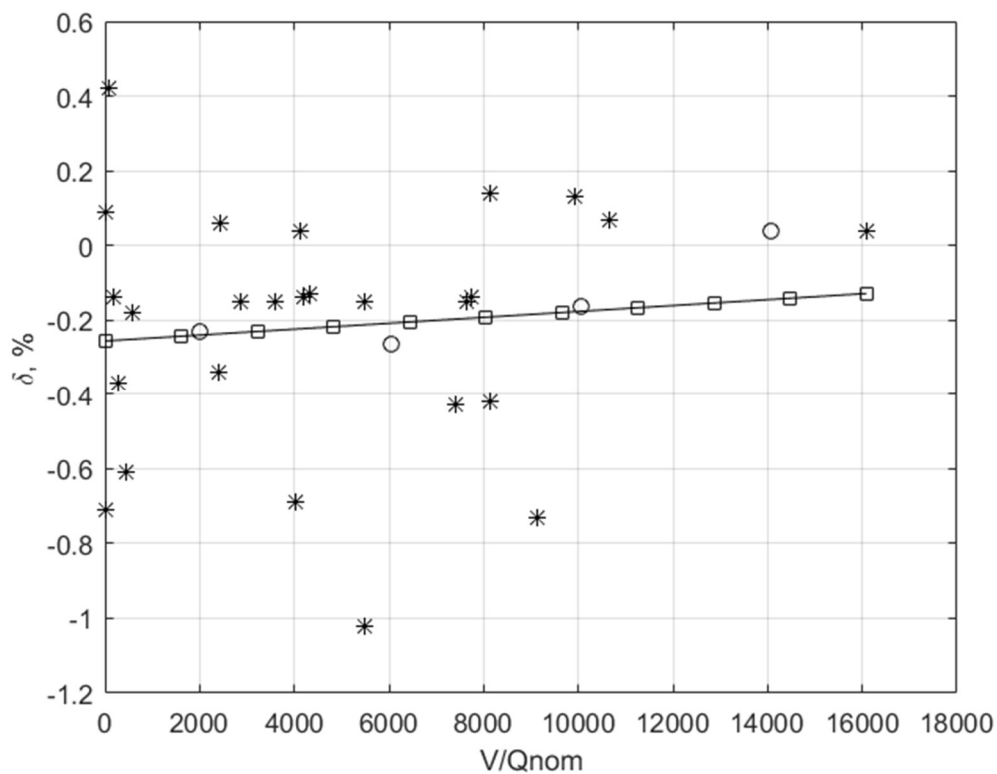


Рисунок 2.21 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-400, РГ-К-400 від облікованого об'єму для витрати $0,5Q_{max}$

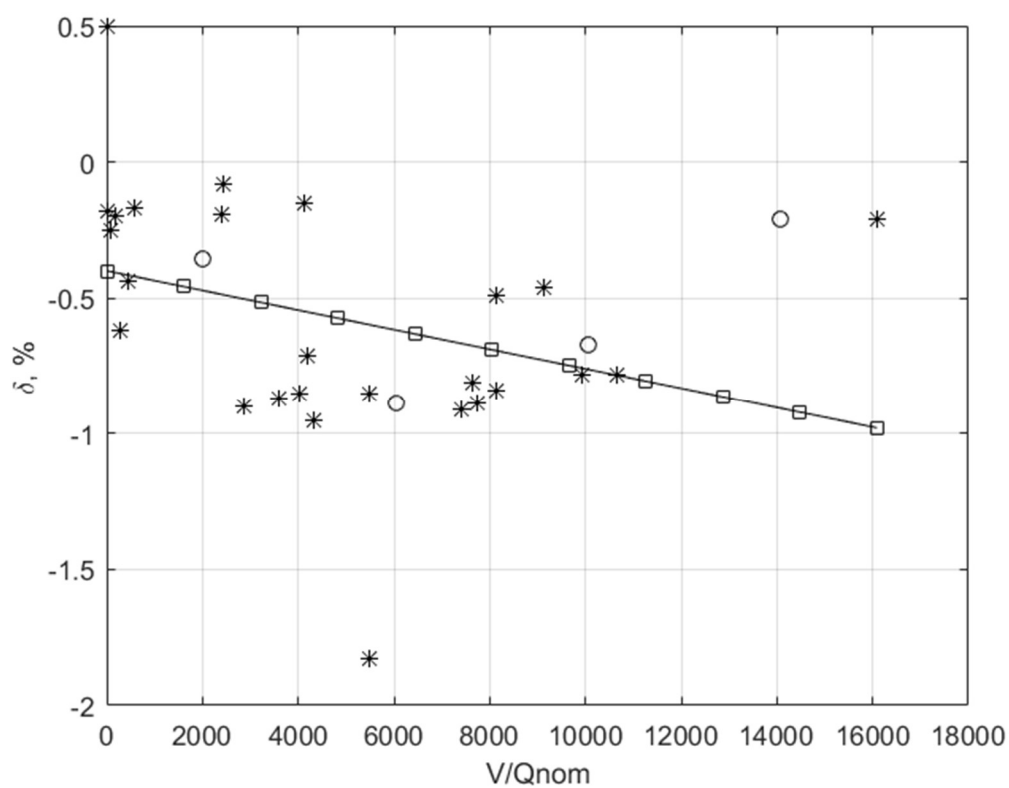
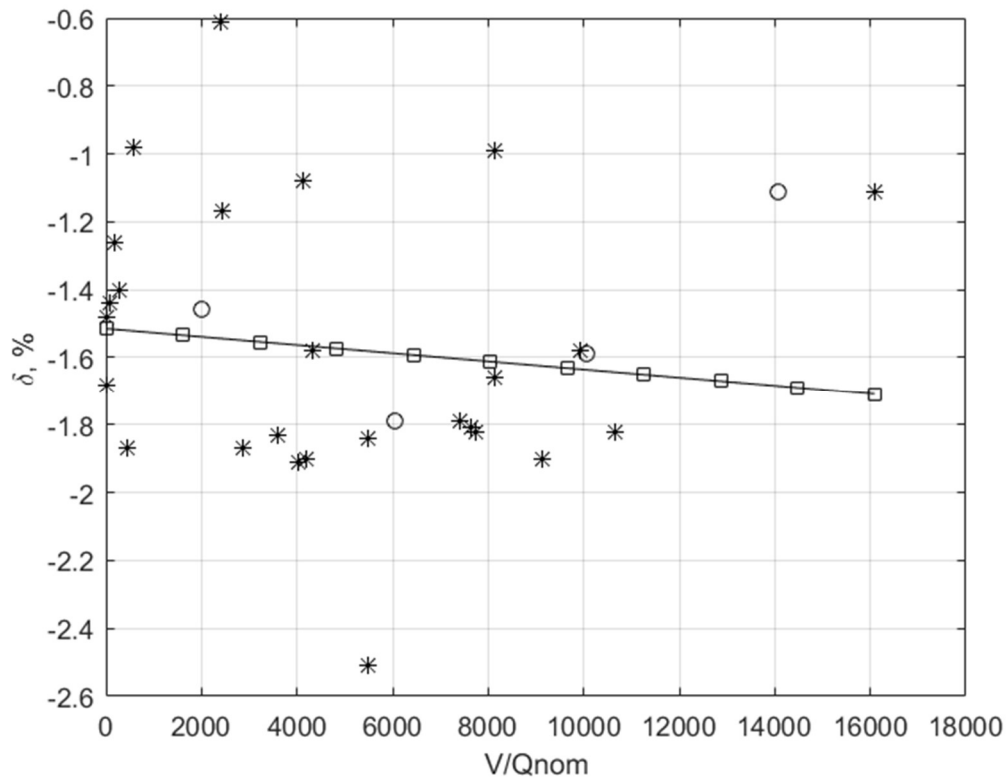


Рисунок 2.22 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-400, РГ-К-400 від облікованого об'єму для витрати $0,2Q_{max}$



де $V = v/Q_{nom}$, де v – облікований об’єм, м³; Q_{nom} – номінальна витрата для відповідного типорозміру лічильника ($Q_{nom} = 400$ м³/год).

Таблиця 2.4

Статистичні характеристики залежностей основної похибки лічильників
РГ-400, РГ-К-400 від облікованого об’єму

i	Значення витрати	Коефіцієнт кореляції похибки δ_{ij} та об’єму, r_i	Середнє квадратичне відхилення усереднених значень δ_{ik} , σ_{δ} , %	Середнє квадратичне відхилення похибки δ_{ij} , σ_{δ} , %
1	Q_{max}	0.13	0,125	0,37
2	$0,5 Q_{max}$	0.10	0,12	0,32
3	$0,2 Q_{max}$	-0.33	0,26	0,41
4	Q_{min}	-0.12	0,25	0,39

З рівнянь (2.20) – (2.23) видно, що регресійні залежності, побудовані для лічильників типорозміру РГ-400, РГ-К-400 за методом найменших квадратів для витрат Q_{min} , $0,2Q_{max}$ мають від’ємні коефіцієнти. Це вказує на зростання за модулем від’ємного значення похибки при збільшенні облікованого лічильником об’єму газу на цих витратах. Це може зумовити появу необлікованих втрат газу.

Загальну залежність похибки від облікованого об’єму отримано за допомогою усереднення коефіцієнтів залежностей (2.20) – (2.23) для чотирьох перевірюваних значень витрати. Усереднення виконане за формулами (2.6), (2.7). За результатами усереднення отримано таку усереднену залежність для лічильників типорозміру РГ-400, РГ-К-400 :

$$\delta = 4,207 \cdot 10^{-6} \cdot V - 0,317. \quad (2.24)$$

Графіки регресійних залежностей похибки роторних лічильників РГ-400,

РГ-К-400 від облікованого об'єму для окремих значень витрати та усередненої залежності (2.24) подано на рис.2.24, 2.25.

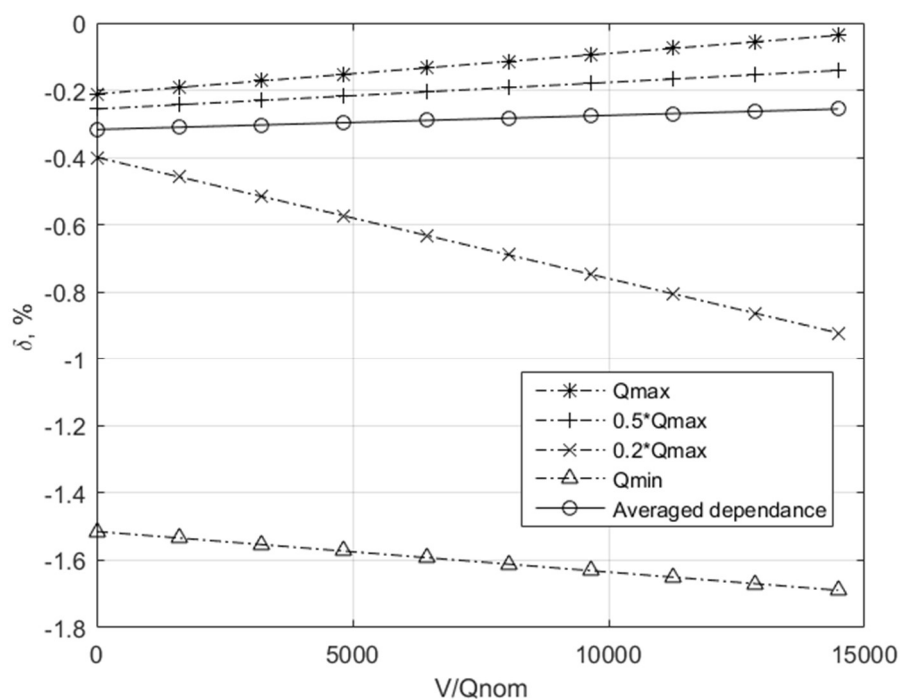


Рисунок 2.24 - Залежності основної похибки ЛГ типорозміру РГ-400, РГ-К-400 від облікованого об'єму газу

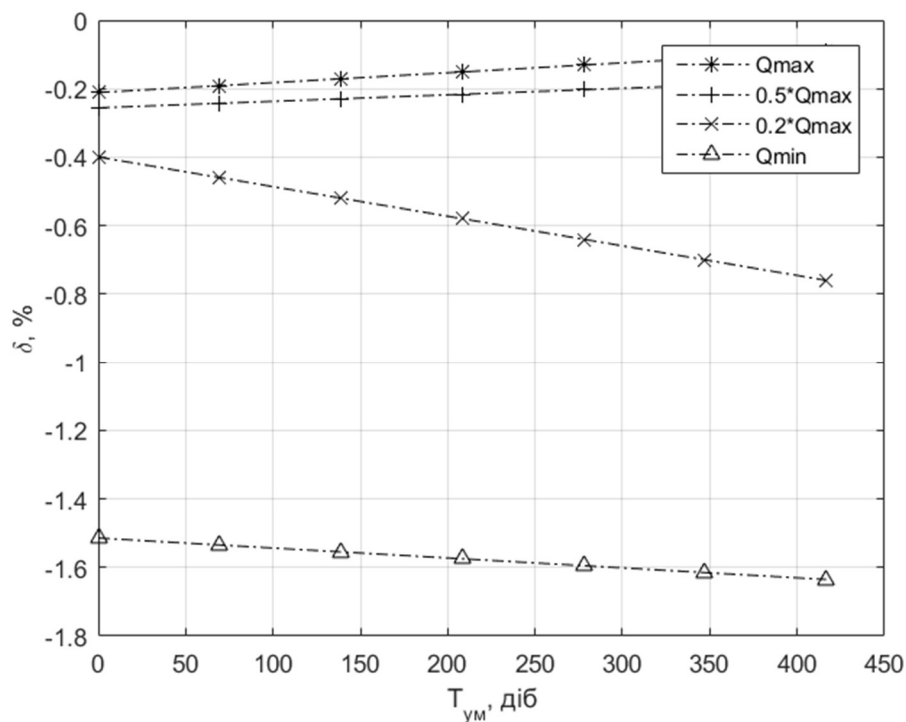


Рисунок 2.25 - Залежності основної похибки ЛГ типорозміру РГ-400, РГ-К-400 від умовного часу роботи лічильника

З представлених результатів досліджень лічильників типорозміру РГ-400 видно, що прогресуюча складові похибки для лічильників типорозміру РГ-400 є незначною. Тобто зміна основної похибки під час експлуатації лічильників типорозміру РГ-400, РГ-К-400 не призводить до виходу за межі дозволеного нормативними документами інтервалу. Основна похибка не виходить за границі визначені в [91] протягом року умовного часу роботи ЛГ. Однак усереднена похибка ЛГ цього типорозміру є від'ємною для всіх значень витрати. Отже необхідно доповнити наявну базу результатів повірки цих ЛГ та уточнити аналітичні залежності на основі більш чисельних результатів повірки.

5) Розроблення залежностей для роторних лічильників газу типорозміру РГ-600, РГ-К-600.

Відфільтрована множина значень похибки для роторних лічильників газу РГ-600, РГ-К-600 містить 9 значень ($j=1,2,3 \dots 9$). Залежності похибки лічильника від облікованого об'єму, а відповідно і точки (V_j, δ_{ij}) для кожного i -го перевіреного значення витрати ($i=1,2,3,4$), графічно представлені на рис.2.26 – 2.29.

Для аналізу форми кореляції похибки ЛГ та облікованого об'єму газу для лічильників типорозміру РГ-600 застосовано усереднення значень похибки δ_{ij} у чотирьох піддіапазонах ($m=4$) облікованого об'єму (див.рис. 2.26 – 2.29). Як видно з цих рисунків, залежність $\delta=f(V)$ усереднених значень похибки від об'єму для лічильників типорозміру РГ-400, РГ-К-400 можна описати за допомогою лінійної ($y=ax+b$) залежності. Однак для підтвердження адекватності лінійної залежності доцільно було б зібрати більшу вибірку результатів повірки для цього типорозміру ЛГ. На рисунках 2.26 – 2.29 застосовано позначення такі ж як на попередніх рис.2.20 – 2.23.

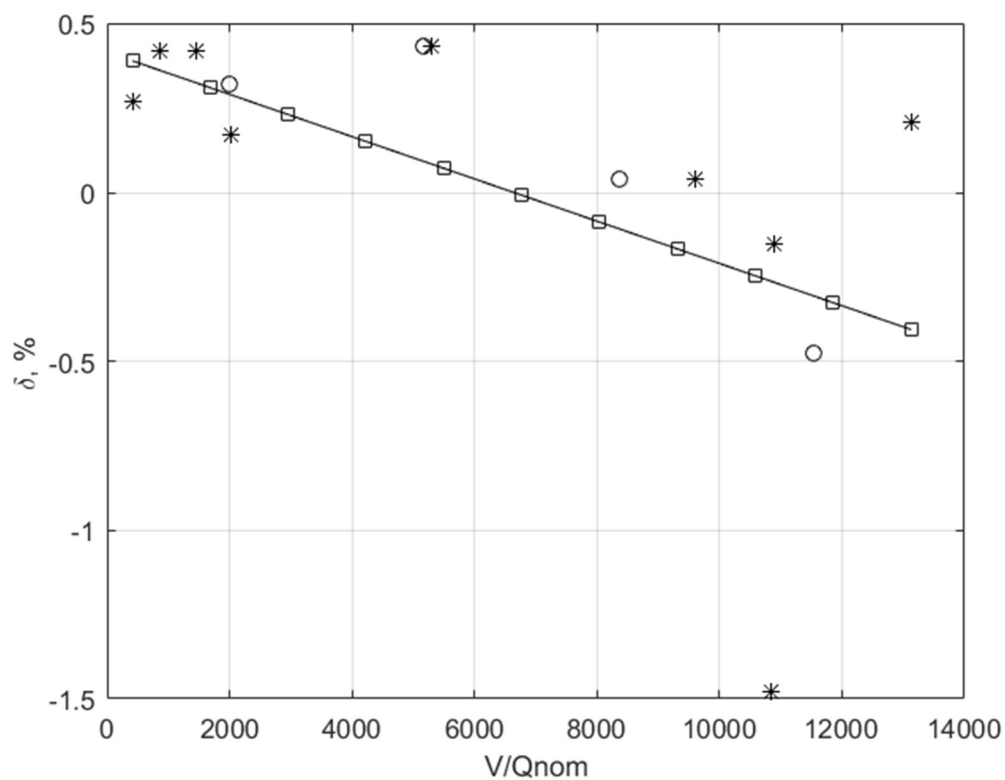


Рисунок 2.26 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-600, РГ-К-600 від облікованого об'єму (показів) перед метрологічною перевіркою для витрати Q_{max}

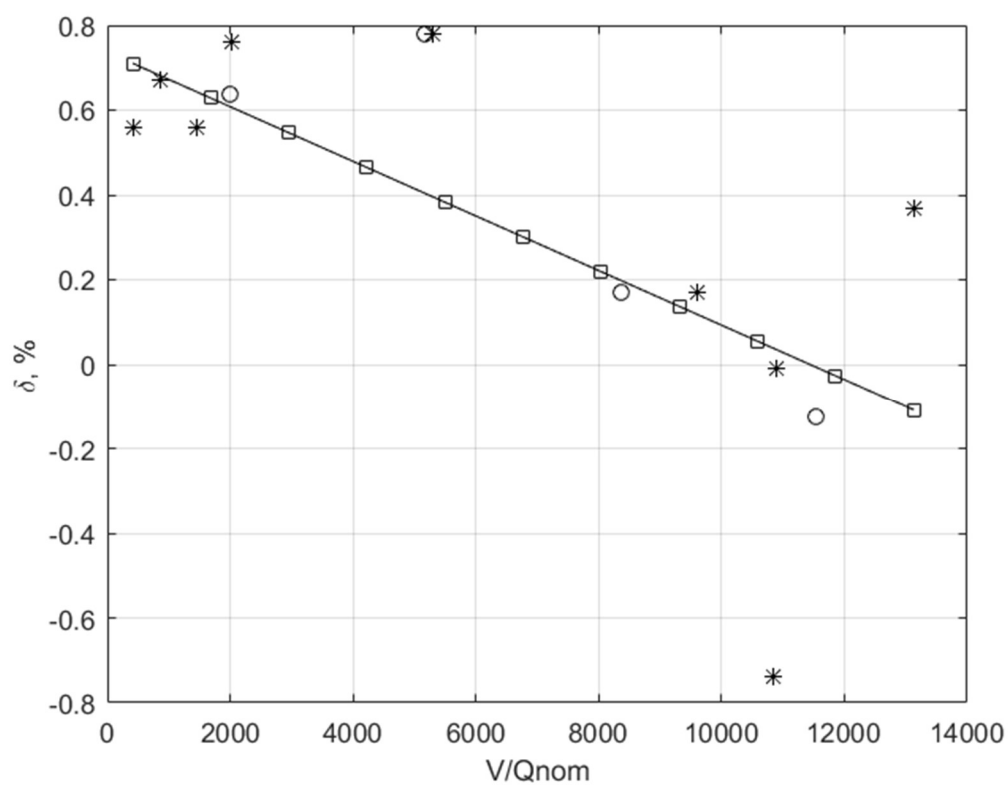


Рисунок 2.27 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-600, РГ-К-600 від облікованого об'єму для витрати $0,5Q_{max}$

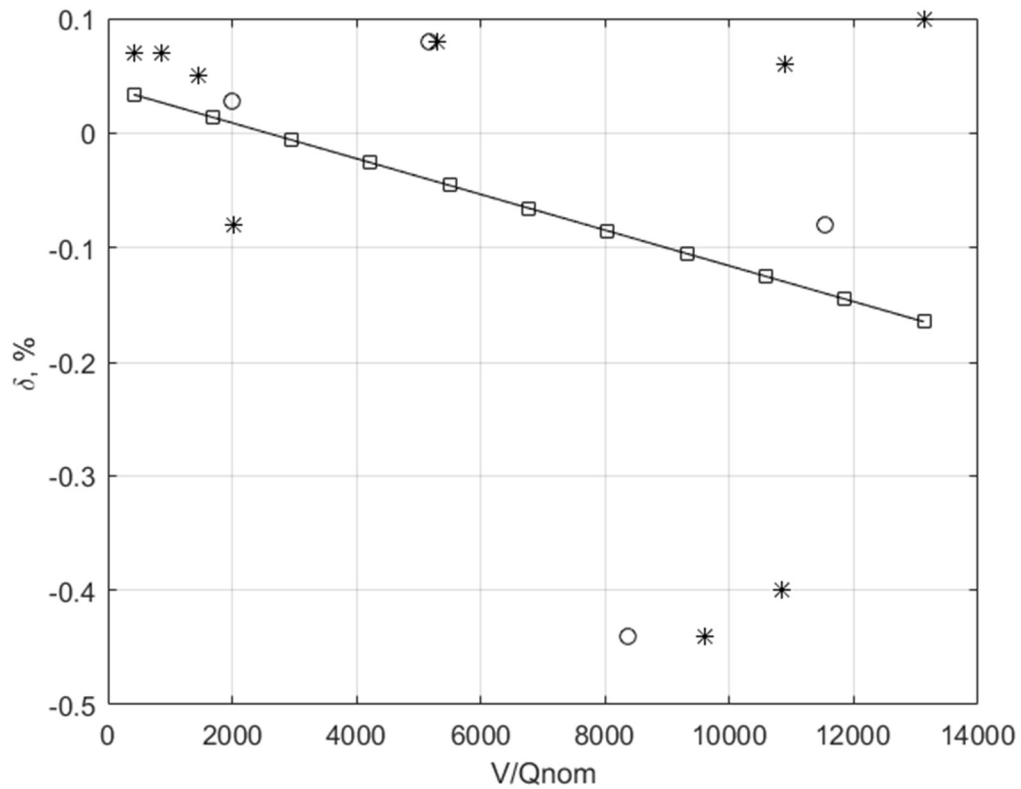


Рисунок 2.28 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-600, РГ-К-600 від облікованого об'єму для витрати $0,2Q_{max}$

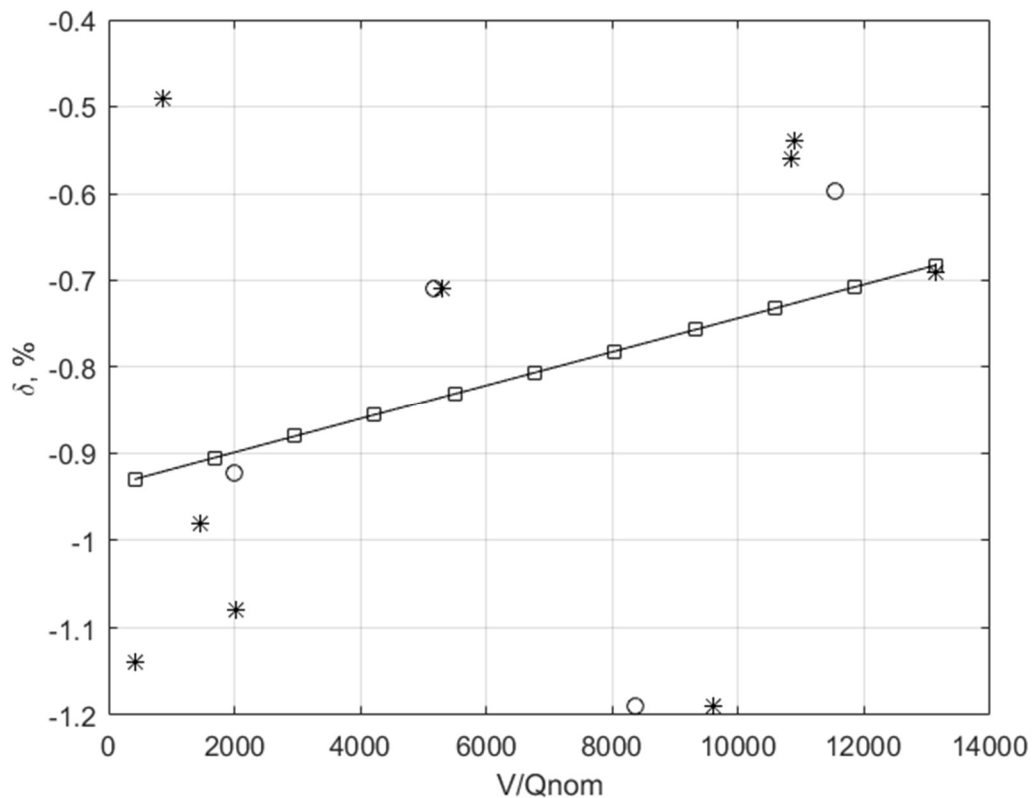


Рисунок 2.29 - Аналіз залежності похибки роторних лічильників газу типорозміру РГ-600, РГ-К-600 від облікованого об'єму для витрати Q_{min}

Коефіцієнт кореляції r_i значень похибки та облікованого об'єму для кожного з перевірюваних значень витрати обчислено за формулою (2.1). Отримано значення коефіцієнтів кореляції, які представлено у таблиці 2.5. Із таблиці 2.5 видно, що значимість кореляція між похибкою δ та об'ємом V підтверджено для значень витрати $Q_{\max}$, $0,5Q_{\max}$. Однак для підтвердження значимості кореляції для значень витрати $Q_{\min}$, $0,2Q_{\max}$ та отримання залежностей для чіткого прогнозування похибки потрібно зібрати більшу вибірку результатів перевірки для цього типорозміру ЛГ.

Таблиця 2.5

Статистичні характеристики залежностей основної похибки лічильників
РГ-600, РГ-К-600 від облікованого об'єму

i	Значення витрати	Коефіцієнт кореляції усереднених значень похибки та об'єму, r_i	Середнє квадратичне відхилення усереднених значень δ_{ik} , σ_{δ} , %	Середнє квадратичне відхилення похибки δ_{ij} , σ_{δ} , %
1	$Q_{\max}$	-0.89	0,35	0,48
2	$0,5 Q_{\max}$	-0.89	0,36	0,34
3	$0,2 Q_{\max}$	-0.47	0,20	0,19
4	$Q_{\min}$	0.25	0,22	0,24

За результатами опрацювання наявної множини точок (V_j, δ_{ij}) для кожного із перевірюваних значень витрати розроблено апроксимаційні залежності похибки середньостатистичного лічильника цього типорозміру від облікованого об'єму для кожного значення витрати:

$$\delta_1 = -6,241 \cdot 10^{-5} \cdot V + 0,415, \text{ для } Q_{\max} \quad (2.25)$$

$$\delta_2 = -6,443 \cdot 10^{-5} \cdot V + 0,737, \text{ для } 0,5 Q_{\max} \quad (2.26)$$

$$\delta_3 = -1,56 \cdot 10^{-5} \cdot V + 0,04, \text{ для } 0,2 Q_{\max} \quad (2.27)$$

$$\delta_4 = 1,942 \cdot 10^{-5} \cdot V - 0,938, \text{ для } Q_{\min} \quad (2.28)$$

де $V = v/Q_{\text{ном}}$, де v – облікований об'єм, м³; $Q_{\text{ном}}$ – номінальна витрата для відповідного типорозміру лічильника ($Q_{\text{ном}} = 600 \text{ м}^3/\text{год}$).

З рівнянь (2.25) – (2.28) видно, що регресійні залежності, побудовані для лічильників типорозміру РГ-400, РГ-К-400 за методом найменших квадратів для витрат $0,2Q_{\text{max}}$, $0,5Q_{\text{max}}$, Q_{max} мають від'ємні коефіцієнти-множники відносного об'єму V . Це вказує на зростання за модулем від'ємного значення похибки при збільшенні облікованого лічильником об'єму газу на цих витратах. Це може зумовити появу необлікованих втрат газу. Додатне значення коефіцієнта-множника відносного об'єму V у залежності (2.28) для витрати $Q_{\min}$ зумовлене малою кількістю значень у вибірці результатів повірки. Ця залежність потребує уточнення.

Загальну залежність похибки від облікованого об'єму отримано за допомогою усереднення коефіцієнтів залежностей (2.25) – (2.28) для чотирьох перевірюваних значень витрати. Усереднення виконане за формулами (2.6), (2.7). За результатами усереднення отримано таку усереднену залежність для лічильників типорозміру РГ-600, РГ-К-600 :

$$\delta = -5,608 \cdot 10^{-5} \cdot V + 0,44. \quad (2.29)$$

Графіки регресійних залежностей похибки роторних лічильників РГ-600, РГ-К-600 від облікованого об'єму для окремих значень витрати та усередненої залежності (2.29) представлено на рис.2.30, 2.31.

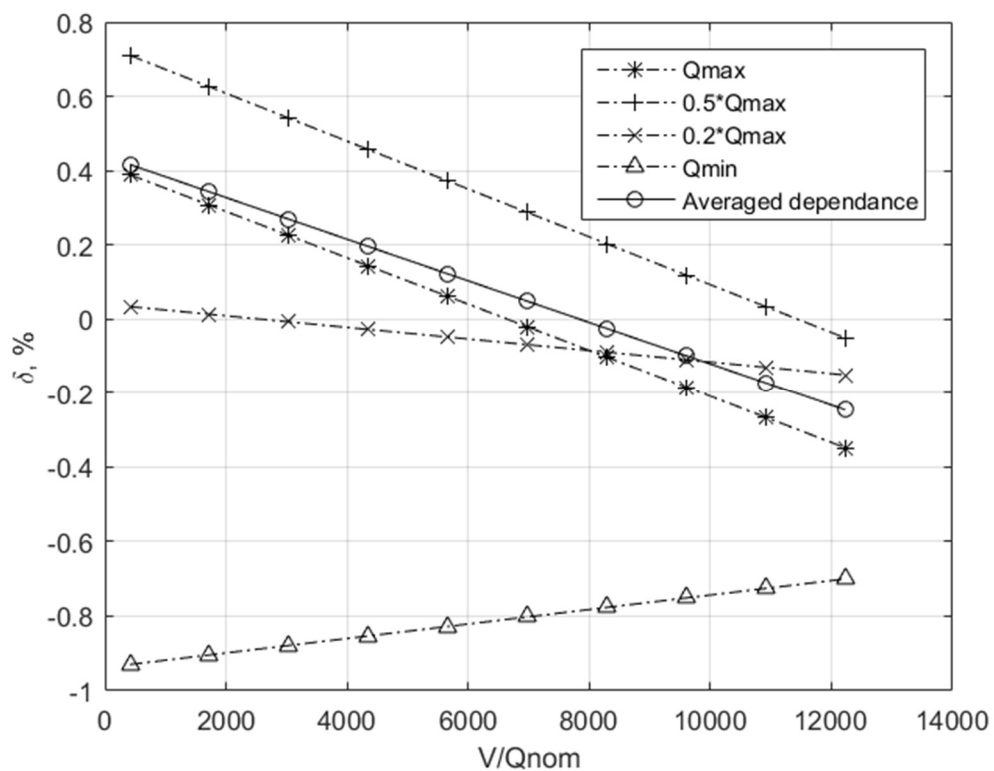


Рисунок 2.30 - Залежності основної похибки ЛГ типорозміру РГ-400, РГ-К-400 від облікованого об'єму газу

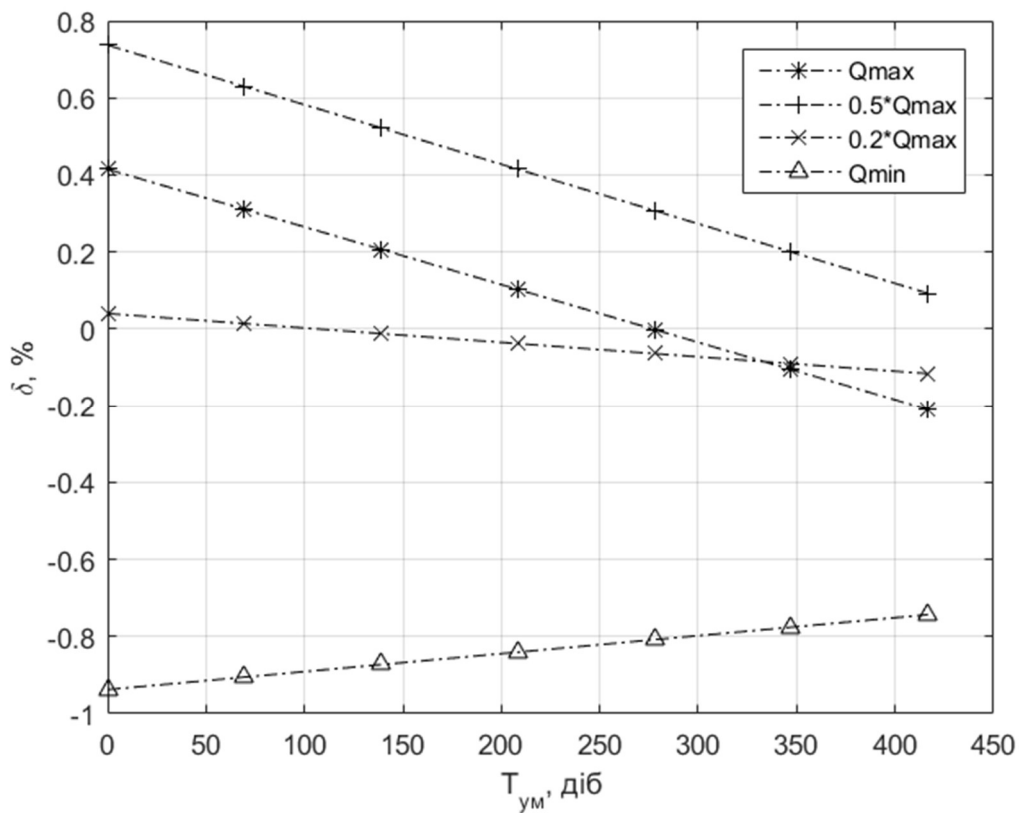


Рисунок 2.31 - Залежності основної похибки ЛГ типорозміру РГ-600, РГ-К-600 від умовного часу роботи лічильника

З представлених результатів досліджень лічильників типорозміру РГ-600 видно, що прогресуюча складові похибки для лічильників цього типорозміру є відємною для витрат $0,2Q_{max}$, $0,5Q_{max}$, Q_{max} . Однак, як видно з рис.2.31, протягом одного року умовного часу роботи цих ЛГ основна похибка під час експлуатації лічильників типорозміру РГ-600, РГ-К-600 не виходить за межі діапазону, визначеного стандартом [91].

Розроблені аналітичні залежності для відповідних типорозмірів лічильників:

(2.15) – (2.18), (2.19) для РГ-40,

(2.2) – (2.5), (2.8) для РГ-100,

(2.10) – (2.13), (2.14) для РГ-250,

(2.20) – (2.23), (2.24) для РГ-400,

(2.25) – (2.28), (2.29) для РГ-600,

пропонується впровадити в алгоритми автоматизованих систем вимірювання витрати та об'єму природного газу для оцінювання зміни похибки лічильника газу в реальному часі під час його експлуатації та формування діагностичного повідомлення про необхідність проведення позачергової метрологічної перевірки лічильника газу.

2.3 Розроблення залежностей основної похибки роторного лічильника газу від витрати газу

Зміна метрологічних характеристик роторних лічильників газу відбувається внаслідок механічного зношування рухомих частин, забруднення внутрішніх поверхонь лічильника, зміни характеристик змащувальних матеріалів. Для контролю зміни метрологічних характеристик лічильників виконують періодичну метрологічну перевірку, відповідно до вимог нормативних [94] та експлуатаційних документів.

У цій роботі автором виконано дослідження похибки вимірювання об'єму газу за робочих умов з урахуванням додаткової похибки внаслідок зношування механізму роторних промислових лічильників газу. Дослідження виконано на

основі експериментальних даних про метрологічні характеристики промислових лічильників газу, отриманих під час їх періодичної метрологічної перевірки [97].

Під час опрацювання експериментальних даних було застосовано фільтрування та вилучено протоколи перевірки лічильників, для яких значення похибки вимірювання витрати свідчить про повну метрологічну відмову лічильника, тобто перевищує значення 5 %. На основі відфільтрованої бази протоколів для кожного із перевірюваних значень витрати - Q_{min} , $0,2Q_{max}$, $0,5Q_{max}$, Q_{max} , побудована множина значень похибки ЛГ $\mathbf{D} = \{ \delta_{ij} \}$. За результатами опрацювання множини значень похибки $\mathbf{D}$ визначено середньостатистичне значення похибки лічильника на кожному перевірюваному значенні витрати та побудовано усереднену залежність похибки ЛГ від витрати для кожного типорозміру роторних лічильників газу.

1) Роторні лічильники типорозміру РГ-100, РГ-К-100.

До вибірки даних про результати повірки ЛГ цього типорозміру включено 95 протоколів (наборів похибок ЛГ). Множину значень похибки для кожного перевірюваного значення витрати розглянуто як множину значень випадкової величини. За результатами аналізу гістограм розподілу значень похибки для кожного із перевірюваних значень витрати встановлено (див.рис.2.32), що розподіл значень похибки є близьким до асиметричного нормального. Отже до такої вибірки можна застосовувати методи обробки та статистичні характеристики нормального закону розподілу.

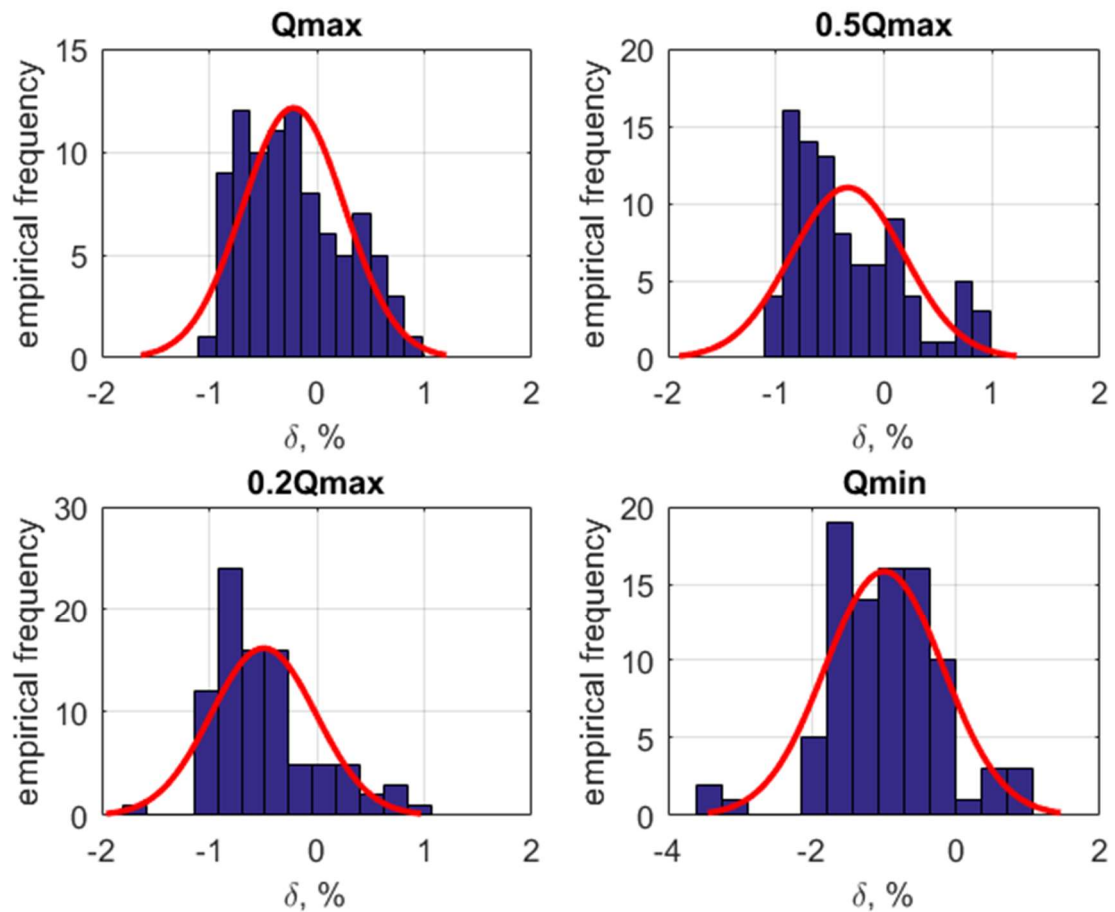


Рисунок 2.32 - Гістограми розподілу значень похибки лічильників газу РГ-100, РГ-К-100 для кожного перевірюваного значення витрати

На рис.2.33 наведена залежність похибки лічильників РГ-100, РГ-К-100 від вимірюваного значення витрати. Суцільною лінією побудована крива середніх значень похибки, що обчислені за формулою:

$$\delta_{c(i)} = \frac{\sum_{j=1}^N \delta_{ij}}{N}, \quad (2.30)$$

де N – кількість протоколів у вибірці.

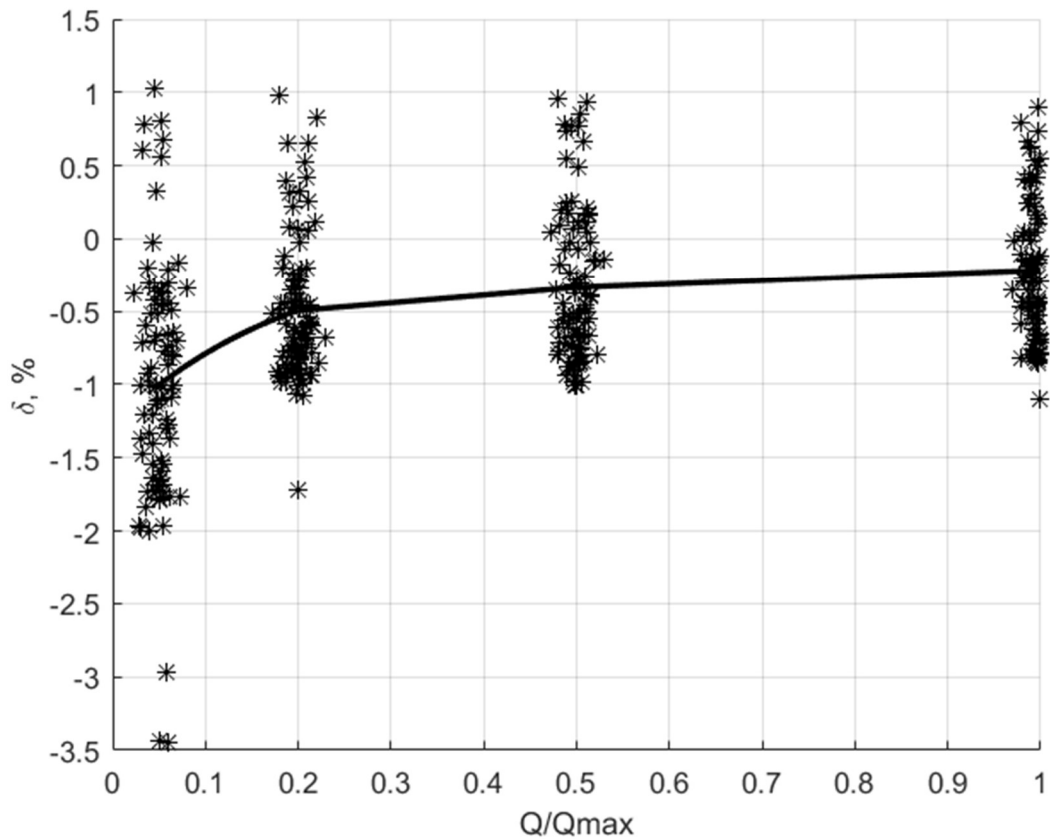


Рисунок 2.33 - Залежність похибки лічильників РГ-100, РГ-К-100 від вимірюваного значення витрати

Застосовуючи метод найменших квадратів [98, 99] автором отримано аналітичну залежність усередненого значення похибки від відносної витрати. Ця залежність має вигляд:

$$\delta_{PG100} = 1,039 \cdot \left(1 - e^{-q/0,082}\right) + 0,235q - 1,489, \quad (2.31)$$

де $q = Q/Q_{max}$ – відносна витрата газу.

Графік залежності (2.31) представлено на рисунку 2.34. На цьому рисунку символом «о» позначено середні значення похибки, отримані за формулою (2.30) для значень витрати Q_{min} , $0,2Q_{max}$, $0,5Q_{max}$, Q_{max} , ($i = 1, 2, 3, 4$). Похибка апроксимації, тобто максимальне відносне відхилення значень похибки, отриманих за (2.31) від усереднених значень похибки не перевищує 0.005%.

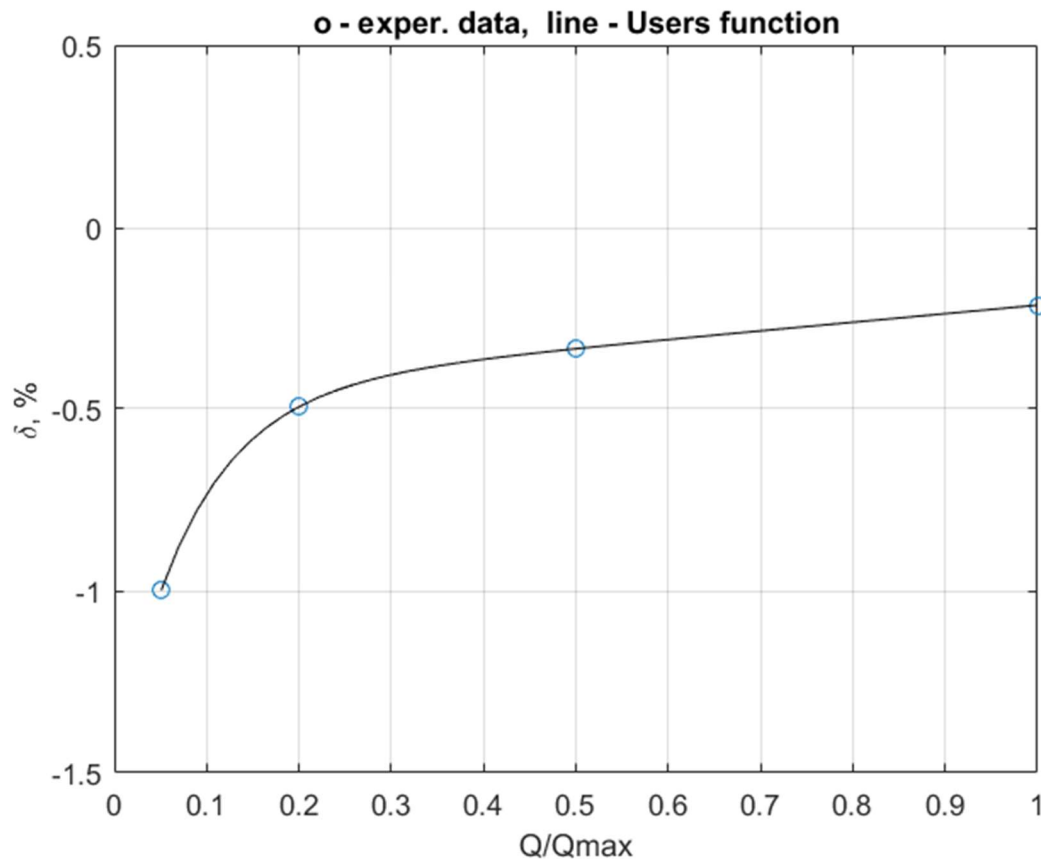


Рисунок 2.34 - Залежність усередненої похибки лічильників РГ-100, РГ-К-100 від вимірюваного значення витрати: «о» - середнє експериментальних значень, «—» - розрахункова крива (2.31)

Усереднене значення похибки лічильника, яке характеризує його роботу протягом тривалого часу може бути отримане як зважена середня похибка, визначена у відповідності до вимог ДСТУ OIML R 137-1-2:2018 [100]:

$$\delta_{WME} = \frac{\sum_{i=1}^n ((Q_i / Q_{\max}) \cdot \delta_i)}{\sum_{i=1}^n (Q_i / Q_{\max})}, \quad (2.32)$$

де n – кількість перевірюваних точок витрати у діапазоні витрати від $Q_{\min}$ до $Q_{\max}$ (для цього дослідження $n = 4$); Q_i - витрата, за якої визначають відносну похибку лічильника δ_i ; якщо значення витрати $Q_i > 0,9Q_{\max}$, то значення вагового коефіцієнта $Q_i / Q_{\max}$ приймають рівним 0,4; $Q_{\max}$ - максимальна витрата, за якої нормують похибку лічильника.

За формулою (2.32) розраховано значення зваженої середньої похибки для

лічильників типорозміру РГ-100, яке становить $\delta_{WME} = -0,36\%$.

Значення зваженої середньої похибки автором порівнюється з середнім річним значенням похибки, обчисленим за такою методикою [97]. За умови правильного вибору типорозміру ЛГ, він обліковує під час опалювального періоду (6 міс) витрату газу близьку до номінальної Q_n , а під час літнього періоду витрату $(0,2Q_{\max} + Q_{\min})/2$. Загальна кількість газу облікованого витратоміром за рік:

$$V = Q_n \cdot T_{\text{опал}} + \frac{0,2Q_{\max} + Q_{\min}}{2} \cdot T_{\text{літ}}, \quad (2.33)$$

де $T_{\text{опал}}$, $T_{\text{літ}}$ - тривалість відповідно опалювального та літнього періодів.

Абсолютна систематична похибка вимірювання ЛГ об'єму газу протягом цілого року:

$$\Delta V = Q_n \cdot \frac{\delta_{\text{опал}}}{100} \cdot T_{\text{опал}} + \frac{0,2Q_{\max} + Q_{\min}}{2} \cdot \frac{\delta_{\text{літ}}}{100} \cdot T_{\text{літ}}. \quad (2.34)$$

Значення похибки ЛГ $\delta_{\text{опал}}$, яка відповідає номінальній витраті Q_n та похибки $\delta_{\text{літ}}$ для витрати $(0,2Q_{\max} + Q_{\min})/2$ слід визначити за аналітичною залежністю усередненої похибки від витрати газу (2.31).

Тоді усереднена відносна систематична похибка вимірювання об'єму газу за рік

$$\delta_{\text{ср}} = \frac{\Delta V}{V} \cdot 100\%. \quad (2.35)$$

Отримане за формулами (2.33)–(2.35) значення відносної систематичної похибки вимірювання об'єму газу за рік за допомогою лічильника газу типорозміру РГ-100 рівне $\delta_{\text{ср}} = -0,37\%$.

2) Роторні лічильники типорозміру РГ-250, РГ-К-250.

До вибірки даних про результати повірки ЛГ цього типорозміру включено 57 протоколів (наборів похибок ЛГ). За результатами аналізу гістограм розподілу значень похибки для кожного із перевірюваних значень витрати встановлено (див.рис.2.35), що розподіл значень похибки є близьким до асиметричного нормального. Отже до такої вибірки можна застосовувати методи обробки та

статистичні характеристики нормального закону розподілу.

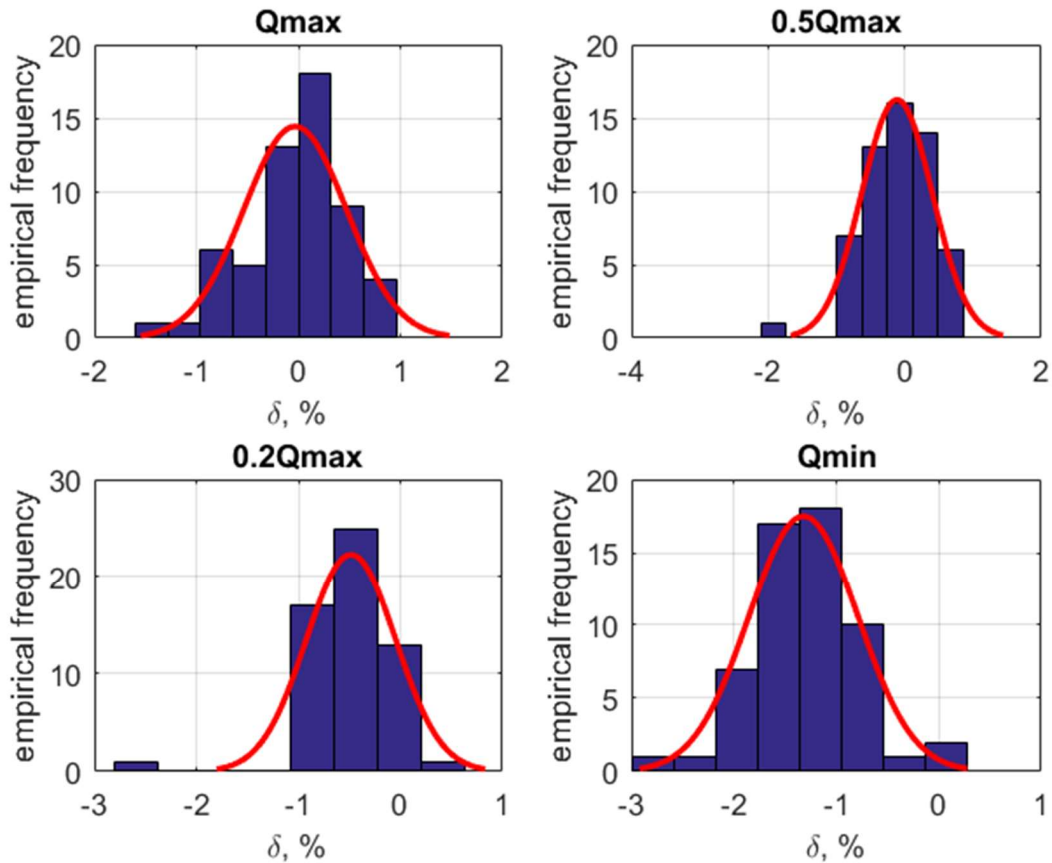


Рисунок 2.35 - Гістограми розподілу значень похибки лічильників газу РГ-250, РГ-К-250 для кожного перевірюваного значення витрати

На рис.2.33 наведена залежність похибки лічильників РГ-250, РГ-К-250 від вимірюваного значення витрати. Суцільною лінією побудована крива середніх значень похибки, що обчислені за формулою (2.30)

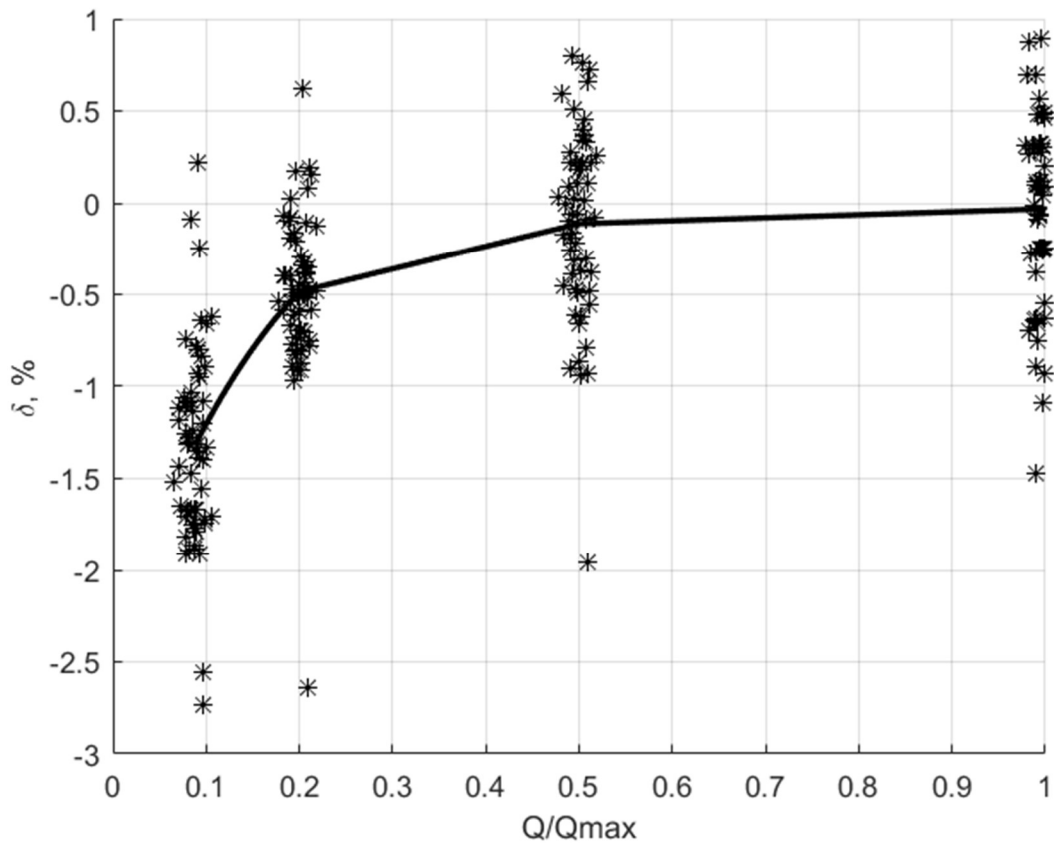


Рисунок 2.36 - Залежність похибки лічильників РГ-250, РГ-К-250 від вимірюваного значення витрати

Застосовуючи метод найменших квадратів автором отримано аналітичну залежність усередненого значення похибки від відносної витрати, яка має вигляд:

$$\delta_{PG250} = 3,025 \cdot (1 - e^{-q/0,092}) + 0,135q - 3,192, \quad (2.36)$$

де $q = Q/Q_{max}$ – відносна витрата газу.

Графік залежності (2.36) представлено на рисунку 2.37. На цьому рисунку символом «о» позначено середні значення похибки, отримані за формулою (2.30) для значень витрати Q_{min} , $0,2Q_{max}$, $0,5Q_{max}$, Q_{max} , ($i = 1, 2, 3, 4$). Похибка апроксимації, тобто максимальне відносне відхилення значень похибки, отриманих за (2.36) від усереднених значень похибки не перевищує за модулем 0,005%.

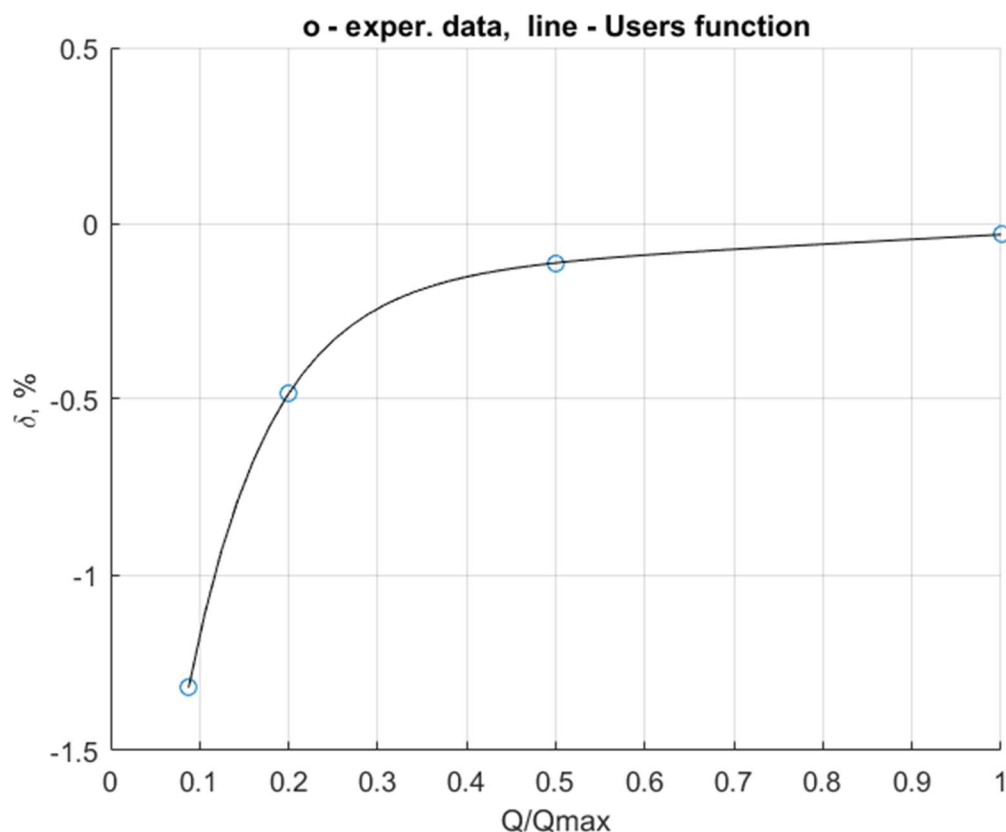


Рисунок 2.37 - Залежність усередненої похибки лічильників РГ-250, РГ-К-250 від вимірюваного значення витрати: «о» - середнє експериментальних значень, «—» - розрахункова крива (2.36)

Зважена середня похибка, яка характеризує роботу лічильника типорозміру РГ-250 протягом тривалого часу, обчислена за формулою (2.32), становить $\delta_{WME} = -0,25\%$.

Усереднена відносна систематична похибка вимірювання об'єму газу за рік за допомогою лічильника газу типорозміру РГ-250, обчислена за формулами (2.33)–(2.35), рівна $\delta_{cp} = -0,23\%$.

3) Роторні лічильники типорозміру РГ-40, РГ-К-40.

До вибірки даних про результати повірки ЛГ цього типорозміру включено 43 протоколів (наборів похибок ЛГ). За результатами аналізу гістограм розподілу значень похибки для кожного із перевірюваних значень витрати встановлено, що розподіл значень похибки є близьким до асиметричного нормального. Тому до цієї вибірки застосовано методи обробки та статистичні характеристики

нормального закону розподілу.

На рис.2.38 представлено залежність похибки лічильників РГ-40, РГ-К-40 від вимірюваного значення витрати. Суцільною лінією побудовано криву середніх значень похибки, що обчислені за формулою (2.30).

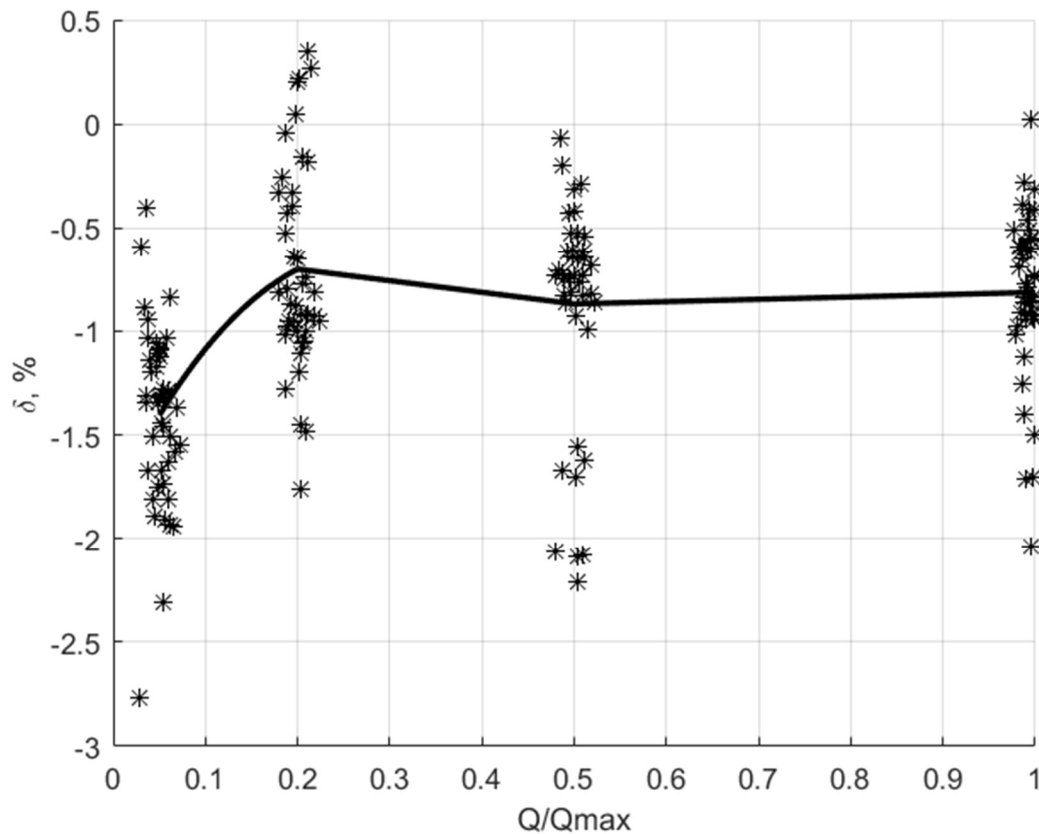


Рисунок 2.38 - Залежність похибки лічильників РГ-40, РГ-К-40 від вимірюваного значення витрати

Автором розроблено аналітичну залежність усередненого значення похибки від відносної витрати, яка має вигляд:

$$\delta_{РГ40} = 13,214 \cdot (1 - e^{-q/0,017}) - 0,115q - 13,943, \quad (2.37)$$

де $q = Q/Q_{max}$ — відносна витрата газу. Коефіцієнти залежності (2.37) отримано за методом найменших квадратів [98].

Графік залежності (2.37) представлено на рисунку 2.39. На цьому рисунку символом «о» позначено середні значення похибки, отримані за формулою (2.30) для значень витрати Q_{min} , $0,2Q_{max}$, $0,5Q_{max}$, Q_{max} , ($i = 1, 2, 3, 4$). Максимальне відносне відхилення значень похибки, отриманих за (2.37) від усереднених

значень похибки не перевищує за модулем 9,49%.

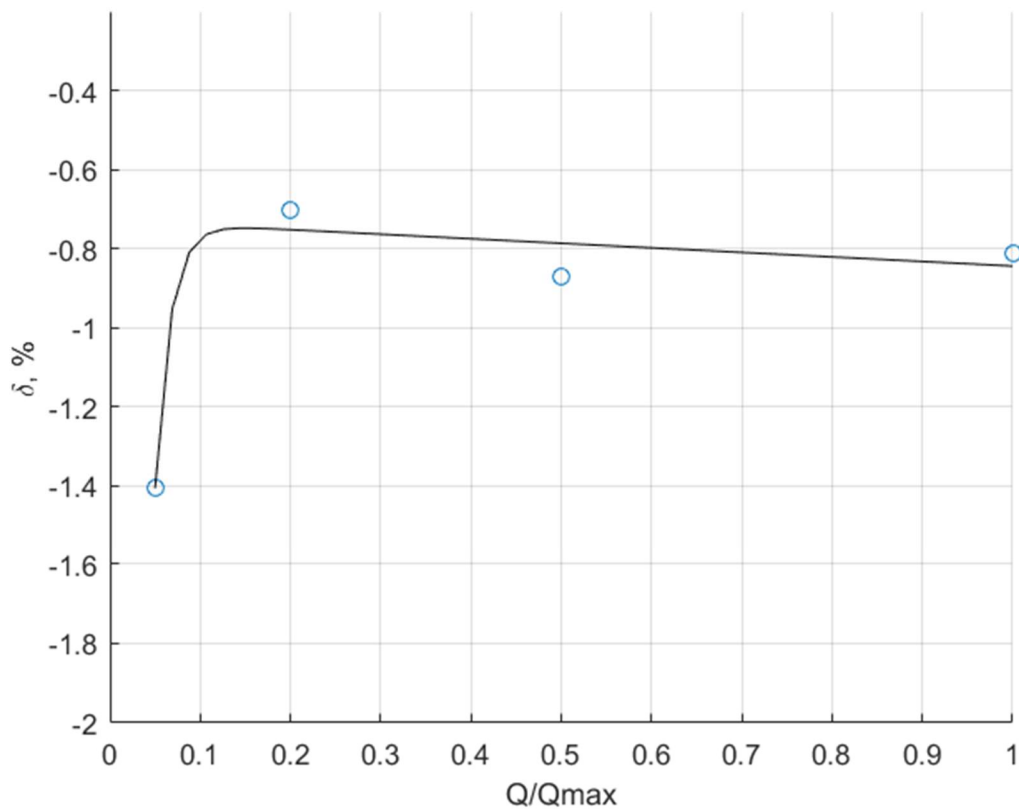


Рисунок 2.39 - Залежність усередненої похибки лічильників РГ-40, РГ-К-40 від вимірюваного значення витрати: «о» - середнє експериментальних значень, «—» - розрахункова крива (2.37)

Зважена середня похибка, яка характеризує роботу лічильника типорозміру РГ-40 протягом тривалого часу, обчислена за формулою (2.32), становить $\delta_{WME} = -0,82\%$.

Усереднена відносна систематична похибка вимірювання об'єму газу за рік за допомогою лічильника газу типорозміру РГ-40, обчислена за формулами (2.33)–(2.35), рівна $\delta_{cp} = -0,86\%$.

4) Роторні лічильники типорозміру РГ-400, РГ-К-400.

Вибірка результатів повірки ЛГ цього типорозміру містить 40 протоколів. За результатами аналізу гістограм розподілу значень похибки для кожного із перевірюваних значень витрати встановлено, що розподіл значень похибки є близьким до асиметричного нормального (див. рис. 2.40). Тому до цієї вибірки застосовано методи обробки та статистичні характеристики нормального закону розподілу.

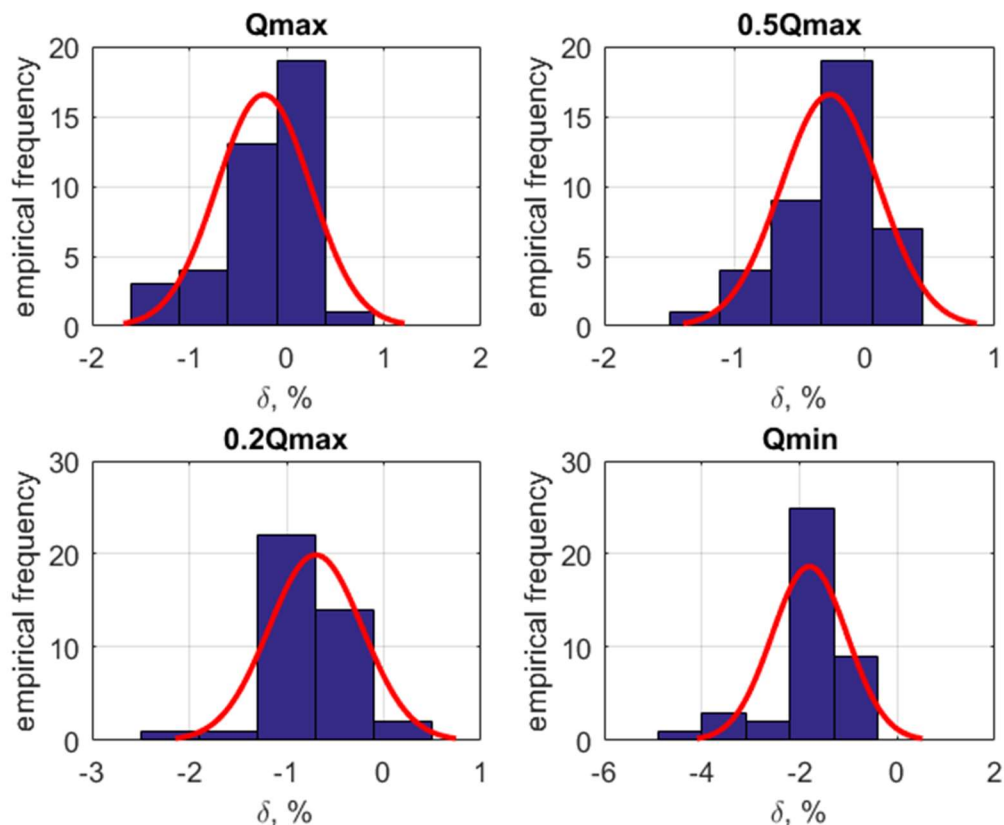


Рисунок 2.40 - Гістограми розподілу значень похибки лічильників газу РГ-400, РГ-К-400 для кожного перевірюваного значення витрати

На рис.2.41 представлено залежність похибки лічильників РГ-400, РГ-К-400 від вимірюваного значення витрати. Суцільною лінією побудовано криву середніх значень похибки, що обчислені за формулою (2.30).

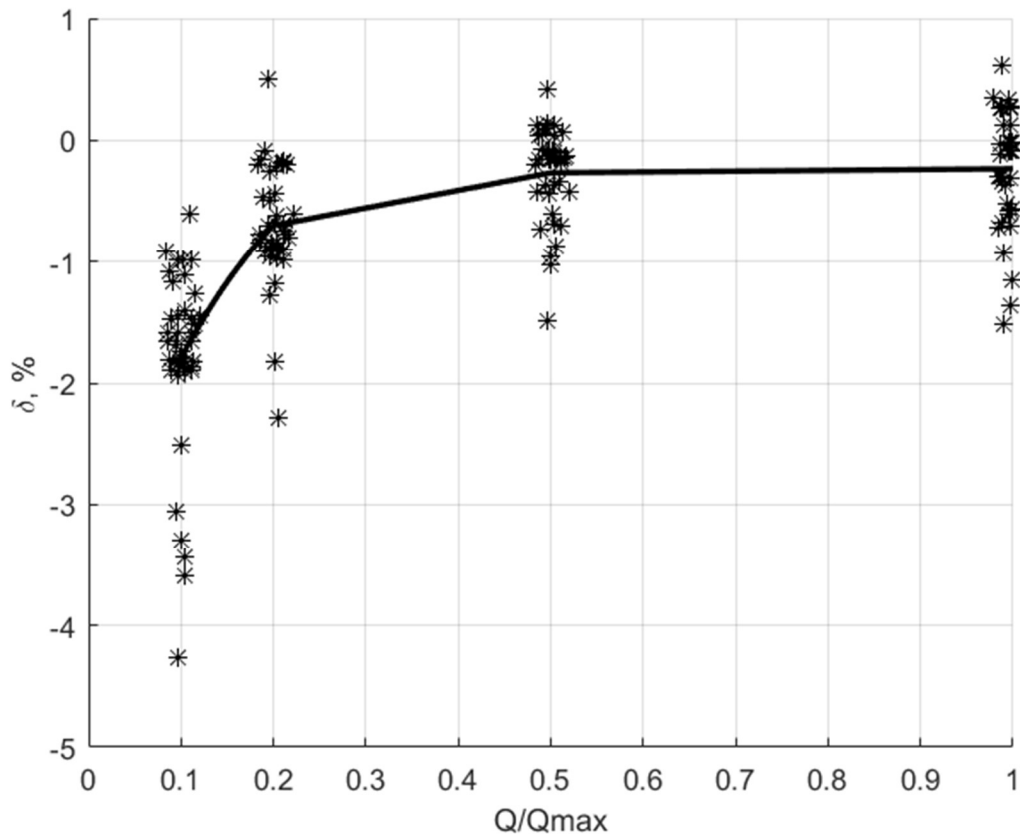


Рисунок 2.41 - Залежність похибки лічильників РГ-400, РГ-К-400 від вимірюваного значення витрати

Отримано аналітичну залежність усередненого значення похибки від відносної витрати, яка має вигляд:

$$\delta_{PG400} = 5,365 \cdot (1 - e^{-q/0,079}) + 0,047q - 5,644, \quad (2.38)$$

де $q = Q/Q_{max}$ – відносна витрата газу. Коефіцієнти залежності (2.38) отримано за методом найменших квадратів.

На рисунку 2.42 представлено графік залежності (2.38), де символом «о» позначено середні значення похибки, отримані за формулою (2.30) для чотирьох значень витрати (Q_{min} , $0,2Q_{max}$, $0,5Q_{max}$, Q_{max}). Максимальне відносне відхилення значень похибки, отриманих за (2.38) від усереднених значень похибки не перевищує за модулем 0,001%.

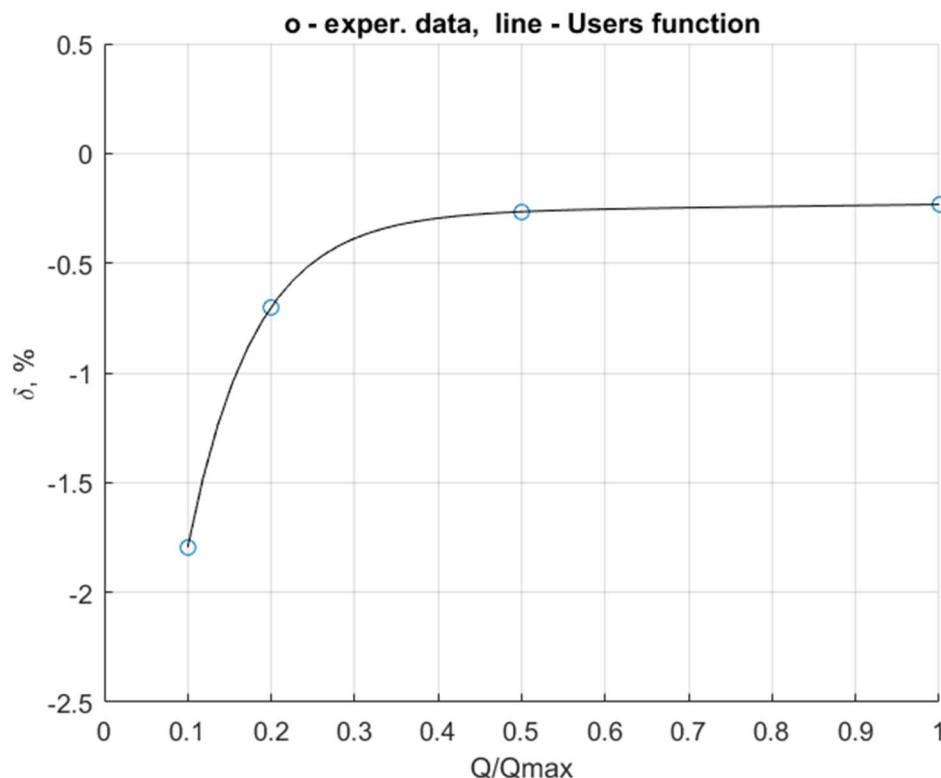


Рисунок 2.42 - Залежність усередненої похибки лічильників РГ-400, РГ-К-400 від вимірюваного значення витрати: «о» - середнє експериментальних значень, «—» - розрахункова крива (2.38)

Зважена середня похибка, яка характеризує роботу лічильника типорозміру РГ-400 протягом тривалого часу, обчислена за формулою (2.32), становить $\delta_{WME} = -0,45\%$.

Усереднена відносна систематична похибка вимірювання об'єму газу за рік за допомогою лічильника газу типорозміру РГ-400, обчислена за формулами (2.33)–(2.35), рівна $\delta_{cp} = -0,43\%$.

5) Роторні лічильники типорозміру РГ-600, РГ-К-600.

Вибірка результатів повірки ЛГ цього типорозміру містить 13 протоколів.

На рис.2.43 представлено залежність похибки лічильників РГ-600, РГ-К-600 від вимірюваного значення витрати та показано суцільною лінією криву середніх значень похибки, що обчислені за формулою (2.30).

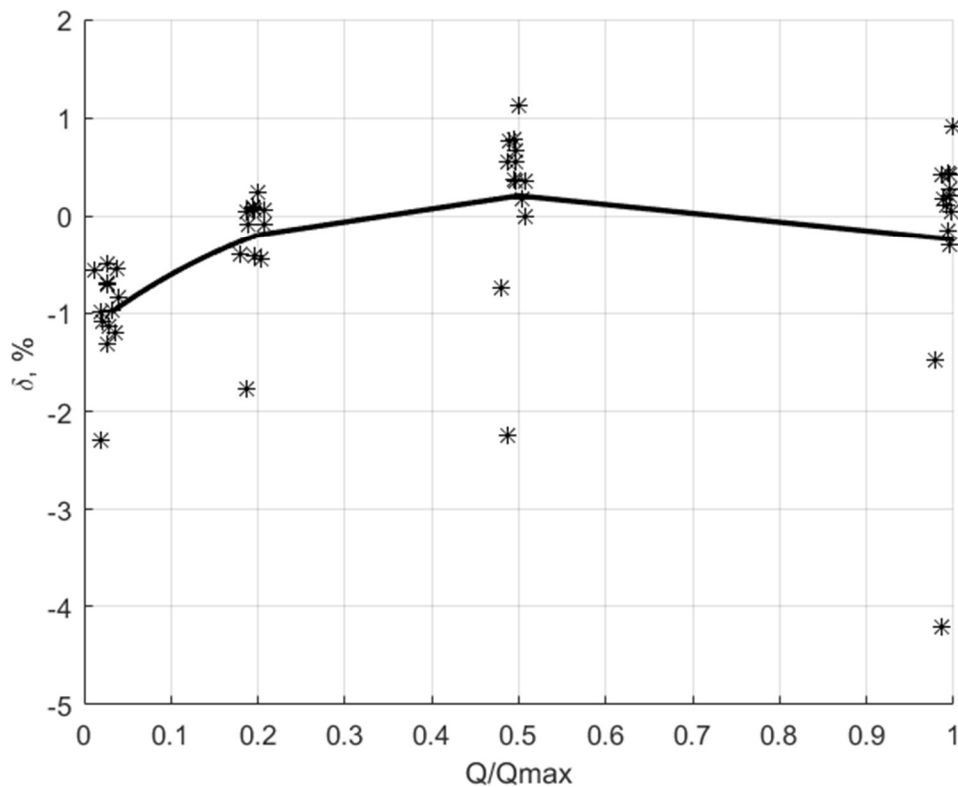


Рисунок 2.43 - Залежність похибки лічильників РГ-600, РГ-К-600 від вимірюваного значення витрати

Отримано аналітичну залежність усередненого значення похибки від відносної витрати, яка має вигляд:

$$\delta_{PG600} = 2,948 \cdot (1 - e^{-q/0,315}) - 1,857q - 1,21, \quad (2.39)$$

де $q = Q/Q_{max}$ – відносна витрата газу. Коефіцієнти залежності (2.39) також отримано за методом найменших квадратів [98].

На рисунку 2.44 представлено графік залежності (2.39) з відзначеними символом «о» середніми значеннями похибки, що отримані за формулою (2.30) для чотирьох значень витрати (Q_{min} , $0,2Q_{max}$, $0,5Q_{max}$, Q_{max}). Максимальне відносне відхилення значень похибки, отриманих за (2.39) від усереднених значень похибки не перевищує за модулем 0,002%.

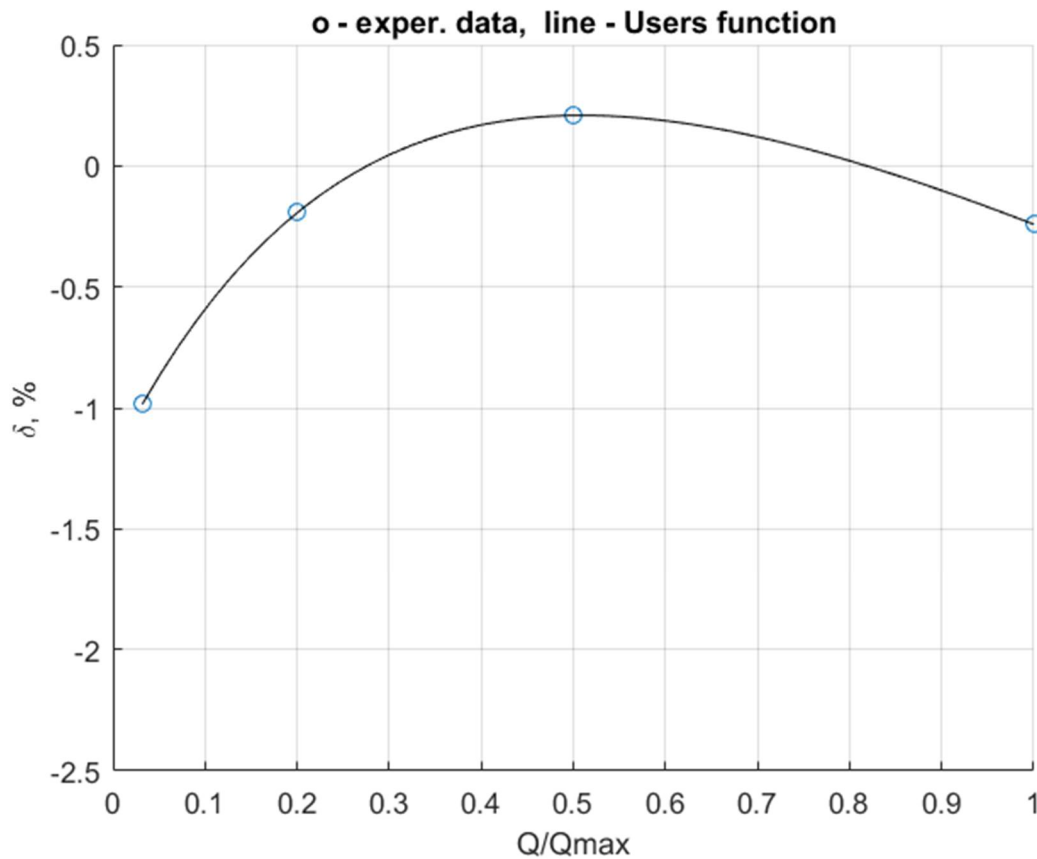


Рисунок 2.44 - Залежність усередненої похибки лічильників РГ-600, РГ-К-600 від вимірюваного значення витрати: «о» - середнє експериментальних значень, «—» - розрахункова крива (2.39)

Зважена середня похибка, яка характеризує роботу лічильника типорозміру РГ-600 протягом тривалого часу, обчислена за формулою (2.32), становить $\delta_{WME} = -0,05\%$.

Усереднена відносна систематична похибка вимірювання об'єму газу за рік за допомогою лічильника газу типорозміру РГ-600, обчислена за формулами (2.33)–(2.35), рівна $\delta_{cp} = -0,06\%$.

За результатами опрацювання результатів метрологічної перевірки роторних ЛГ різних типорозмірів отримано характеристик похибки цих ЛГ, що представлені у таблицях. Результати статистичної обробки похибки лічильників типу РГ представлені у табл.2.6, 2.7.

Таблиця 2.6

Усереднення похибки промислових роторних лічильників газу типу РГ

Типорозмір лічильника	Усереднене значення похибки (%) для витрати				Середньо-річна похибка δ_{cp} , %	Середня зважена похибка δ_{WME} , %
	$Q_{\max}$	$0,5Q_{\max}$	$0,2Q_{\max}$	$Q_{\min}$		
РГ-40, РГ-К-40	-0.81	-0.87	-0.70	-1.41	-0.86	-0.82
РГ-100, РГ-К-100	-0.22	-0.33	-0.49	-1.00	-0.37	-0.36
РГ-250, РГ-К-250	-0.03	-0.11	-0.48	-1.32	-0.23	-0.25
РГ-400, РГ-К-400	-0.23	-0.27	-0.70	-1.79	-0.43	-0.45
РГ-600, РГ-К-600	-0.24	0.21	-0.19	-0.98	-0.06	-0.05

Таблиця 2.7

Середньоквадратичне відхилення середнього значення похибки промислових роторних лічильників газу типу РГ

Типорозмір лічильника	Кількість протоколів у вибірці	Середньоквадратичне відхилення середнього значення похибки (%) для витрати:			
		$Q_{\max}$	$0,5Q_{\max}$	$0,2Q_{\max}$	$Q_{\min}$
РГ-40, РГ-К-40	13	0.06	0.08	0.08	0.07
РГ-100, РГ-К-100	95	0.05	0.06	0.05	0.11
РГ-250, РГ-К-250	59	0.07	0.07	0.06	0.07
РГ-400, РГ-К-400	40	0.08	0.06	0.08	0.12
РГ-600, РГ-К-600	13	0.36	0.24	0.17	0.14

Графіки залежності похибки кожного типорозміру лічильника від витрати газу побудовані за розробленими аналітичними залежностями (2.31), (2.36) – (2.39), представлено на рис.2.45.

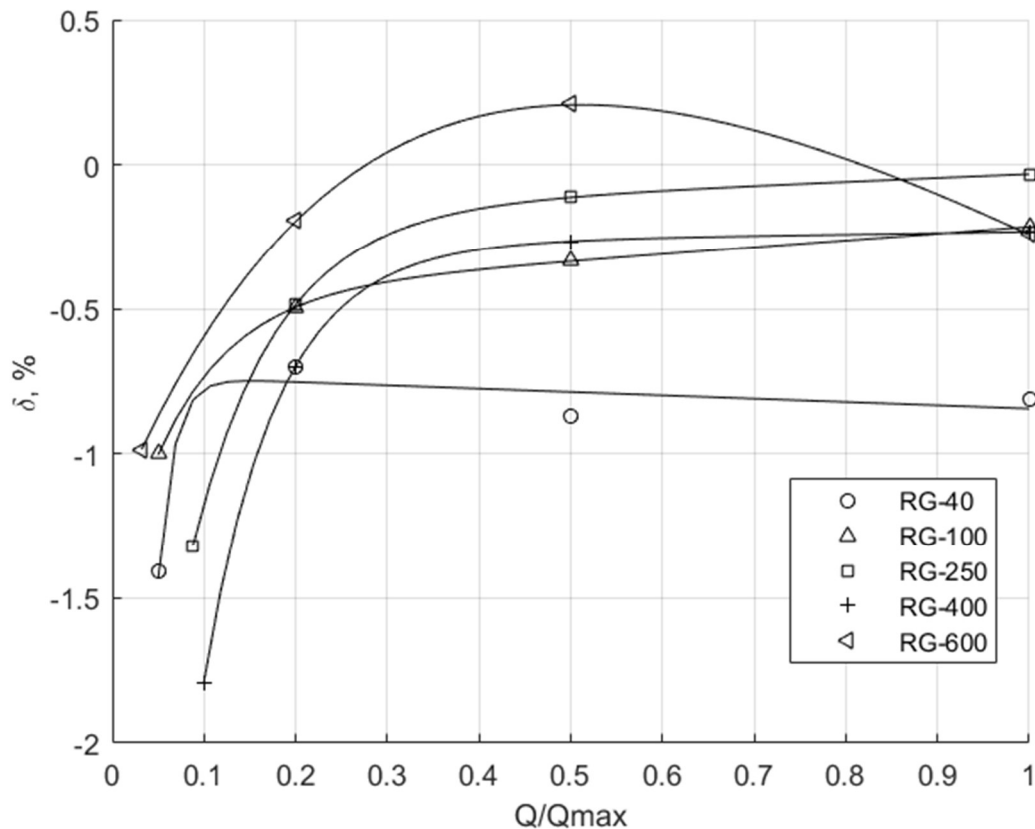


Рисунок 2.45 - Залежність усередненої похибки лічильників типу РГ від вимірюваного значення витрати

Розроблені аналітичні залежності (2.31), (2.36) – (2.39) пропонується впровадити в алгоритми автоматизованих систем вимірювання витрати та об'єму природного газу для обчислення похибки лічильника газу що відповідає вимірюваному в реальному часі значенню витрати та коригування результатів вимірювання об'єму газу за робочих умов, а також для обчислення систематичної похибки вимірювання об'єму газу протягом облікового періоду (доба, місяць, рік).

Висновки до розділу 2

За результатами виконаних досліджень можуть бути зроблені такі висновки:

1. Основна похибка роторного лічильника газу і облікований ним об'єм є корельованими величинами. Підтверджено значимість коефіцієнтів кореляції для окремих типорозмірів роторних лічильників. Для підтвердження кореляції для усіх значень витрати потрібно збільшити обсяг вибірки результатів повірки лічильників для типорозмірів РГ-40, РГ-400, РГ-600.

2. Дістала подальший розвиток методологія кореляційного аналізу результатів повірки лічильників газу для розроблення залежностей похибки лічильника від облікованого об'єму газу, зокрема, у якості аргументу цих залежностей визначено відносний об'єм, що дало можливість застосувати розроблені залежності для дослідження зміни похибки від умовного часу роботи лічильника на номінальній витраті.

3. За результатами опрацювання масивів експериментальних даних, отриманих за результатами метрологічної перевірки роторних лічильників типорозмірів РГ-40, РГ-100, РГ-250, РГ-400, РГ-600 розроблено регресійні залежності похибки середньостатистичного лічильника від відносного облікованого об'єму газу:

(2.15) – (2.18), (2.19) для РГ-40,

(2.2) – (2.5), (2.8) для РГ-100,

(2.10) – (2.13), (2.14) для РГ-250,

(2.20) – (2.23), (2.24) для РГ-400,

(2.25) – (2.28), (2.29) для РГ-600.

Встановлено, що у цих лічильників присутня від'ємна за знаком невиключена систематична похибка, яка має постійну та прогресуючу складові.

4. Розроблені регресійні залежності похибки лічильників від облікованого об'єму газу дають можливість оцінити зміну основної похибки роторних лічильників газу за його облікованим об'ємом і, відповідно, прийняти рішення про виконання його позачергової метрологічної перевірки. Впровадження розроблених залежностей в автоматизовані системи вимірювання об'єму газу дає

змогу в реальному часі виявляти лічильники, які працюють із значною систематичною похибкою, а отже й усувати цю похибку і таким чином зменшувати необлікований об'єм газу.

4. Розроблено аналітичні залежності похибки роторного лічильника газу від відносного значення витрати газу для відповідних типорозмірів лічильників:

(2.37) для РГ-40,

(2.31) для РГ-100,

(2.36) для РГ-250,

(2.38) для РГ-400,

(2.39) для РГ-600.

Отримані залежності дають можливість обчислити невилучену систематичну складову похибки вимірювання витрати газу за робочих умов для вимірюваного значення витрати.

5. Пропонується впровадити розроблені аналітичні залежності похибки роторного лічильника газу від вимірюваного значення витрати в алгоритми автоматизованих систем вимірювання витрати та об'єму природного газу для обчислення похибки лічильника газу що відповідає вимірюваному в реальному часі значенню витрати та коригування результатів вимірювання об'єму газу за робочих умов, а також для обчислення систематичної похибки вимірювання об'єму газу протягом облікового періоду (доба, місяць, рік).

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБЛЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТЕЙ ПОХИБКИ ТУРБІННИХ ЛІЧИЛЬНИКІВ ГАЗУ ВІД ВИТРАТИ ГАЗУ

Як вже вказано у попередньому розділі, систематичні складові похибок вимірювання об'єму газу є однією з найбільш вагомих причин виникнення дисбалансу об'єму газу в газотранспортних та газорозподільних мережах. Тому дослідження та зменшення систематичних похибок, зокрема і за допомогою розроблення автоматизованих адаптивних систем вимірювання витрати є важливими завданнями галузі обліку енергоносіїв та автоматизації технологічних процесів [101].

У цьому розділі представлено результати дослідження похибки турбінних лічильників газу виконаного за методикою опрацювання результатів метрологічної перевірки (повірки) цих лічильників в лабораторіях газорозподільних підприємств. Для виконання цих досліджень сформовано вибірку даних про метрологічну перевірку за протоколами лабораторій АТ «Миколаївгаз», АТ «Дніпропетровськгаз», АТ «Житомиргаз», АТ «Хмельницькгаз». Оскільки у протоколах повірки лічильників відсутні дані про облікований об'єм газу (кінцеві покази лічильника газу), то у цьому розділі представлено результати статистичного опрацювання результатів повірки та розроблення аналітичних залежностей основної похибки турбінних лічильників газу від витрати.

3.1 Розроблення залежностей для турбінних лічильників типорозміру ЛГ-К-80

Для дослідження похибки ЛГ цього типорозміру сформовано вибірку даних, яка складається з 30 протоколів. Виконано побудову та дослідження гістограм розподілу значень похибки для витрати Q_{min} , $0,2Q_{max}$, $0,5Q_{max}$, Q_{max} та встановлено (див.рис.3.1), що розподіл значень похибки є близьким до асиметричного нормального. Отже до такої вибірки можна застосовувати методи обробки та статистичні характеристики нормального закону розподілу.

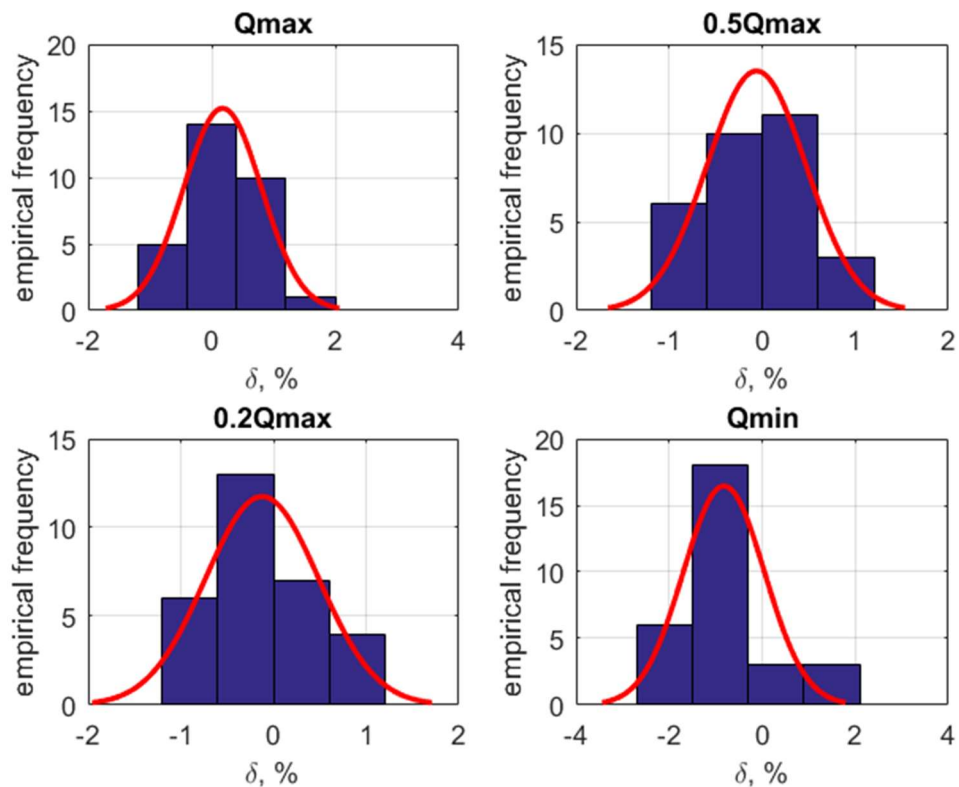


Рисунок 3.1 - Гістограми розподілу значень похибки лічильників газу ЛГ-К-80 для кожного перевірюваного значення витрати

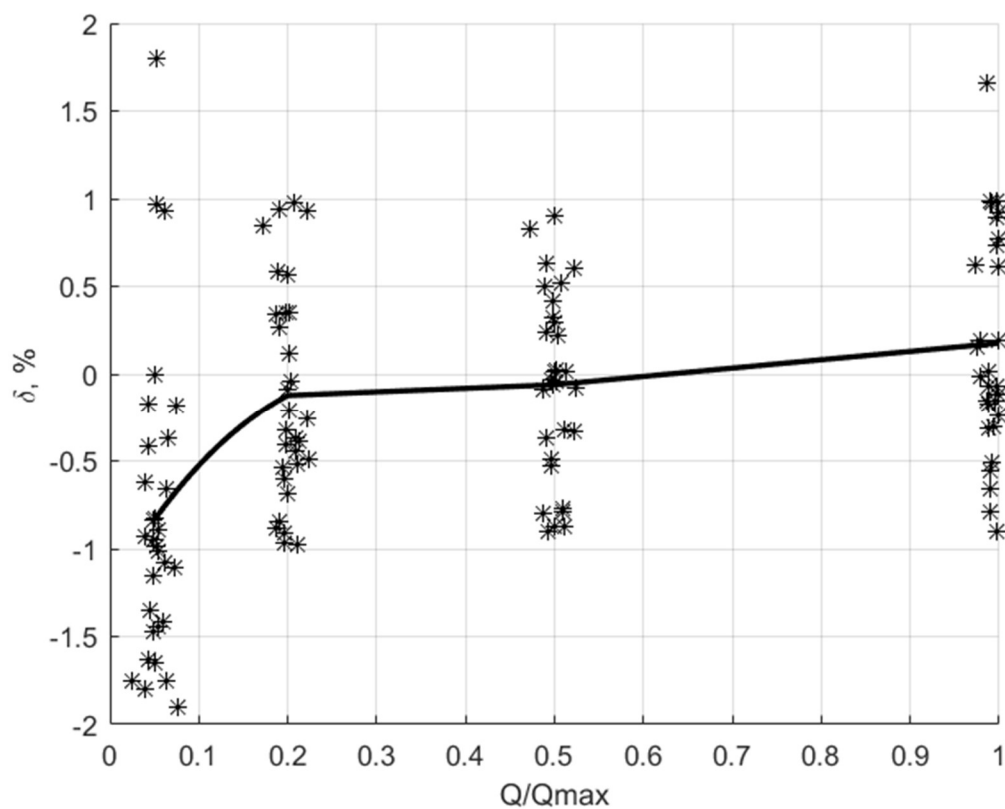


Рисунок 3.2 - Залежність похибки лічильників ЛГ-К-80 від вимірюваного значення витрати

На рис.3.2 представлено залежність похибки лічильників типорозміру ЛГ-К-80 від вимірюваного значення витрати. Символом «*» позначено значення похибки, отримані за результатами метрологічної перевірки лічильників. Суцільною лінією побудовано криву середніх значень похибки, що обчислені за формулою (2.30). Усереднені значення похибки лічильників типорозміру ЛГ-К-80 та їх середньоквадратичні відхилення також представлено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

Усереднені значення похибки лічильників типорозміру ЛГ-К-80 та їх середньоквадратичні відхилення

Відносна витрата	$Q_{\text{макс}}$	$0,5 Q_{\text{макс}}$	$0,2 Q_{\text{макс}}$	$Q_{\text{мін}}$
Усереднене значення похибки, %	0.18	-0.06	-0.12	-0.82
Середньоквадратичне відхилення середнього значення похибки, %	0.12	0.10	0.11	0.16

Для аналітичного опису залежності середніх значень похибки від витрати газу виконано аналіз виду залежності, яку потрібно застосувати. Проведено аналіз відомих залежностей, що застосовані науковцями та відомими метрологічними центрами для цього завдання.

У роботах [103, 105] для турбінних лічильників газу пропонується використовувати таку апроксимаційну формулу, яка добре описує інструментальну похибку вимірювання турбінних лічильників:

$$f_V = a_0 + a_1x + a_2x^2 + a_3x^3 + a_4x^4 + a_T(293,15 - T_n), \quad (3.1)$$

де $x = \log(Re/10^6)$, Re – число Рейнольдса; T_n – температура стандартних умов, a_i – апроксимаційні коефіцієнти формули.

У статті [104] автори застосовують рівняння:

$$f_V = b_1x^{-1} + b_2 + b_3x + b_4x^2 + b_5x^{-2} + b_6x^{-0.33} + b_7x^{-0.2}, \quad (3.2)$$

та пропонують як аргумент у цій формулі застосувати x :

$$x = \left(\frac{\text{Re}}{\text{Re}_{\max}} \right)^2 \cdot \left(\frac{p}{p_{\text{amb}}} \cdot \frac{1}{d} \right)^{3/2}, \quad (3.3)$$

де p – абсолютний тиск середовища, p_{amb} – абсолютний тиск навколишнього середовища, $\text{Re}_{\max}$ – максимальне значення числа Рейнольдса для діапазону вимірювання лічильника; d – відносна густина середовища (природного газу), де b_i – коефіцієнти апроксимаційного рівняння (3.2).

Автори в [105] пропонують застосовувати рівняння Смутса, яке було розроблене для опису похибки ультразвукового лічильника газу:

$$f_V = c_0 + c_1 x^{-2} + c_2 x^{-1} + c_3 x + c_4 x^2, \quad (3.4)$$

де c_i – коефіцієнти апроксимаційного рівняння Смутса; x – об'ємна витрата газу.

Автори [103 - 105] вказують не те, що отримані аналітичні залежності можна впровадити в обчислювачі витрати або коректори і таким чином зменшити загальну похибку системи вимірювання.

В Україні станом на сьогодні температура стандартних умов T_n рівна 20 °C (293,15 K), тому формула (3.1) стає звичайним поліномом четвертого порядку. Застосування полінома має переваги з точки зору наявності простих методів обчислення його коефіцієнтів. Однак застосування полінома 4-го або вищого порядків за умови наявності невеликої кількості точок для апроксимації може призвести до неадекватного опису залежності між вузловими точками.

Автором виконано аналіз застосування функцій виду (3.2) і (3.4) для апроксимації залежності середнього значення похибки турбінних ЛГ від вимірюваного значення витрати газу та за результатами цього аналізу розроблено такий вигляд апроксимаційної функції

$$\delta_{\text{ЛГ}} = a_0 q^{-1} + a_1 + a_2 q^{0,5} + a_3 q^{1,5}, \quad (3.5)$$

де $q = Q/Q_{\max}$ – відносна витрата газу, a_i – апроксимаційні коефіцієнти.

Як видно з поданих нижче результатів, функція (3.5) дає можливість досягнути високої точності апроксимації залежності середнього значення похибки турбінних ЛГ від вимірюваного значення витрати, а також адекватно описує цю залежність між вузловими точками.

Застосовуючи метод найменших квадратів [98, 99] автором обчислено

коефіцієнти рівняння (3.5) та отримано таку аналітичну залежність усередненого значення похибки від відносної витрати для турбінних лічильників типорозміру ЛК-К-80:

$$\delta_{ЛГ80} = -0,067q^{-1} + 0,795 - 1,491q^{0,5} + 0,939q^{1,5}. \quad (3.6)$$

Графік залежності (3.6) представлено на рисунку 3.3. На цьому рисунку символом «о» позначено середні значення похибки, отримані за формулою (2.30) для значень витрати Q_{min} , $0,2Q_{max}$, $0,5Q_{max}$, Q_{max} , ($i = 1, 2, 3, 4$). Похибка апроксимації, тобто максимальне відносне відхилення значень похибки, отриманих за (3.6) від усереднених значень похибки не перевищує за модулем 0,005%.

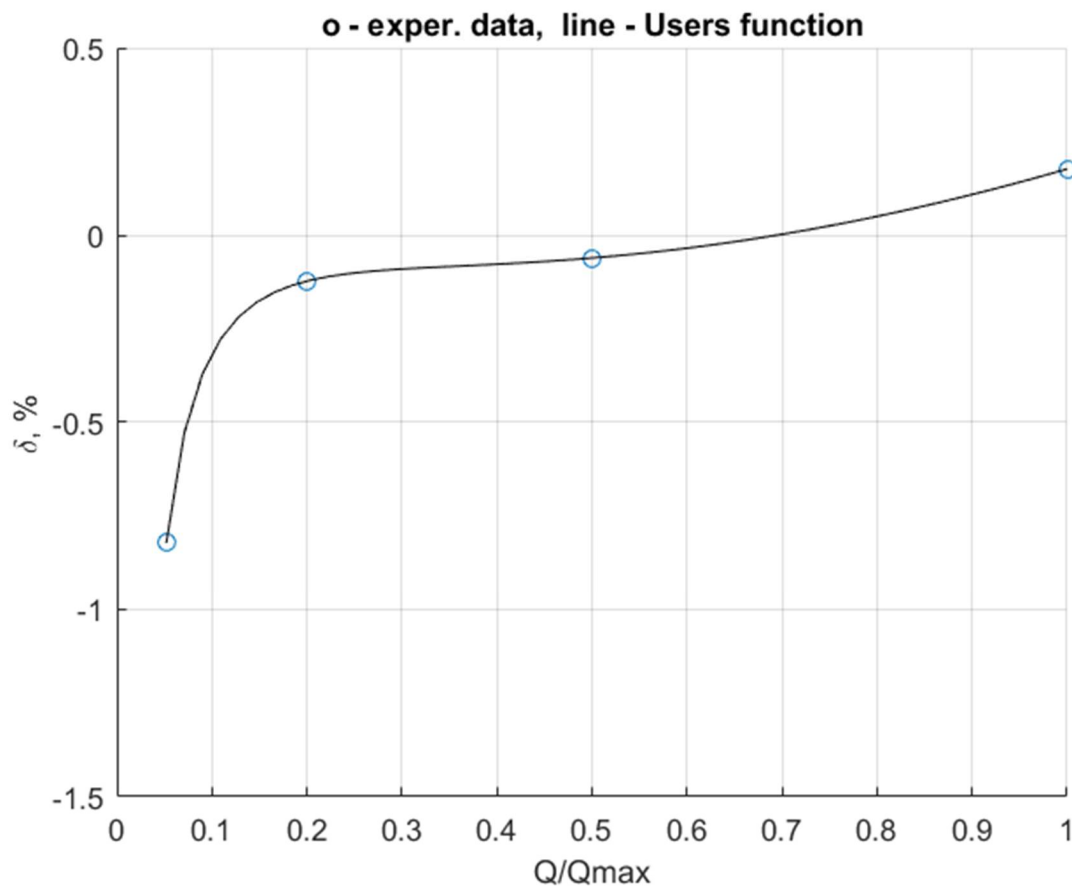


Рисунок 3.3 - Залежність усередненої похибки лічильників ЛГ-К-80 від вимірюваного значення витрати: «о» - середні експериментальних значень, «—» - розрахункова крива (3.6)

Зважена середня похибка, яка характеризує роботу лічильника типорозміру ЛГ-К-80 протягом тривалого часу, обчислена за формулою (2.32), становить

$$\delta_{WME} = -0,024\%.$$

Усереднена відносна систематична похибка вимірювання об'єму газу за рік за допомогою лічильника газу типорозміру ЛГ-К-80, обчислена за формулами (2.33)–(2.35), рівна $\delta_{cp} = -0,043\%$.

3.2 Розроблення залежностей для турбінних лічильників типорозміру ЛГ-К-100

Для дослідження похибки ЛГ цього типорозміру сформовано вибірку даних, яка складається з 46 протоколів. Гістограми розподілу значень похибки для значень витрати Q_{min} , $0,2Q_{max}$, $0,5Q_{max}$, Q_{max} представлено на рисунку 3.4. З рис. 3.4 видно, що розподіл значень похибки є близьким до асиметричного нормального, тому до цієї вибірки нами застосовано методи обробки та статистичні характеристики, властиві для нормального закону розподілу.

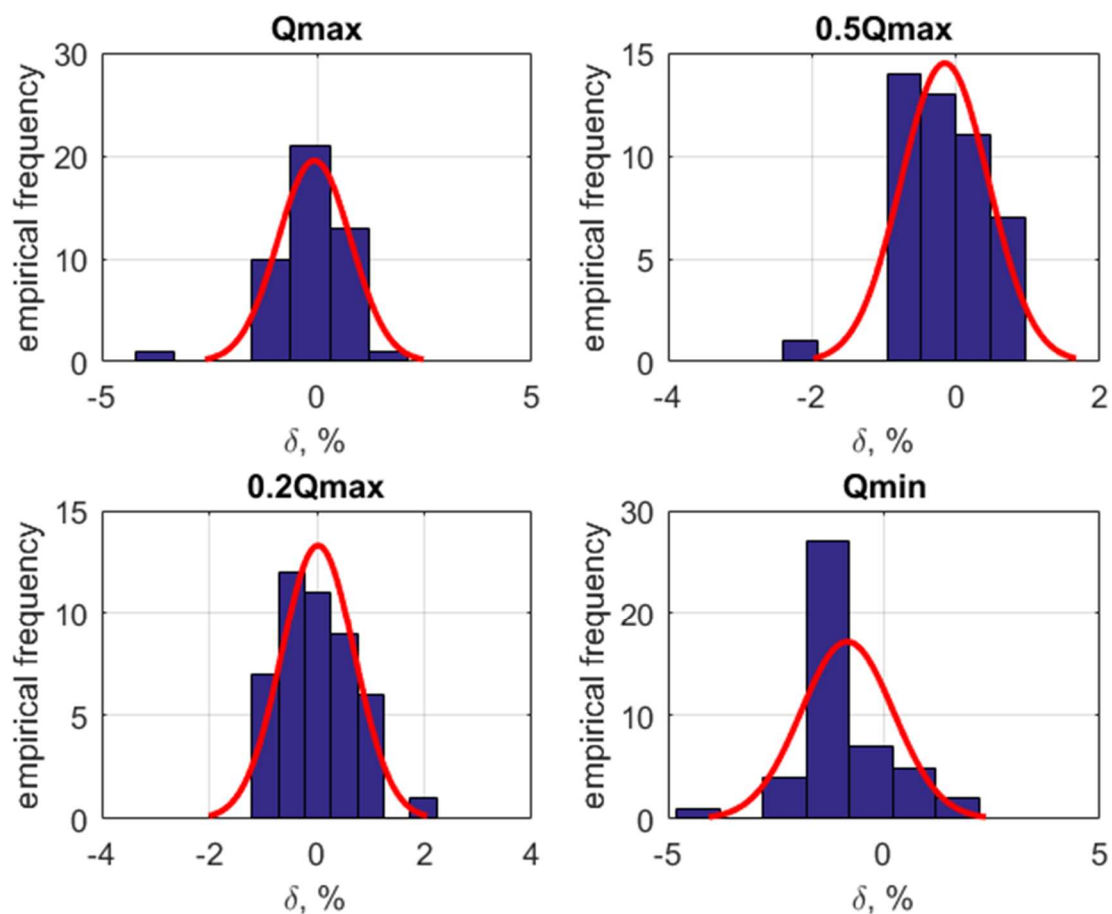


Рисунок 3.4 - Гістограми розподілу значень похибки лічильників газу ЛГ-К-100 для кожного перевірюваного значення витрати

На рис.3.5 представлено множину значень похибки лічильників, отриману за результатами їх повірки, а також залежність усередненої похибки лічильників типорозміру ЛГ-К-100 від вимірюваного значення витрати (суцільна лінія на рис.3.5). Усереднені значення похибки лічильників, обчислені за формулою (2.30), та їх середньоквадратичні відхилення також представлено у таблиці 3.2.

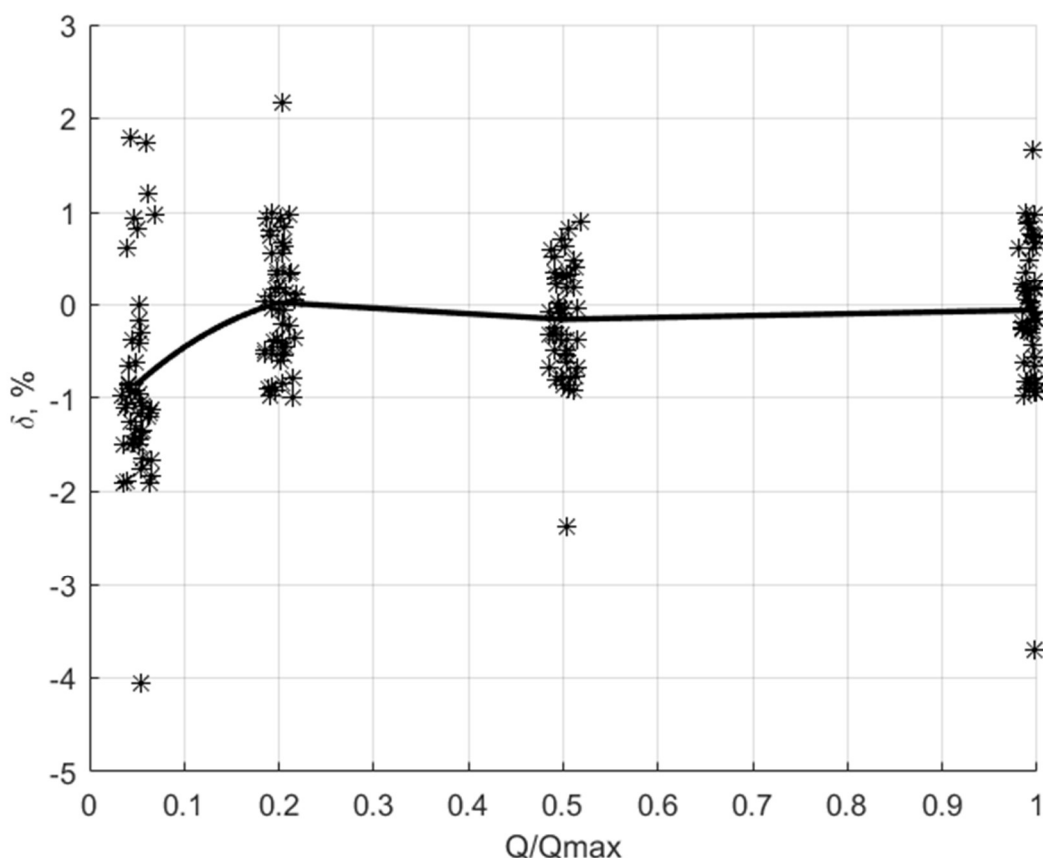


Рисунок 3.5 - Залежність похибки лічильників ЛГ-К-100 від вимірюваного значення витрати

Таблиця 3.2

Усереднені значення похибки лічильників типорозміру ЛГ-К-100 та їх середньоквадратичні відхилення

Відносна витрата	$Q_{\text{макс}}$	$0,5 Q_{\text{макс}}$	$0,2 Q_{\text{макс}}$	$Q_{\text{мін}}$
Усереднене значення похибки, %	-0.06	-0.16	0.02	-0.85
Середньоквадратичне відхилення середнього значення похибки, %	0.12	0.09	0.10	0.16

Для отримання залежності середнього значення похибки турбінних ЛГ від вимірюваного значення витрати також застосовано функцію виду (3.5). Застосовуючи метод найменших квадратів обчислено коефіцієнти рівняння (3.5) та отримано таку аналітичну залежність усередненого значення похибки турбінних лічильників типорозміру ЛК-К-100 від відносної витрати:

$$\delta_{ЛГ100} = -0,101q^{-1} + 1,933 - 3,447q^{0,5} + 1,559q^{1,5}. \quad (3.7)$$

На рисунку 3.6 представлено графік залежності (3.7). На цьому графіку символом «о» позначено середні значення похибки, отримані за формулою (2.30). Похибка значень, отриманих за (3.7), від усереднених значень похибки не перевищує за модулем 0,005%.

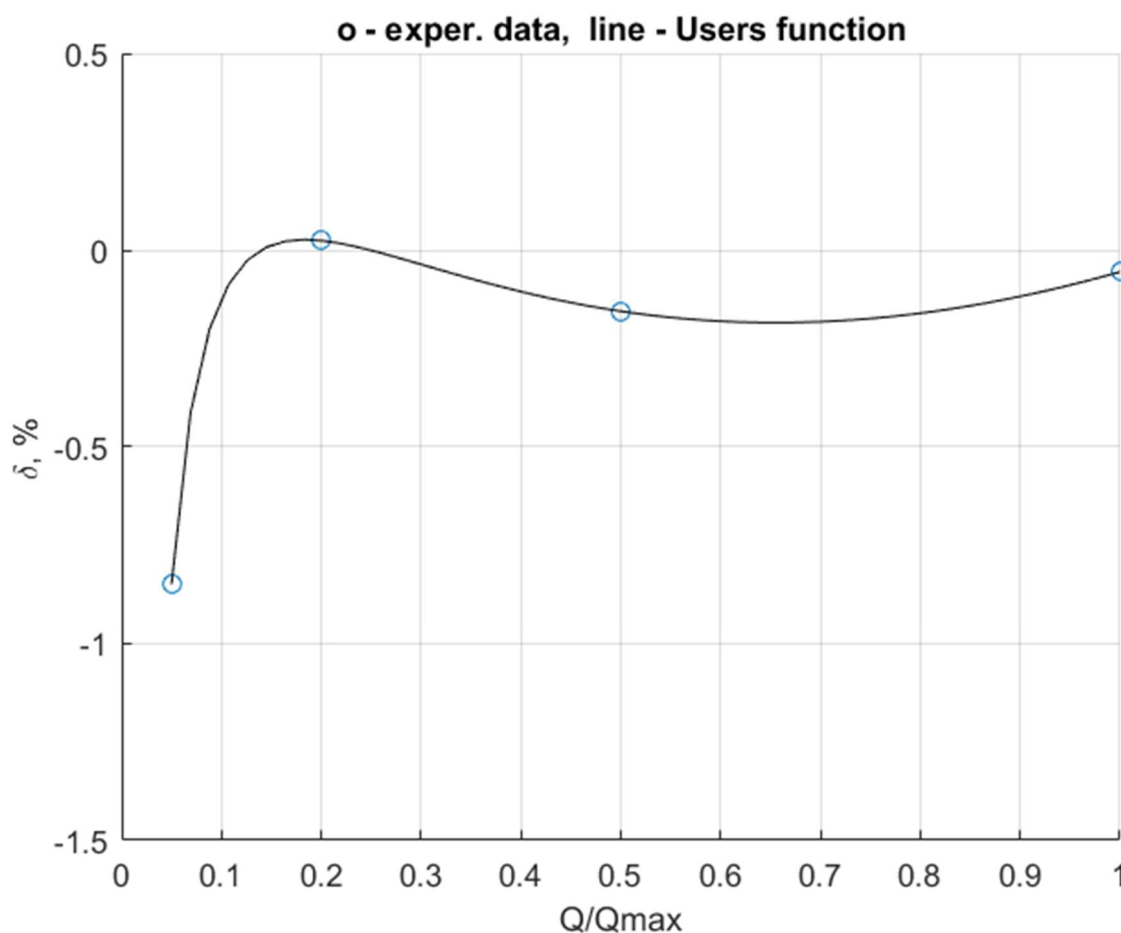


Рисунок 3.6 - Залежність усередненої похибки лічильників ЛГ-К-100 від вимірюваного значення витрати: «о» - середнє експериментальних значень, «—» - розрахункова крива (3.7)

Зважена середня похибка, яка характеризує роботу лічильника типорозміру

ЛГ-К-100 протягом тривалого часу, обчислена за формулою (2.32), становить $\delta_{WME} = -0,12\%$.

Усереднена відносна систематична похибка вимірювання об'єму газу за рік за допомогою лічильника газу типорозміру ЛГ-К-100, обчислена за методикою, що представлена у розділі 2, становить $\delta_{cp} = -0,16\%$.

3.3 Розроблення залежностей для турбінних лічильників типорозміру ЛГ-К-150

Для дослідження похибки лічильників цього типорозміру сформовано вибірку даних з 18-ти протоколів. Як видно з гістограм розподілу значень похибки для чотирьох перевірюваних під час повірки значень витрати (див. рис. 3.7), розподіл значень похибки є близьким до нормального, тому до цієї вибірки нами застосовано методи обробки та статистичні характеристики нормального закону розподілу.

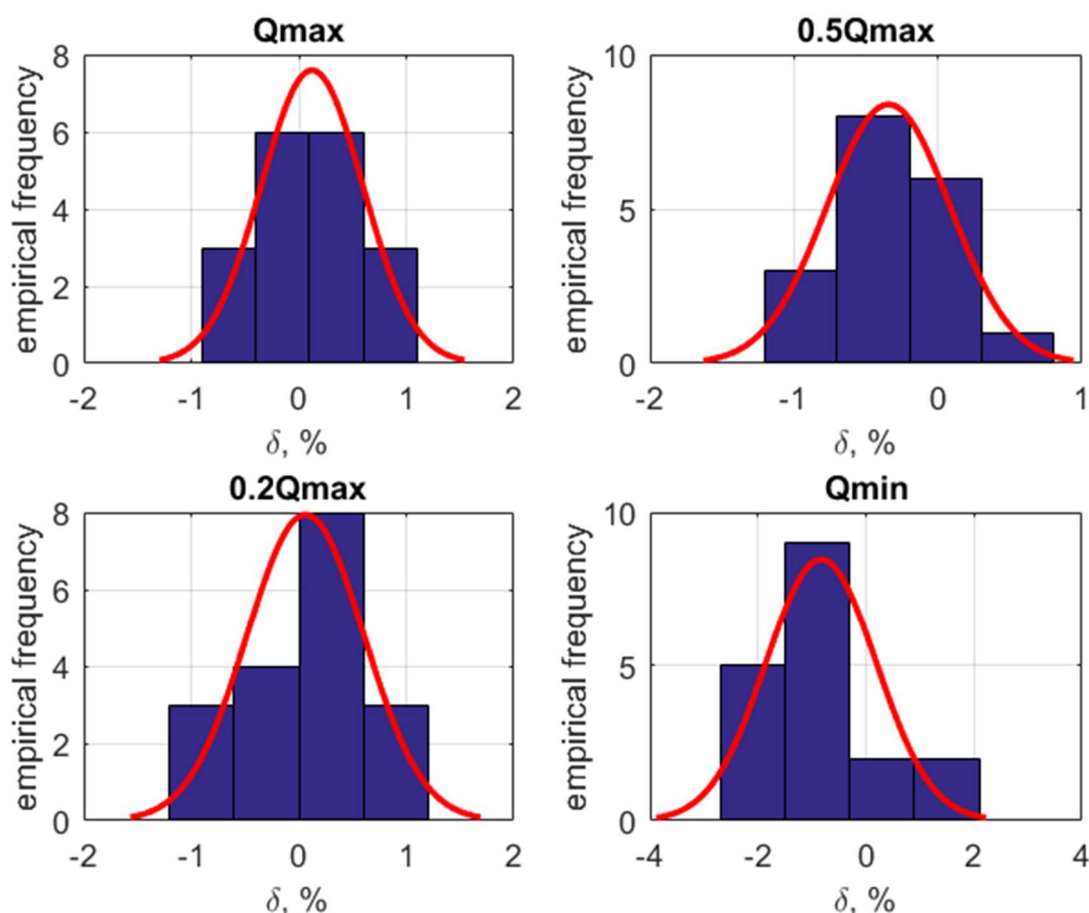


Рисунок 3.7 - Гістограми розподілу значень похибки лічильників

газу ЛГ-К-150 для кожного перевірюваного значення витрати

На рис.3.8 представлено множину значень похибки лічильників типорозміру ЛГ-К-150, отриману за результатами їх повірки, а також залежність усередненої похибки цих лічильників від вимірюваного значення витрати (суцільна лінія на рис.3.8). У таблиці 3.3 представлено усереднені значення похибки лічильників, обчислені за формулою (2.30), та їх середньоквадратичні відхилення.

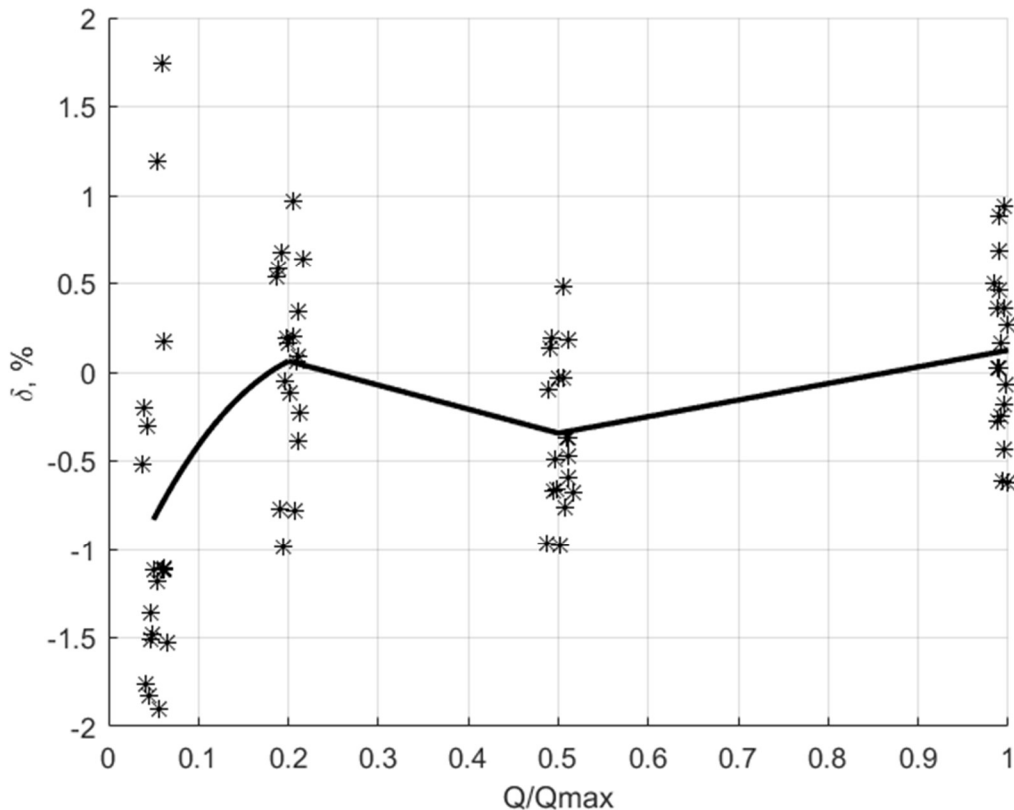


Рисунок 3.8 - Залежність похибки лічильників ЛГ-К-150 від вимірюваного значення витрати

Таблиця 3.3

Усереднені значення похибки лічильників типорозміру ЛГ-К-150 та їх середньоквадратичні відхилення

Відносна витрата	$Q_{\text{макс}}$	$0,5 Q_{\text{макс}}$	$0,2 Q_{\text{макс}}$	$Q_{\text{мін}}$
Усереднене значення похибки, %	0.12	-0.34	0.06	-0.83
Середньоквадратичне відхилення середнього значення похибки, %	0.11	0.10	0.13	0.24

Залежність середнього значення похибки турбінних ЛГ від вимірюваного значення витрати отримано на основі функції виду (3.5). Аналітична залежність усередненого значення похибки турбінних лічильників типорозміру ЛГ-К-150 від відносної витрати, розроблена із застосуванням методу найменших квадратів має вигляд:

$$\delta_{ЛГ150} = -0,144q^{-1} + 3,542 - 6,903q^{0,5} + 3,628q^{1,5}. \quad (3.8)$$

З графіка залежності (3.8), який представлено на рисунку 3.9, видно, що отримане рівняння добре описує залежність усереднених значень похибки турбінних лічильників типорозміру ЛГ-К-150 від витрати. Похибка значень, отриманих за (3.8), не перевищує за модулем 0,004%.

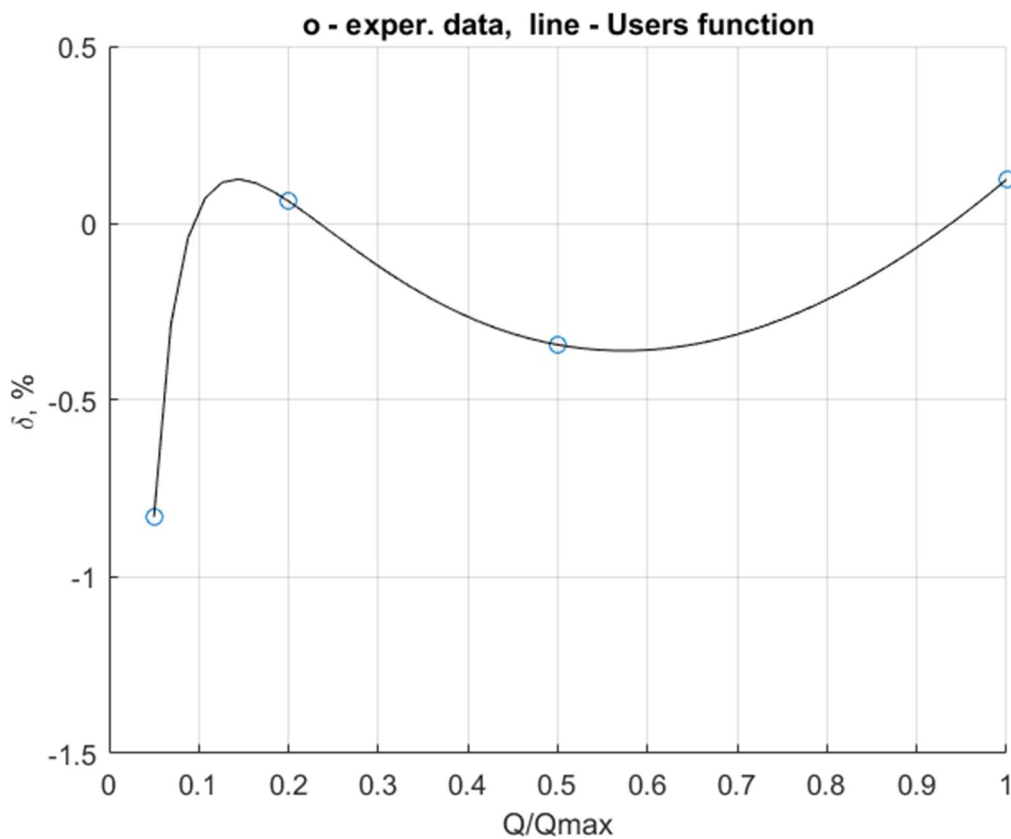


Рисунок 3.9 - Залежність усередненої похибки лічильників ЛГ-К-150 від вимірюваного значення витрати: «о» - середнє експериментальних значень, «—» - розрахункова крива (3.8)

Зважена середня похибка, яка характеризує роботу лічильника типорозміру ЛГ-К-150 протягом тривалого часу, обчислена за формулою (2.32), становить $\delta_{WME} = -0,13\%$. Усереднена відносна систематична похибка вимірювання об'єму

газу за рік за допомогою лічильника газу типорозміру ЛГ-К-150, обчислена за методикою, що представлена у розділі 2, дорівнює $\delta_{cp} = -0,19\%$.

Програму опрацювання результатів метрологічної перевірки лічильників газу, обчислення коефіцієнтів аналітичних залежностей, формування гістограм розподілу значень похибки лічильників представлено у додатку Б.

Висновки до розділу 3

1. За результатами опрацювання результатів метрологічної перевірки турбінних лічильників газу розроблено аналітичні залежності похибки турбінного лічильника газу від відносного значення витрати газу для таких типорозмірів лічильників:

(3.6) для ЛГ-80,

(3.7) для ЛГ-100,

(3.8) для ЛГ-150.

Отримані залежності дають можливість обчислити невилучену систематичну складову похибки вимірювання витрати газу за робочих умов для вимірюваного значення витрати.

2. Отримані аналітичні залежності похибки турбінних лічильників газу від вимірюваного значення витрати є основою для розроблення алгоритмів автоматизованих систем вимірювання витрати та об'єму природного газу для обчислення похибки лічильника газу що відповідає вимірюваному в реальному часі значенню витрати та коригування результатів вимірювання витрати та об'єму газу за робочих умов. Ці аналітичні залежності а також алгоритми впроваджені у навчальний процес на кафедрі «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» у матеріалах дисципліни «Технологічні вимірювання та прилади» (див. акт впровадження у Додатку Г).

РОЗДІЛ 4

ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ЗМЕНШЕННЯ ПОХИБОК ВИМІРЮВАННЯ ТЕМПЕРАТУРИ В АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМАХ ОБЛІКУ ПЛИННИХ СЕРЕДОВИЩ

4.1 Розроблення математичної моделі теплообмінних процесів у лічильнику газу

Для реалізації рівняння приведення об'єму газу до стандартних умов [106] необхідно вимірювати значення температури газу у лічильнику газу. Однак через те, що розмістити термоперетворювач у корпусі лічильника газу не завжди є можливим, його розміщують у вимірювальному трубопроводі до або після лічильника газу. Внаслідок цього виникають додаткові похибки вимірювання температури газу, а відповідно і витрати газу [107, 108]. У роботах [107, 108] авторами розглянуто додаткові складові похибок, що виникають внаслідок теплообміну гільзи термоперетворювача та трубопроводу, внаслідок зміни температури вздовж газопроводу. Однак у цих роботах не розглянуто детально додаткової похибки вимірювання температури, що виникає при нестационарному (імпульсному) режимі потоку газу.

У цьому розділі виконано розроблення математичних моделей для дослідження параметрів газу в системах обліку природного газу, що застосовані у газотранспортних та газорозподільних мережах. Зокрема виконано розроблення математичних моделей для дослідження параметрів газу в системах обліку на основі роторних лічильників газу.

Роторний лічильник газу розглянуто як герметичну ємність із зосередженими параметрами. Розрахункова схема вимірювальної ділянки трубопроводу з встановленим роторним лічильником газу зображена на рисунку (4.1).

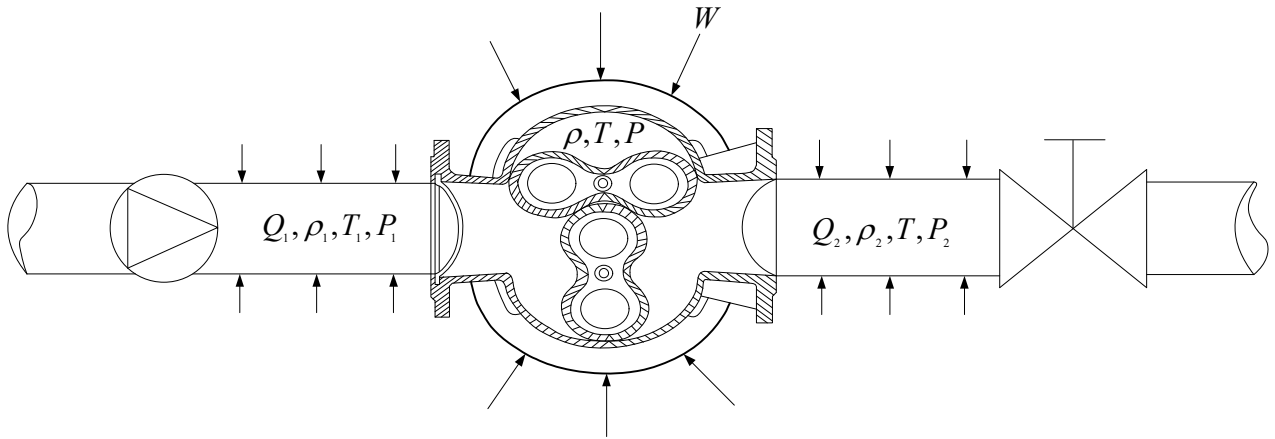


Рисунок 4.1 - Розрахункова схема вимірювальної ділянки газопроводу

Для синхронізації обертання роторів на кінцях їх осей з обох сторін є з'єднуючі шестерні. Під дією різниці тисків газу на вході і виході лічильника ротори обертаються. В зв'язку з цим роторний лічильник можна розглядати як об'єкт ідеального перемішування.

Розглянемо ємність, в яку поступає газ з відомою витратою Q_1 і витратою на виході Q_2 . Необхідно знайти величину кількості газу в ємності для будь-якого моменту часу t , якщо витрати Q_1 і Q_2 змінюються певним чином в часі.

Рівняння матеріального балансу може бути записане з закону збереження маси таким чином:

$$[\text{швидкість накопичення газу}] = [\text{вхідний потік}] - [\text{вихідний потік}] \quad (4.1)$$

Швидкість накопичення газу – це зміна маси газу в часі, яку можна описати таким рівнянням:

$$\frac{dm}{dt} = Q_1 \cdot \rho_1 - Q_2 \cdot \rho_2 \quad (4.2)$$

На рисунку (4.2) показано, як це рівняння використовується в моделі процесу, і вказана вся вхідна і вихідна інформація.

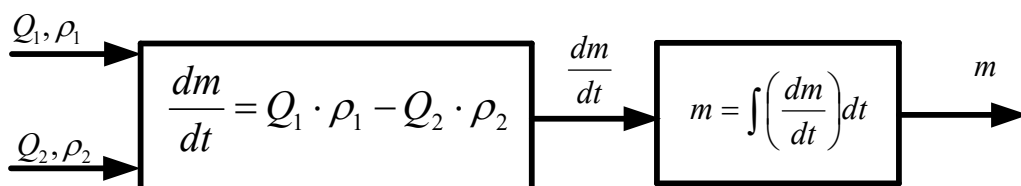


Рисунок 4.2 - Структура моделі закритої гідравлічної ємності

Якщо отримати інтеграл від цієї похідної маси (другий блок системи), то отримаємо величину маси газу в ємності як неперервну функцію часу.

В цьому випадку потік поступає на вхід лічильника з витратою Q_1 та тиском P_1 . Тиск після лічильника P залежить від маси газу в камері лічильника і тиску P_0 . Потік з витратою Q_2 проходить через встановлений на трубопроводі кульовий кран, тиск після якого рівний P_2 .

До рівняння (4.2), що зв'язує всі три параметри необхідно додати рівняння витрати через кран, яке має наступний вигляд:

$$Q_2 = k_{B2} \cdot \sqrt{\frac{P - P_2}{\rho_{\text{сер}}}} \quad (4.3)$$

де k_{B2} - коефіцієнт пропускної здатності крану.

В свою чергу коефіцієнт пропускної здатності крану (k_{B2}) визначають з такого рівняння:

$$k_{B2} = \sqrt{\frac{4 \cdot \pi^2 \cdot r^5}{L \cdot \xi}} \quad (4.4)$$

де r - радіус трубопроводу;

L - довжина трубопроводу;

ξ - коефіцієнт опору рухові в турбулентному трубопроводі.

В зв'язку з тим, що розглянуто нестационарний режим, то тиск P не буде постійним. Тому потрібно встановити зв'язок тиску P_0 зі зміною об'єму газу в камері лічильника. Ясно, що при зміні витрати, газ, що також знаходиться в камері лічильника, буде стискатись або розширюватись, що призведе до зміни його тиску. Припускаючи, що газ в камері підлягає законам ідеальних газів, зв'язок між його тиском і об'ємом можна виразити з допомогою наступного рівняння:

$$P \cdot V_T = m \cdot R \cdot T_T \quad (4.5)$$

З рівняння стану ідеального газу виразимо масу газу, яка знаходиться в лічильнику.

$$m = \frac{P \cdot V_T}{R \cdot T_T} \quad (4.6)$$

Тоді похідна від маси газу, що знаходиться в ємності (в лічильнику) має вигляд:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{V}{R \cdot T} \cdot \frac{dP}{dt} - \frac{V \cdot P}{R \cdot T^2} \cdot \frac{dT}{dt} \quad (4.8)$$

Підставимо отриманий вираз у рівняння (4.2). Також візьмемо до уваги, що густина газу залежить від температури газу і його тиску в трубопроводі:

$$\frac{dm}{dt} = Q_1 \cdot \rho_1(T_1, P_1) - Q_2 \cdot \rho_2(T, P_2) \quad (4.9)$$

$$\frac{V}{R \cdot T} \cdot \frac{dP}{dt} - \frac{V \cdot P}{R \cdot T^2} \cdot \frac{dT}{dt} = Q_1 \cdot \rho_1(T_1, P_1) - Q_2 \cdot \rho_2(T, P_2) \quad (4.10)$$

Для того, щоб можна було визначати зміну температури в лічильнику запишемо закон збереження енергії для лічильника:

$$\frac{d(m \cdot c_p \cdot T)}{dt} = Q_1 \cdot \rho_1(T_1, P_1) \cdot c_{p1} \cdot T_1 - Q_2 \cdot \rho_2(T, P_2) \cdot c_p \cdot T - W \quad (4.11)$$

$$\frac{d\left(\frac{P \cdot V}{R \cdot T} \cdot c_p \cdot T\right)}{dt} = Q_1 \cdot \rho_1(T_1, P_1) \cdot c_{p1} \cdot T_1 - Q_2 \cdot \rho_2(T, P_2) \cdot c_p \cdot T - W \quad (4.12)$$

де c_p - ізобарна теплоємність газу;

W - кількість теплоти, що передається від газу до повітря одиницею довжини трубопроводу (лічильника газу).

Кількість теплоти, що передається від газу до повітря одиницею довжини трубопроводу, визначається за рівнянням Ньютона-Ріхмана [109]:

$$W = \frac{dQ}{dl} = (T_{газ} - T_{нов}) \cdot K \quad (4.13)$$

де dQ/dl – питомий тепловий потік на одиницю довжини трубопроводу;

$T_{газ}$, $T_{нов}$ – температура відповідно турбулентного ядра потоку газу та зовнішнього повітря;

K – коефіцієнт теплопередачі, який визначають за формулою:

$$K = \frac{A}{\sum R}, \quad (4.14)$$

де $A=1,05...1,2$ – коефіцієнт додаткового теплообміну, який залежить від конструкції вимірювальної ділянки трубопроводу.

$\sum R$ – сумарний тепловий опір стінки трубопроводу.

Запишемо сумарний тепловий опір для стінки неізолюваного газопроводу:

$$\begin{aligned} \sum R &= R_{\alpha_{газ}} + R_{\lambda_{газ}} + R_{\lambda_{сталь}} + R_{\alpha_{пов}} = \\ &= \frac{1}{\pi \cdot \alpha_{газ} \cdot (D_{вн} - 2 \cdot \Delta)} + \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{газ}} \cdot \ln \frac{D_{вн}}{D_{вн} - 2 \cdot \Delta} + \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{сталь}} \cdot \ln \frac{D_{зовн}}{D_{вн}} + \frac{1}{\pi \cdot \alpha_{пов.с} \cdot D_{зовн}} \end{aligned} \quad (4.15)$$

де $\alpha_{газ}$ – коефіцієнт конвективної тепловіддачі від турбулентного ядра потоку до пристінного теплового шару газу;

$D_{вн}, D_{зовн}$ – внутрішній та зовнішній діаметри трубопроводу;

Δ – товщина пристінного ламінарного шару газу;

$\lambda_{газ}, \lambda_{сталь}$ – коефіцієнти теплопровідності газу та сталі;

$\alpha_{пов.с}$ – сумарний коефіцієнт тепловіддачі конвекцією і випромінюванням від зовнішньої поверхні труби до повітря.

Товщину пристінного ламінарного шару газу визначаються за таким рівнянням:

$$\Delta = b \cdot \frac{30 \cdot D_{вн}}{Re_{газ} \cdot \sqrt{\zeta}} \cdot Pr_{газ}^{-1/3}, \quad (4.16)$$

де b – коефіцієнт товщини в'язкого пристінного шару, який враховує перехідну зону між турбулентним ядром та ламінарним шаром, $b = 12...12,5$;

$Re_{газ}, Pr_{газ}$ – числа Рейнольдса та Прандтля для газу в трубі; ζ – коефіцієнт гідравлічного тертя.

Припустимо, що при проходженні газу через лічильник його ізобарна теплоємність не змінюється.

$$c_p = c_{p1}. \quad (4.37)$$

Звідси отримаємо спрощене рівняння закону збереження тепла:

$$\frac{V}{R} \cdot \frac{dP}{dt} = Q_1 \cdot \rho_1(T_1, P_1) \cdot T_1 - Q_2 \cdot \rho_2(T, P_2) \cdot T - \frac{W}{c_p} \quad (4.38)$$

Виразимо з цього рівняння значення зміни тиску від часу $\frac{dP}{dt}$:

$$\frac{dP}{dt} = \frac{R}{V} \cdot \left[Q_1 \cdot \rho_1(T_1, P_1) \cdot T_1 - Q_2 \cdot \rho_2(T, P_2) \cdot T - \frac{W}{c_p} \right] \quad (4.39)$$

Отриману залежність зміни тиску в часі підставимо у рівняння (4.10):

$$\frac{V}{R \cdot T} \cdot \frac{R}{V} \cdot \left[Q_1 \cdot \rho_1(T_1, P_1) \cdot T_1 - Q_2 \cdot \rho_2(T, P_2) \cdot T - \frac{W}{c_p} \right] - \frac{V \cdot P}{R \cdot T^2} \cdot \frac{dT}{dt} = Q_1 \cdot \rho_1(T_1, P_1) - Q_2 \cdot \rho_2(T, P_2) \quad (4.40)$$

З рівняння (4.40) виразимо $\frac{dT}{dt}$:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{R \cdot T^2}{P \cdot V} \cdot Q_1 \cdot \rho_1(T_1, P_1) \cdot \left(\frac{T_1}{T} - 1 \right) - \frac{W \cdot R \cdot T}{V \cdot P \cdot c_p} \quad (4.41)$$

Для того, щоб врахувати інерційність термоперетворювача на процес вимірювання температури, застосуємо для його опису рівняння аперіодичної ланки першого порядку:

$$\tau \cdot \frac{dT_{ТП}}{dt} + T_{ТП}(t) = K_{ТП} \cdot T \quad (4.42)$$

де τ – стала часу термоперетворювача;

$K_{ТП}$ – коефіцієнт передачі термоперетворювача;

$T_{ТП}$ – температура газу зареєстрована термоперетворювачем.

Об'єднавши диференціальні рівняння температури, тиску газу в лічильнику та температури зареєстрованої термоперетворювачем, отримано математичну модель лічильника газу у вигляді:

$$\begin{cases} \frac{dT}{dt} = \frac{R \cdot T^2}{P \cdot V} \cdot Q_1 \cdot \rho_1(T_1, P_1) \cdot \left(\frac{T_1}{T} - 1 \right) - \frac{W \cdot R \cdot T}{V \cdot P \cdot c_p} \\ \frac{dP}{dt} = \frac{R}{V} \cdot \left[Q_1 \cdot \rho_1(T_1, P_1) \cdot T_1 - Q_2 \cdot \rho_2(T, P_2) \cdot T - \frac{W}{c_p} \right] \\ \frac{dT_{TH}}{dt} = \frac{[K_{TH} \cdot T - T_{TH}(t)]}{\tau} \end{cases} \quad (4.43)$$

Отримана математична модель лічильника газу (4.43) дає можливість визначити зміну тиску і температури газу при проходженні його через лічильник, а також зміну показів температури газу від інерційності термоперетворювача.

Математичну модель (4.43) доцільно розв'язати за допомогою методу структурного моделювання.

Структурне моделювання полягає у дослідженні реакції системи, заданої в графічному вигляді у формі блок – схем, на певні вхідні сигнали, які імітують дію реальних вхідних величин, керуючих дій та збурень. Перевагою структурного моделювання є те, що воно дозволяє контролювати та аналізувати перехідні процеси в довільній точці структурної схеми моделі без написання чи модифікації програм для цього [110].

Кожен блок, чи група блоків на структурній схемі – це математичне перетворення, яке відображає причинно-наслідкові зв'язки між елементарними процесами в реальній системі. Число блоків та їх функціональні можливості в кожному середовищі може бути різним. Найбільш поширеним програмним засобом для структурного моделювання на сьогодні є Simulink (Matlab). Велика кількість блоків в бібліотеках та їх функціональні можливості, бібліотека

алгоритмів моделювання, можливість моделювання в реальному масштабі часу та взаємодії з іншими програмними засобами, тощо, дають можливість розв'язувати задачі довільної складності в різних галузях науки і техніки.

В середовищі Simulink математична модель лічильника газу (4.43) буде мати вигляд, зображений на рис. 4.3.

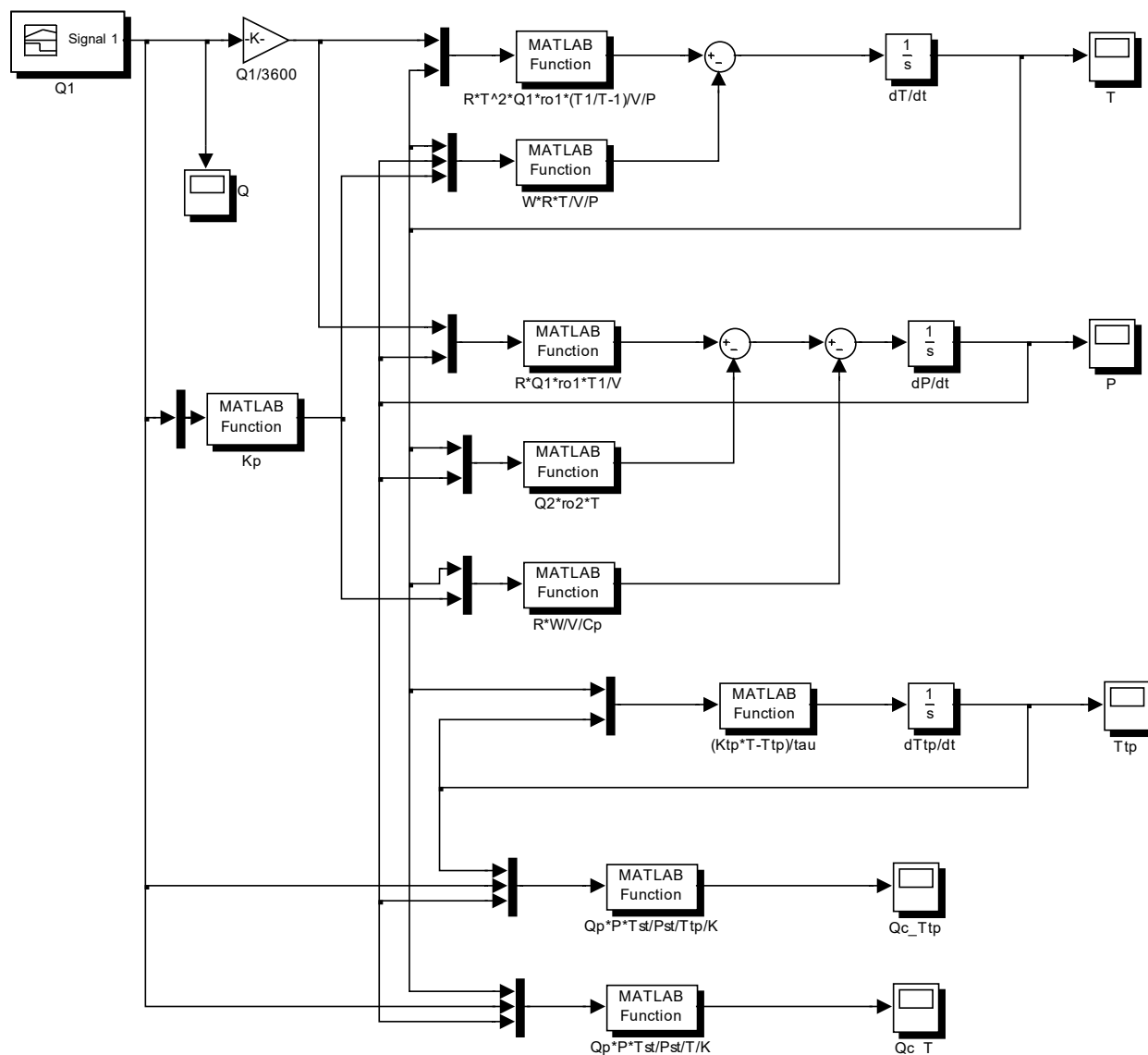


Рисунок 4.3 - Структурна схема математичної моделі лічильника газу у вікні Simulink

Дана структурна схема дозволяє спостерігати за зміною параметрів робочого середовища в часі. Також з допомогою цієї схеми можна дослідити зміну параметрів при довільній зміні витрати як в стаціонарному так і в нестационарному (імпульсному) режимах.

4.2 Розроблення математичної моделі теплообмінних процесів у довгому газопроводі.

Наявність математичної моделі зміни температури газу по довжині газопроводу дає можливість визначити температуру газу в довільному перерізі газопроводу, зокрема і у місці встановлення термоперетворювача. Це дає можливість визначати відхилення температури газу по довжині трубопроводу від температури газу, який знаходиться в камері лічильника, тобто додаткову похибку, зумовлену теплообміном газу з повітрям вздовж газопроводу.

Значення цієї похибки доцільно визначати з рівняння Шухова, яке для цього завдання записано наступним чином [111, 112]:

$$\Delta T_x = (T_{нов} - T_{газ.T}) \cdot (1 - e^{-Shu}) \quad (4.44)$$

де $T_{газ.T}$ – температура газу в місці встановлення термометра;

$T_{нов}$ – температура навколишнього повітря;

Shu – число Шухова, яке визначають за формулою:

$$Shu = \frac{K \cdot \pi \cdot x_0}{Q_c \cdot \rho_{с.газ} \cdot c_{р.газ}} \quad (4.45)$$

K – лінійний коефіцієнт теплопередачі від газу до повітря;

Q_c – витрата газу в трубопроводі, зведена до стандартних умов;

$\rho_{с.газ}$ – густина газу за стандартних умов;

$c_{р.газ}$ – ізобарна теплоємність газу за температури турбулентного ядра потоку газу;

x_0 – відстань від термометра до лічильника з врахуванням знаку: додатній, якщо термометр є перед лічильником, від’ємний – якщо після лічильника.

Температура газу в місці встановлення термометра визначається за формулою:

$$T_{газ.T} = T_{PT} - \Delta T_{TT} - \Delta T_{TB} \quad (4.46)$$

де - ΔT_{TT} , ΔT_{TB} – складові похибки внаслідок конвективного теплообміну та теплообміну випромінюванням між гільзою термоперетворювача та трубопроводом.

Похибка вимірювання температури газу, зумовлена теплообміном між гільзою термометра і стінкою трубопроводу та теплообміном стінки трубопроводу з повітрям, визначається із виразу:

$$\begin{aligned}\Delta T &= \max(|\Delta T_T|; |\Delta T_x|) \text{ при } x_0 > 0; \\ \Delta T &= |\Delta T_T| + |\Delta T_x| \text{ при } x_0 < 0.\end{aligned}\quad (4.47)$$

На основі дослідження процесу теплообміну між потоком газу та навколишнім повітрям отримано аналітичну залежність для визначення відхилення ΔT_x [111, 112]:

$$\Delta T_x = (T_{PT} - \Delta T_T - T_{нов}) \cdot \left(1 - e^{\frac{K \cdot L_T}{q_{m, газ} \cdot c_{p, газ}}} \right), \quad (4.48)$$

де $T_{нов}$ – температура навколишнього повітря; K – коефіцієнт теплопередачі від потоку газу до навколишнього повітря; L_T – відстань між лічильником та місцем встановлення термоперетворювача з врахуванням алгебраїчного знаку: плюс, коли термоперетворювач встановлений після лічильника, мінус, коли термоперетворювач встановлений до лічильника; $q_{m, газ}$ – масова витрата газу в трубопроводі; $c_{p, газ}$ – теплоємність газу за робочих умов.

З метою аналізу різних варіантів встановлення термоперетворювача на вимірювальній ділянці трубопроводу під час проектування систем обліку, розроблено математичну модель для визначення відхилення ΔT_x для перерізу вимірювального трубопроводу, розташованого на будь-якій відстані x від лічильника [113]:

$$\Delta T_x = (T_{PT} - \Delta T_T - T_{нов}) \cdot \left(e^{\frac{K \cdot (L_T - x)}{q_{m, газ} \cdot c_{p, газ}}} - e^{\frac{K \cdot L_T}{q_{m, газ} \cdot c_{p, газ}}} \right), \quad (4.49)$$

де x – відстань між лічильником та перерізом вимірювального трубопроводу з врахуванням алгебраїчного знаку: плюс, для перерізів, розташованих після лічильника, мінус, для перерізів, розташованих до лічильника.

4.3. Дослідження зміни параметрів газу при стаціонарному режимі протікання газу через лічильник.

Застосовуючи розроблену математичну модель (4.43) виконано моделювання зміни параметрів газу у лічильнику для стаціонарного режиму протікання газу.

Для дослідження було обрано три роторні лічильники з типорозмірами: G25, G40 та G65. Моделювання виконано для таких заданих значень параметрів газу, характеристик трубопроводу, лічильника, термоперетворювача та навколишнього середовища.

Вихідні дані для моделювання:

Витрата газу в трубопроводі: $Q = 5; 10; 16; 25; 40; 65 \text{ м}^3/\text{год}$.

Втрати тиску в комплексі: $\Delta p = 220(\text{G25}); 400(\text{G40}); 250(\text{G65}) \text{ Па}$.

Тиск газу в трубопроводі: $p_{\text{газ}} = 3,0 \text{ кгс/см}^2 = 2,9420 \cdot 10^6 \text{ Па}$.

Температура газу в трубопроводі: $T_{\text{газ}} = 30 \text{ }^\circ\text{C} = 303,15 \text{ К (літо)}$.

$T_{\text{газ}} = 2 \text{ }^\circ\text{C} = 275,15 \text{ К (зима)}$.

Густина газу за стандартних умов: $\rho_{\text{с.газ}} = 0,701 \text{ кг/м}^3$.

Склад природного газу: $x_{\text{CH}_4} = 98,424\%$, $x_{\text{CO}_2} = 0,412\%$, $x_{\text{N}_2} = 1,164\%$.

Густина газу за робочих умов: $\rho_{\text{р.газ}} = 26,1621 \text{ кг/м}^3$.

Динамічна в'язкість газу за робочих умов: $\mu_{\text{газ}} = 11,7214 \cdot 10^{-6} \text{ Па}\cdot\text{с}$.

Кінематична в'язкість газу за робочих умов: $\nu_{\text{газ}} = 0,44803 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Ізобарна теплоємність газу за робочих умов: $c_{p,\text{газ}} = 2,42 \cdot 10^3 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$.

Ізохорна теплоємність газу за робочих умов: $c_{v,\text{газ}} = 1,84 \cdot 10^3 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$.

Теплопровідність газу за робочих умов: $\lambda_{\text{газ}} = 0,0215 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$.

Зовнішній діаметр трубопроводу: $D_{\text{зовн}} = 102,15 \text{ мм} = 0,10215 \text{ м}$.

Внутрішній діаметр трубопроводу: $D_{\text{вн}} = 96,15 \text{ мм} = 0,09615 \text{ м}$.

Коефіцієнт теплопровідності сталі: $\lambda_{\text{сталь}} = 46,5 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$.

Ступінь чорноти зовнішньої поверхні труби: $\varepsilon_{\text{ст.зовн}} = 0,5$.

Зовнішній діаметр гільзи термометра: $d_{\text{Т.зовн}} = 15 \cdot 10^{-3} \text{ м}$.

Внутрішній діаметр гільзи термометра: $d_{T.внутр} = 10 \cdot 10^{-3}$ м.

Коефіцієнт передачі термометра: $K_{ТП} = 1$.

Стала часу термометра: $\tau = 50$ с.

Ступінь чорноти зовнішньої поверхні гільзи термометра: $\varepsilon_T = 0,3$.

Довжина гільзи термометра всередині трубопроводу: $L_T = 48,1 \cdot 10^{-3}$ м.

Довжина чутливого елементу термометра опору: $L_{T\psi} = 0$ м.

Кут між віссю трубопроводу та віссю гільзи термометра: $\varphi_T = 90^\circ$.

Температура зовнішнього повітря: $T_{нов} = 18^\circ\text{C} = 291,15$ К (літо),

$T_{нов} = -10^\circ\text{C} = 263,15$ К (зима).

Динамічна в'язкість повітря за температури повітря (20°C): $\mu'_{нов} = 17 \cdot 10^{-6}$ Па·с.

Кінематична в'язкість повітря за температури повітря (20°C): $\nu'_{нов} = 12,67 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Ізобарна теплоємність повітря за температури повітря (20°C):

$c'_{p.нов} = 1,009 \cdot 10^3$ Дж/(кг·К).

Теплопровідність повітря за температури повітря (20°C): $\lambda'_{нов} = 23,6 \cdot 10^{-3}$ Вт/(м·К).

Для того, щоб врахувати кількість теплоти, що передається від газу до повітря, потрібно визначити як буде залежати коефіцієнт теплопередачі K від витрати газу для різних типорозмірів лічильника. Для обчислення коефіцієнта теплопередачі потрібно застосувати складну ітераційну методику на основі критеріальних рівнянь [109, 111-113]. Автором виконано спрощення методики розрахунку та застосовано для обчислення коефіцієнта теплопередачі K залежності коефіцієнта теплопередачі від витрати газу, зображені на рисунках 4.4; 4.5; 4.6). Ці залежності отримані за допомогою реалізації первинної ітераційної методики. Криві, зображені на рис. 4.4, 4.5, 4.6, апроксимовано за допомогою поліномів (4.50), (4.51), (4.52).

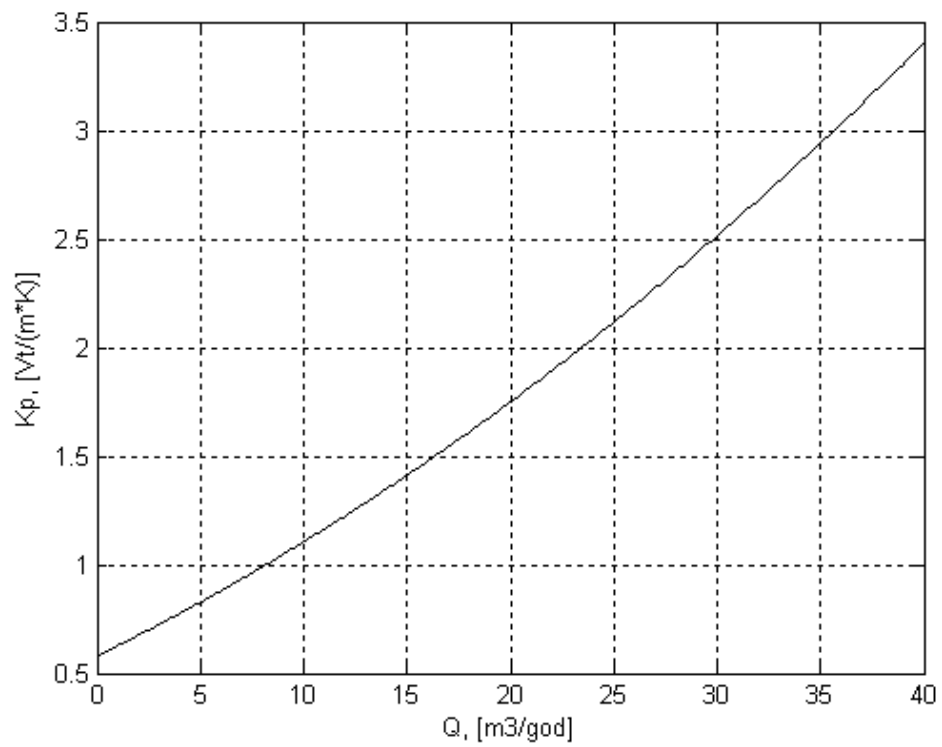


Рисунок 4.4 - Графік залежності коефіцієнта теплопередачі K від витрати для лічильника типорозміру (G 25)

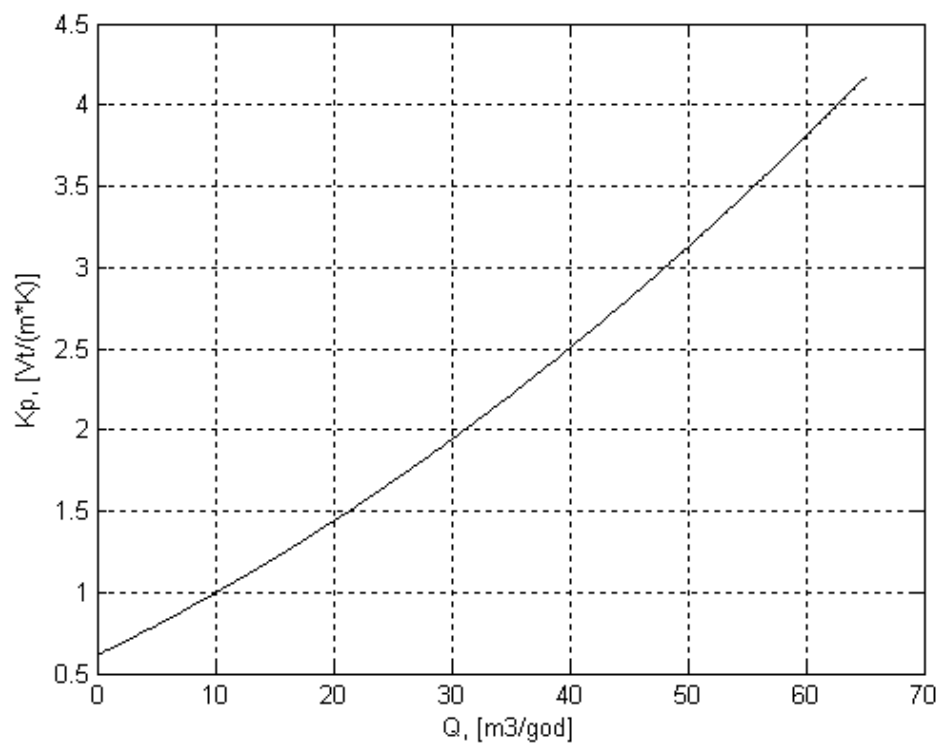


Рисунок 4.5 - Графік залежності коефіцієнта теплопередачі K від витрати для лічильника типорозміру (G 40)

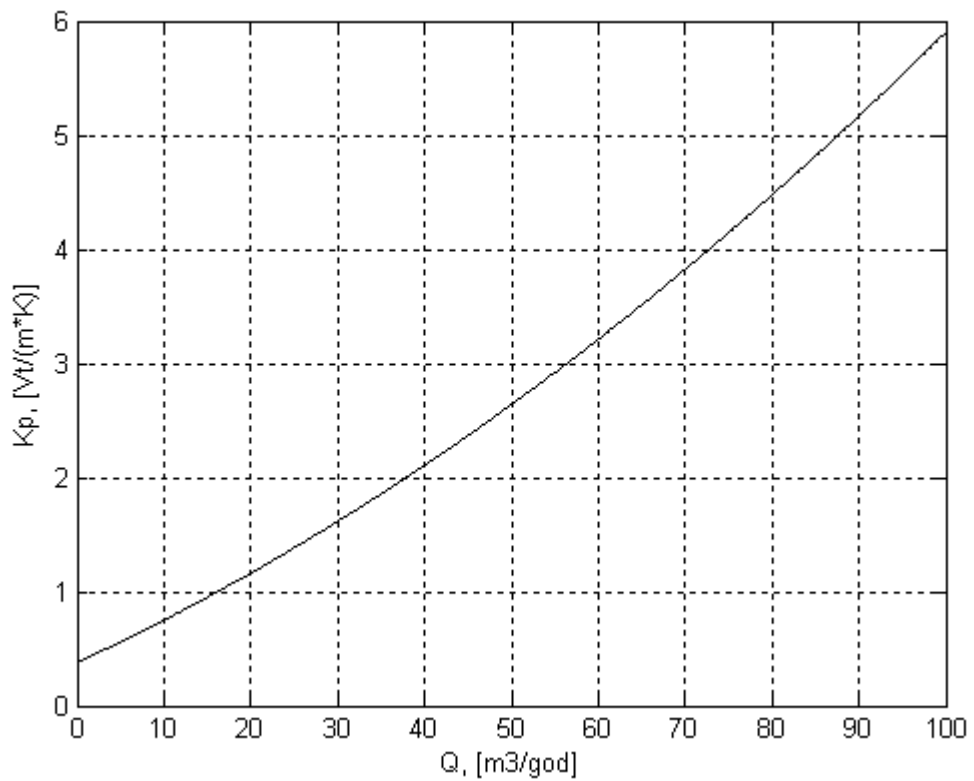


Рисунок 4.6 - Графік залежності коефіцієнта теплопередачі K_p в залежності від витрати для лічильника типорозміру (G 65)

Для лічильника типорозміру (G 25):

$$K_p = 0.0006 \cdot Q^2 + 0.0465 \cdot Q + 0.5804, \text{ Вт/(м*К)}; \quad (4.50)$$

Для лічильника типорозміру (G 40):

$$K_p = 0.0003 \cdot Q^2 + 0.0352 \cdot Q + 0.6124, \text{ Вт/(м*К)}; \quad (4.51)$$

Для лічильника типорозміру (G 65):

$$K_p = 0.0002 \cdot Q^2 + 0.0352 \cdot Q + 0.3772, \text{ Вт/(м*К)}. \quad (4.52)$$

Застосовуючи математичну модель лічильника для вимірювання витрати газу (4.43), досліджено зміни параметрів газу від витрати в камері лічильників типорозміру G 25, G 40 та G 65: температури, температури з врахуванням інерційності термоперетворювача.

Розглянемо як буде змінюватись температура в камері лічильника при різних витратах.

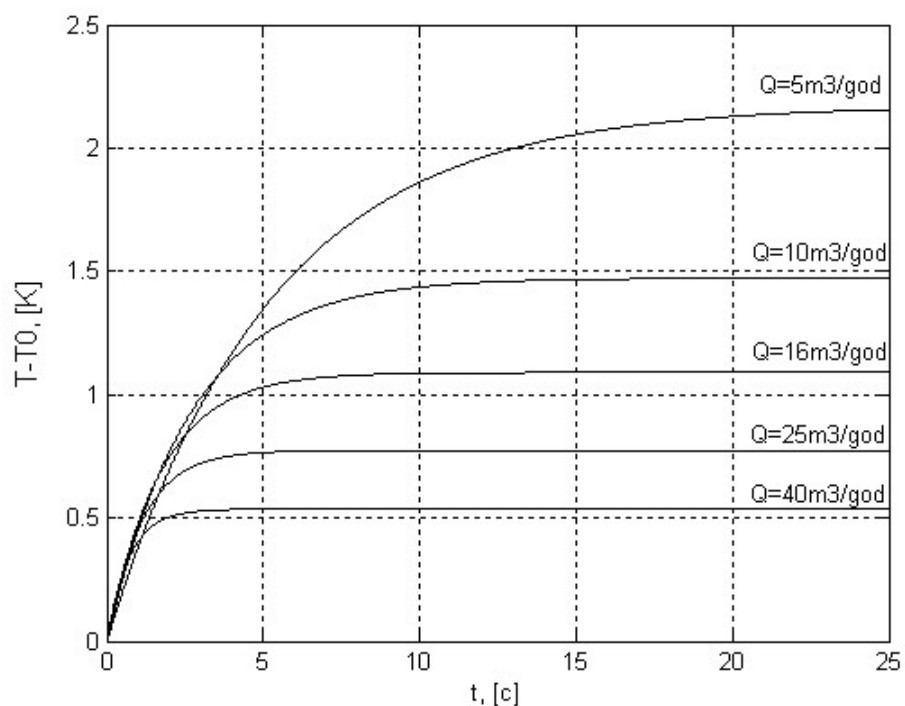


Рисунок 4.7 - Зміна відхилення температури газу в лічильнику типорозміру (G25) для різних значень витрати

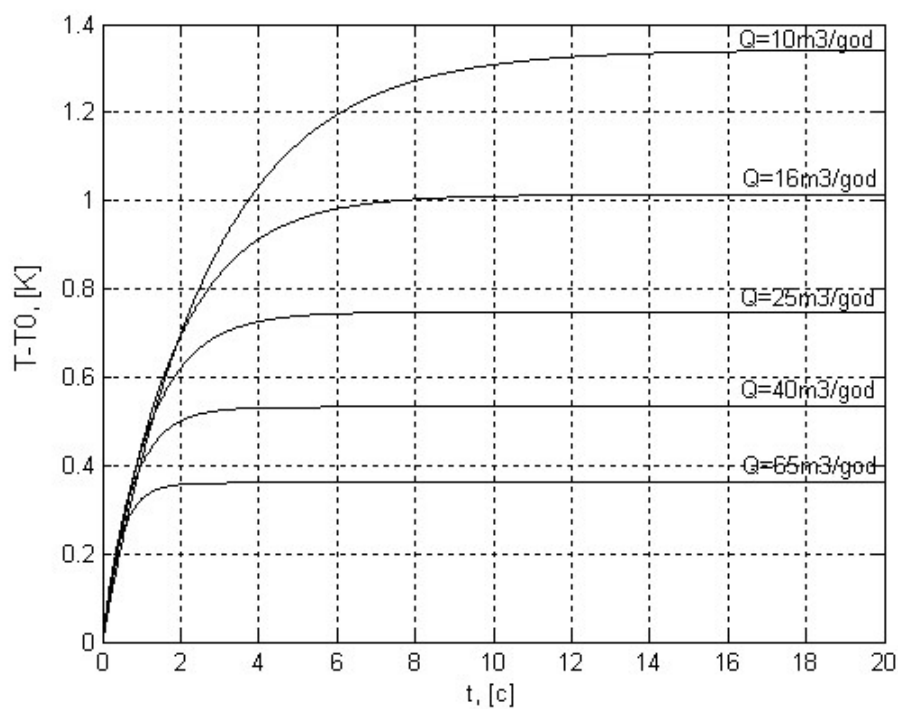


Рисунок 4.8 - Зміна відхилення температури газу в лічильнику типорозміру (G40) для різних значень витрати

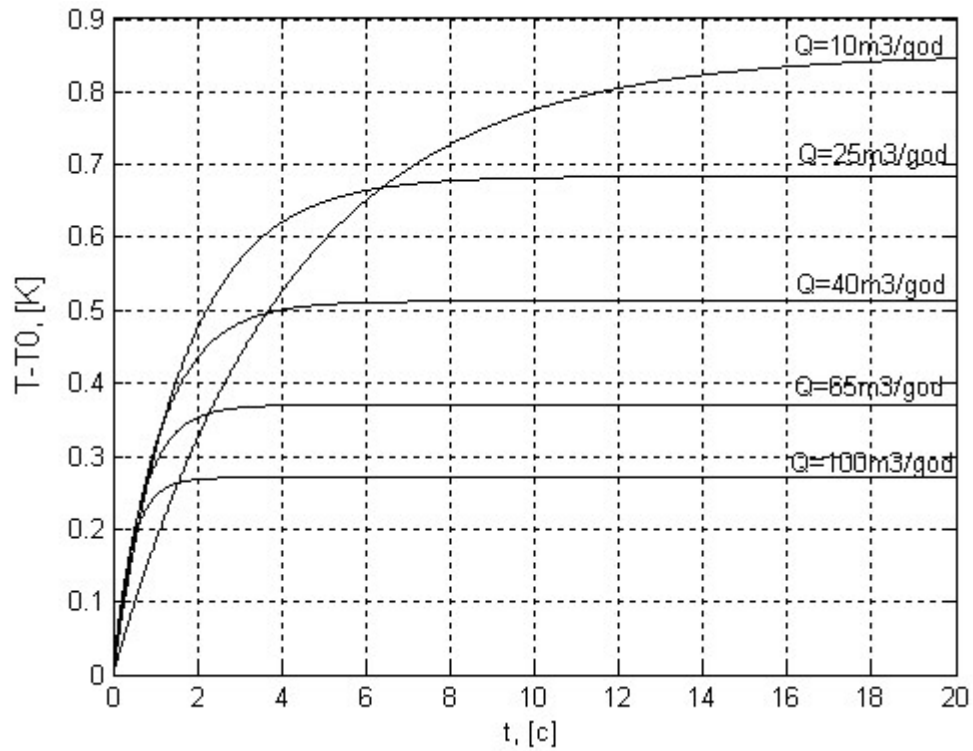


Рисунок 4.9 - Зміна відхилення температури газу в лічильнику типорозміру (G 65) для різних значень витрати

Розглянемо як будуть змінюватись покази температури газу в камері лічильника з врахуванням інерційності термоперетворювача при різних значеннях витрати.

Математична модель термоперетворювача має наступний вигляд:

$$\frac{dT_{\text{ТП}}}{dt} = \frac{[K_{\text{ТП}} \cdot T - T_{\text{ТП}}(t)]}{\tau} \quad (4.53)$$

де τ – стала часу термоперетворювача ($\tau = 50$ с);

$K_{\text{ТП}}$ – коефіцієнт передачі термоперетворювача ($K_{\text{ТП}} = 1$);

$T_{\text{ТП}}$ – температура газу зареєстрована термоперетворювачем.

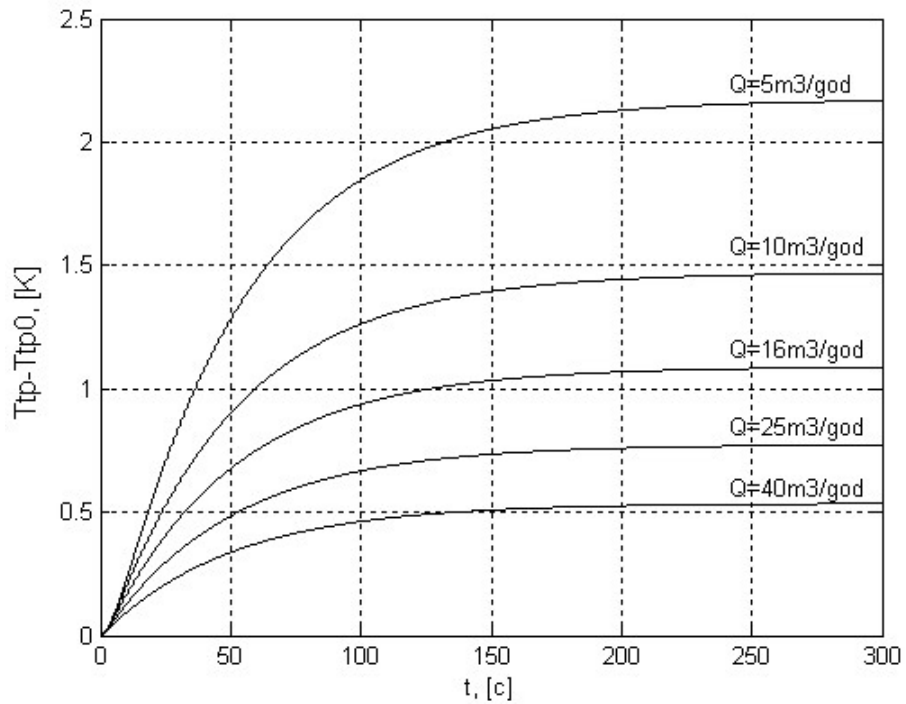


Рисунок 4.10 - Зміна відхилення температури газу в лічильнику типорозміру (G 25), отримана за вихідним сигналом термоперетворювача для різних значень витрати.

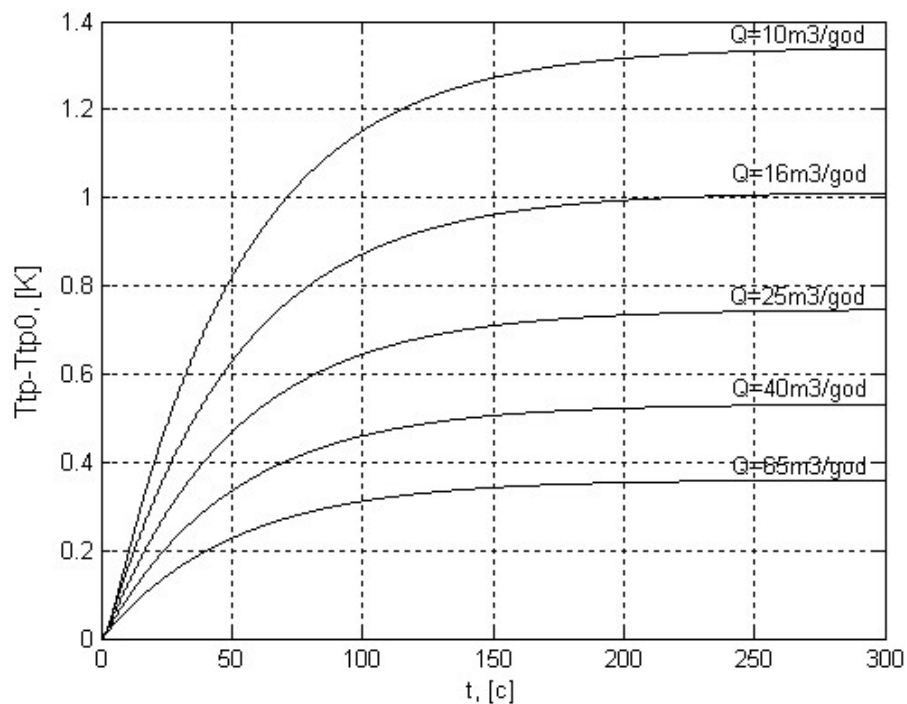


Рисунок 4.11 - Зміна відхилення температури газу в лічильнику типорозміру (G 40), отримана за вихідним сигналом термоперетворювача для різних значень витрати

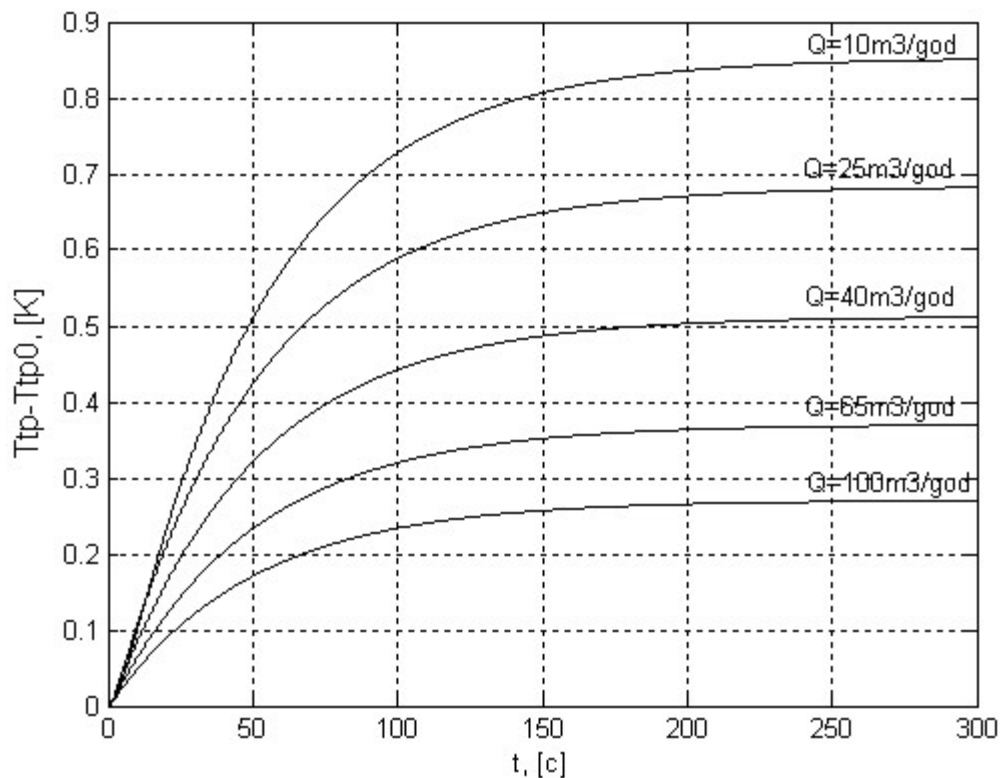


Рисунок 4.12 - Зміна відхилення температури газу в лічильнику типорозміру (G 65), отримана за вихідним сигналом термоперетворювача, для різних значень витрати.

З вище наведених графіків дослідження бачимо, що зі збільшенням витрати газу зміна температури газу при його проходженні через лічильник є меншою. Час встановлення температури газу з врахуванням інерційності термоперетворювача складає близько $4 \div 5$ сталих часу термоперетворювача.

4.4 Дослідження зміни температури газу по довжині вимірювального трубопроводу з встановленим лічильником газу

Дослідження зміни температури газу по довжині трубопроводу виконано для умов, коли трубопровід знаходиться в приміщенні котельні. Прийнято, що досліджуваний роторний лічильник встановлено на відстані $L=10$ м від входу газопроводу в приміщення. Дослідження виконано для двох лічильників з типорозмірами G 40 та G 65.

Зміну температури газу по довжині газопроводу визначено з рівняння Шухова (рівняння (4.44)).

Розглянемо, як змінюється температура газу по довжині трубопроводу для однієї з витрат (Наприклад: $Q=65$ м³/год.):

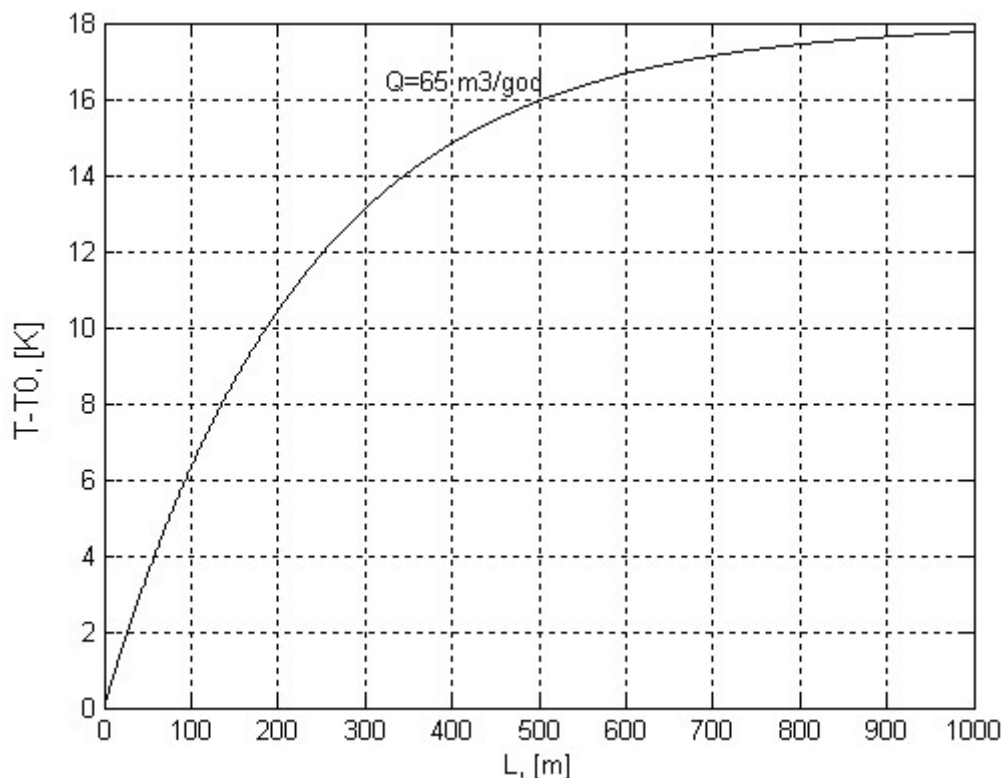


Рисунок 4.13 - Графік зміни відхилення температури газу від початкового значення по довжині трубопроводу

Розглянемо, як змінюється температура газу по довжині трубопроводу в залежності від витрати на ділянці де встановлений лічильник:

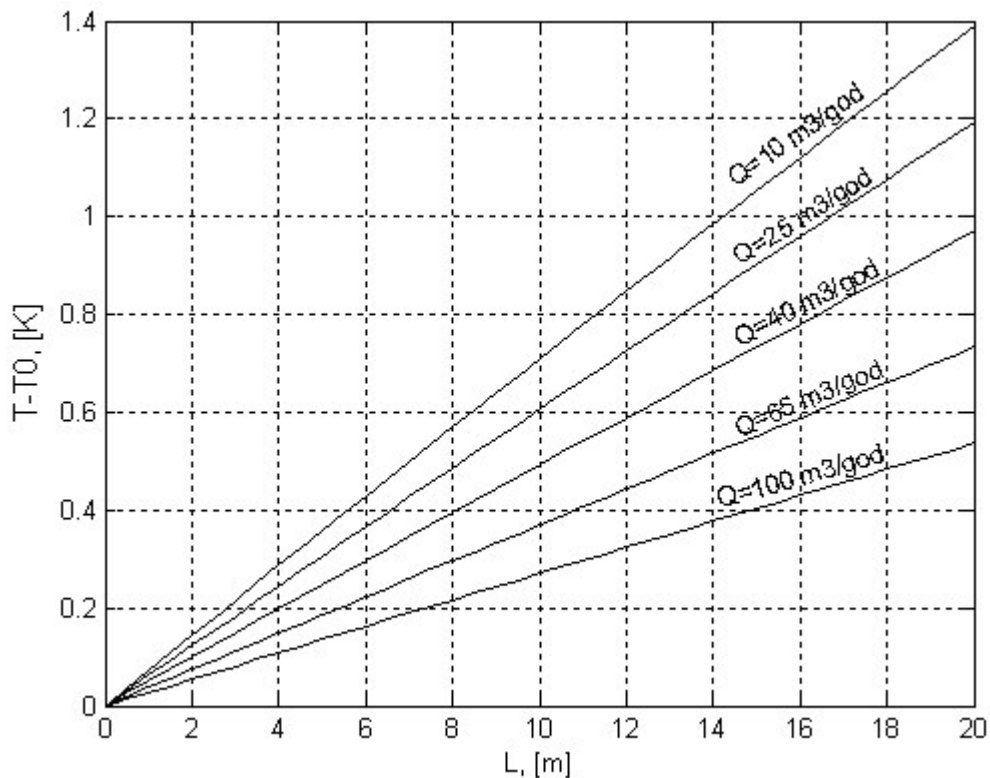


Рисунок 4.14 - Зміна відхилення температури газу від початкового значення по довжині трубопроводу на ділянці встановлення лічильника.

З рисунку (4.14) видно, що зміна відхилення температури газу по довжині трубопроводу зменшується при збільшенні витрати газу. Це пов'язано із збільшенням швидкості потоку газу при інших незмінних параметрах.

Для того, щоб зробити висновки про доцільність різних варіантів встановлення термоперетворювача на вимірювальній ділянці трубопроводу під час проектування систем обліку газу, розглянемо зміну температури газу по довжині трубопроводу в залежності від витрати на ділянці ± 2 м від місця встановлення лічильника. Залежності зміни температури газу вздовж газопроводу представлено на рисунках (4.15), (4.16).

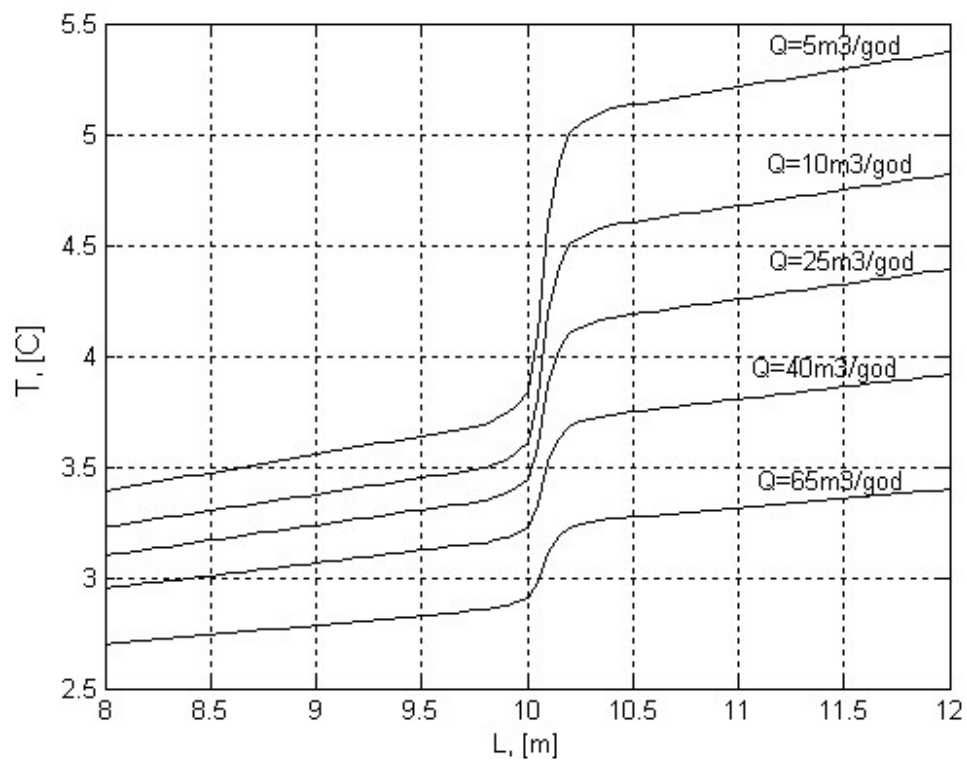


Рисунок 4.15 - Зміна температури газу по довжині трубопроводу з встановленим лічильником типорозміру (G 40).

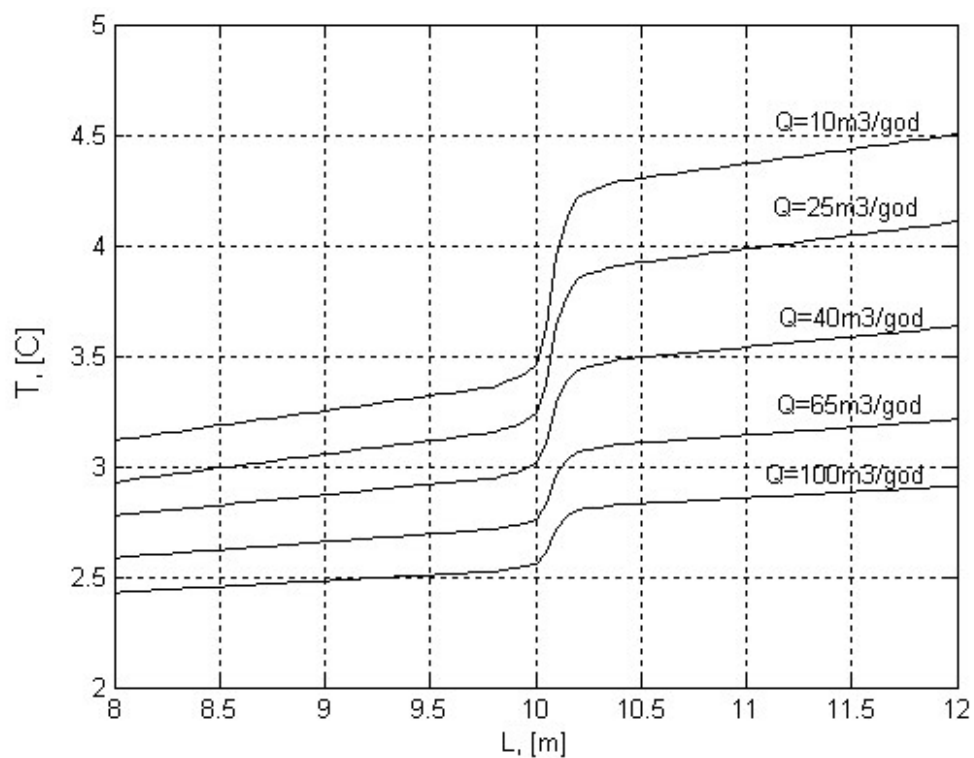


Рисунок 4.16 - Зміна температури газу по довжині трубопроводу з встановленим лічильником типорозміру (G 65).

4.5 Дослідження вимірюваної температури газу при нестаціонарному (імпульсному) режимі споживання газу

Нестаціонарний імпульсний режим відбору газу часто спостерігають на енергетичних об'єктах, зокрема котельнях, з періодичним включенням котлів. У цьому підрозділі досліджено зміну параметрів газу, зокрема і температури газу, яку реєструє термоперетворювач, що встановлений в системі вимірювання витрати з роторним лічильником газу.

Розглянуто кілька випадків застосування системи обліку. Для деяких з цих випадків визначено похибку вимірювання витрати зведеної до стандартних умов за один імпульс.

Випадок 1:

Типорозмір лічильника	Витрата газу, м ³ /год	Температура газу, °С	Температура в приміщенні котельні, °С	Тривалість зупинки котла, хв.
G40	10	2	18	2

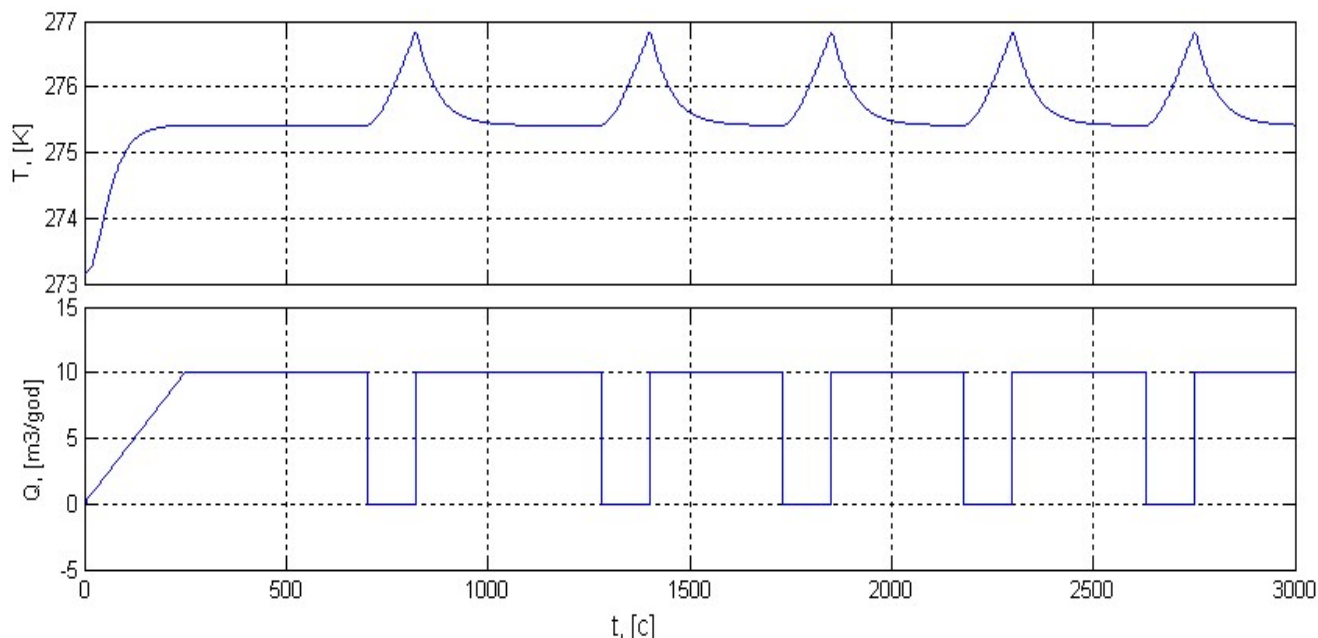


Рисунок 4.17 - Графік зміни температури газу в лічильнику, отриманої за вихідним сигналом термоперетворювача під час імпульсного режиму роботи котлоагрегату

Випадок 2:

Типорозмір лічильника	Витрата газу, м ³ /год	Температура газу, °C	Температура в приміщенні котельні, °C	Тривалість зупинки котла, хв.
G40	10	30	20	2

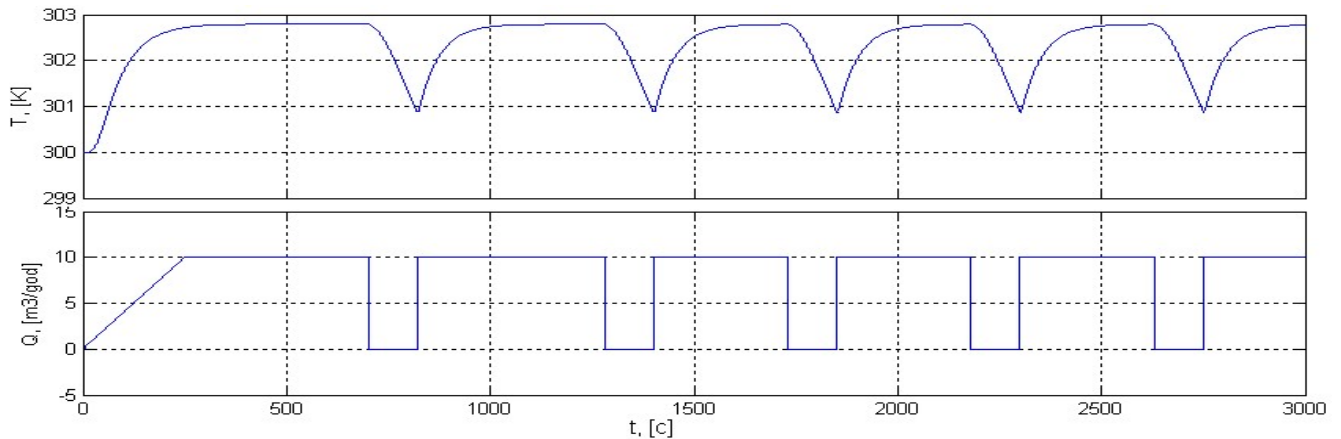


Рисунок 4.18 - Графік зміни температури газу в лічильнику, отриманої за вихідним сигналом термоперетворювача, в імпульсному режимі роботи котлоагрегату

Випадок 3:

Типорозмір лічильника	Витрата газу, м ³ /год	Температура газу, °C	Температура в приміщенні котельні, °C	Тривалість зупинки котла, хв.
G40	40	2	18	10

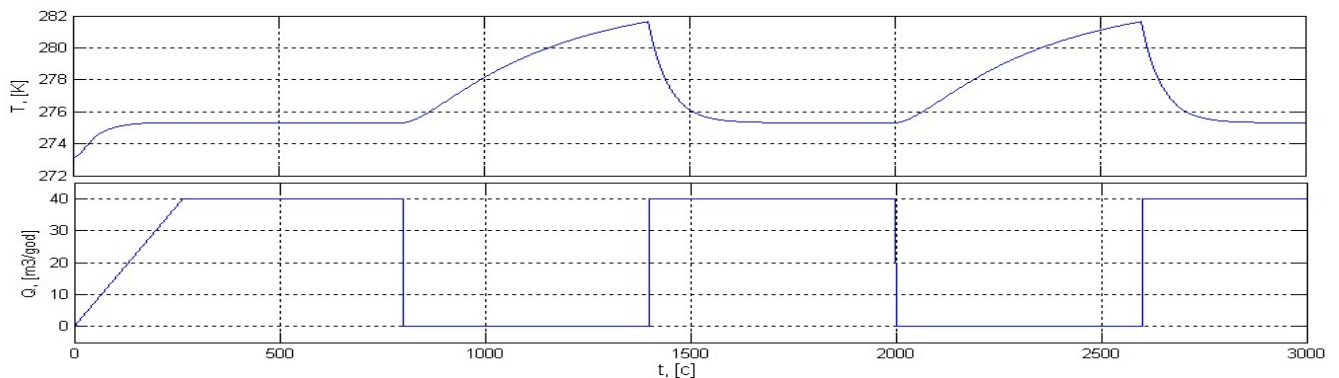


Рисунок 4.19 - Графік зміни температури газу в лічильнику, отриманої за вихідним сигналом термоперетворювача під час імпульсного режиму роботи котлоагрегату

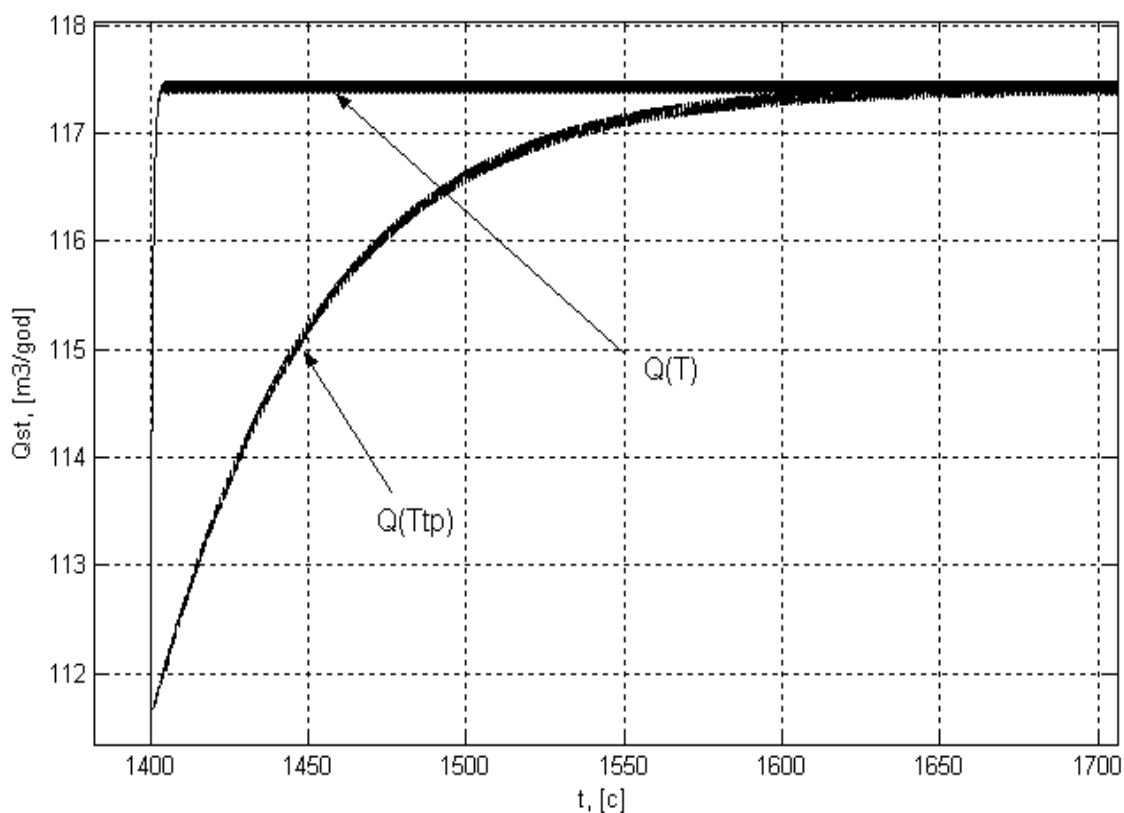


Рисунок 4.20 - Графік зміни витрати газу зведеної до стандартних умов:

$Q(T)$ – витрата отримана за температурою газу в лічильнику,

$Q(T_{tp})$ – витрата отримана за температурою, зареєстрованою термоперетворювачем

Для даного випадку похибка вимірювання витрати зведеної до стандартних умов за один імпульс становить – $0,147 \text{ м}^3/\text{год}$.

Випадок 4:

Типорозмір лічильника	Витрата газу, $\text{м}^3/\text{год}$	Температура газу, $^{\circ}\text{C}$	Температура в приміщенні котельні, $^{\circ}\text{C}$	Тривалість зупинки котла, хв.
G40	40	30	20	10

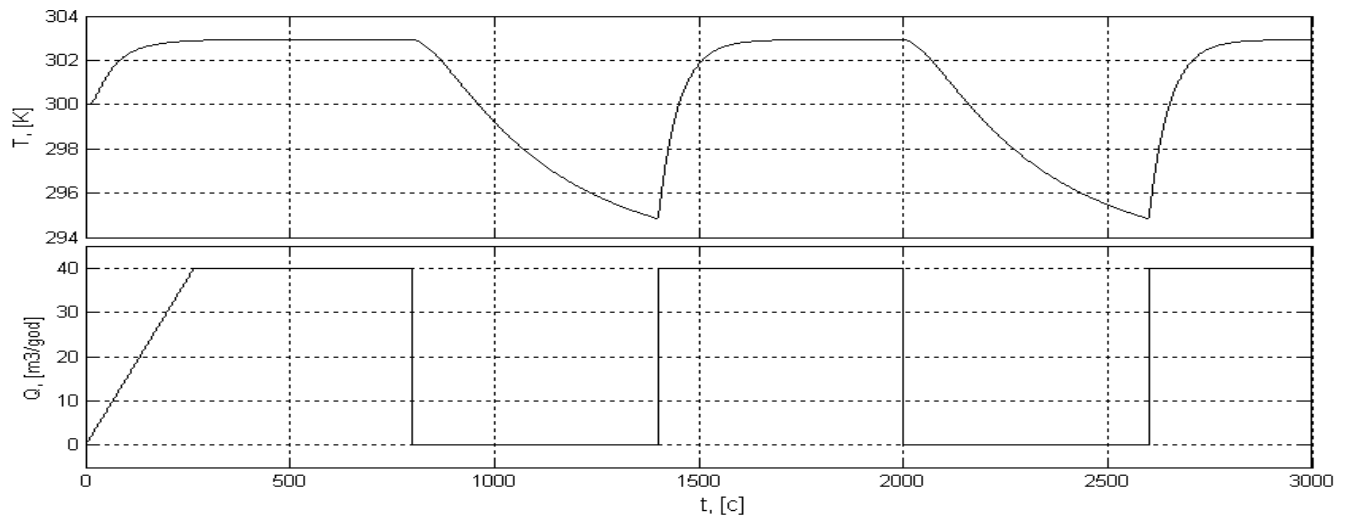


Рисунок 4.21 - Графік зміни температури газу в лічильнику, отриманої за вихідним сигналом термоперетворювача, в імпульсному режимі роботи котлоагрегату.

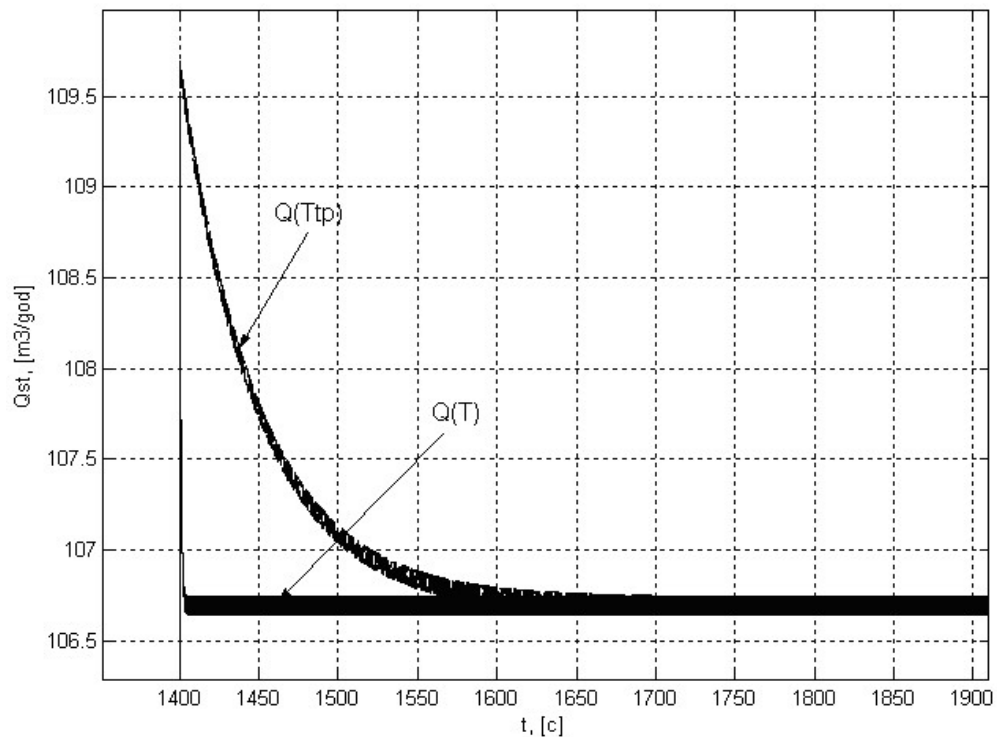


Рисунок 4.22 - Графік зміни витрати газу зведеної до стандартних умов:

$Q(T)$ – витрата отримана за температурою газу в лічильнику,

$Q(T_{tr})$ – витрата отримана за температурою, зареєстрованою термоперетворювачем.

Для даного випадку похибка вимірювання витрати зведеної до стандартних умов за один імпульс становить – $0,082 \text{ м}^3/\text{год}$.

Випадок 5:

Типорозмір лічильника	Витрата газу, м ³ /год	Температура газу, °C	Температура в приміщенні котельні, °C	Тривалість зупинки котла, хв.
G65	40	2	18	10

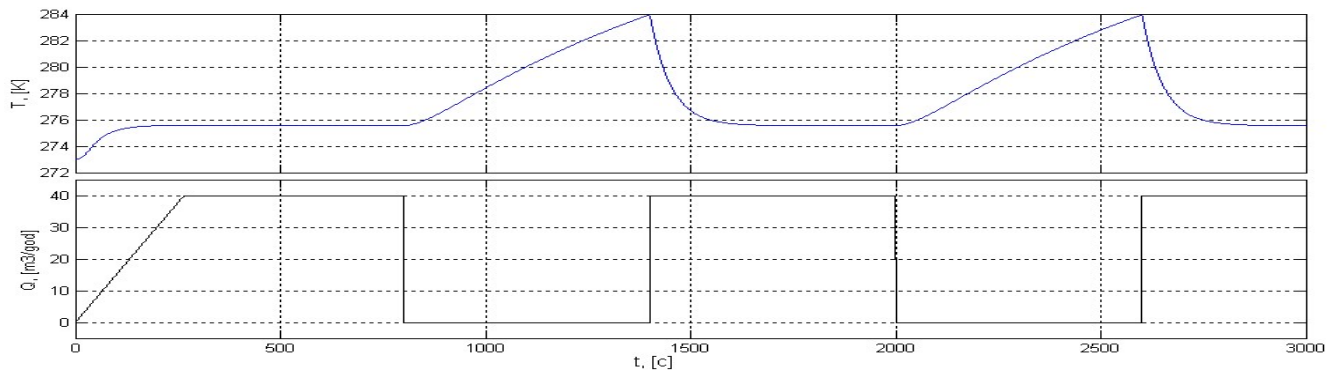


Рисунок 4.23 - Графік зміни температури газу в лічильнику, отриманої за вихідним сигналом термоперетворювача під час імпульсного режиму роботи котлоагрегату

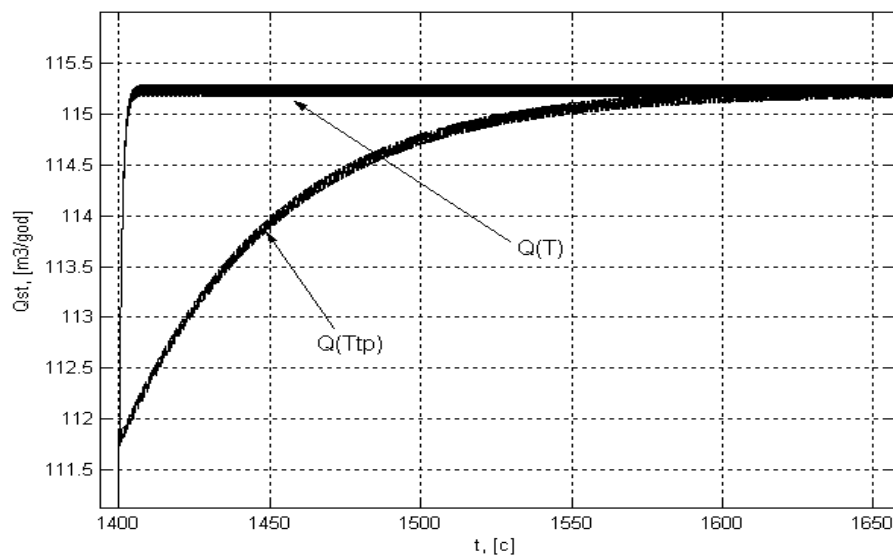


Рисунок 4.24 - Графік зміни витрати газу зведеної до стандартних умов:

$Q(T)$ – витрата отримана за температурою газу в лічильнику,

$Q(T_{tr})$ – витрата отримана за температурою, зареєстрованою термоперетворювачем.

Для даного випадку похибка вимірювання витрати приведеної до стандартних умов за один імпульс становить – 0,102 м³/год.

Випадок 6:

Типорозмір лічильника	Витрата газу, м ³ /год	Температура газу, °C	Температура в приміщенні котельні, °C	Тривалість зупинки котла, хв.
G65	40	30	20	10

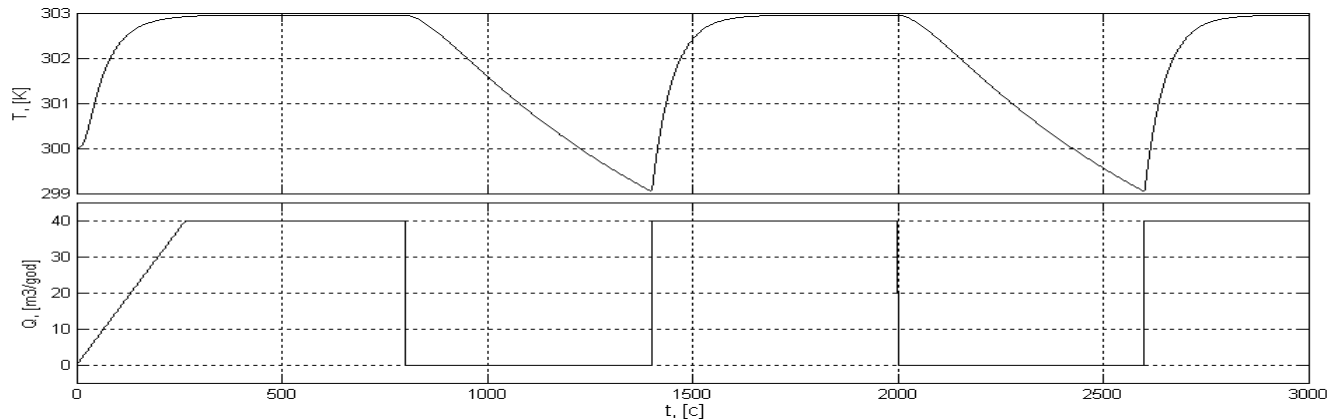


Рисунок 4.25 - Графік зміни температури газу в лічильнику, отриманої за вихідним сигналом термоперетворювача під час імпульсного режиму роботи котлоагрегату

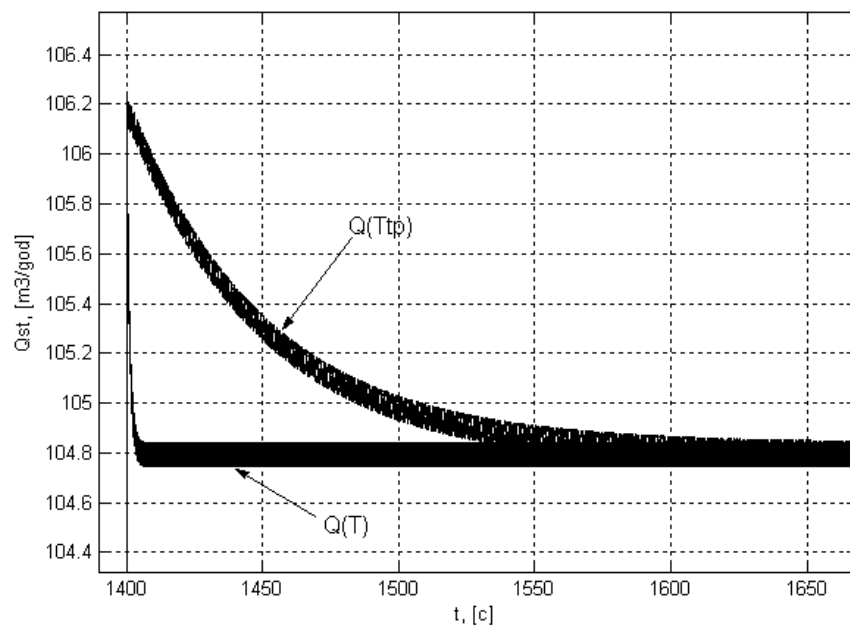


Рисунок 4.26 - Графік зміни витрати газу зведеної до стандартних умов:

$Q(T)$ – витрата отримана за температурою газу в лічильнику,

$Q(T_{tp})$ – витрата отримана за температурою, зареєстрованою термоперетворювачем

Для даного випадку похибка вимірювання витрати приведеної до стандартних умов за один імпульс становить – 0,039 м³/год.

Випадок 7:

Виконано моделювання процесу споживання газу, коли тривалість імпульсів та пауз між ними становлять 15 хв. Стала часу термоперетворювача становить 1 хв. Результати моделювання представлено у роботах [114, 115, 116]. Зокрема на рисунках 4.27, 4.28 зображено перехідні процеси у системі обліку.

З результатів моделювання (рис. 4.27, 4.28) видно, що при імпульсних режимах роботи вузла обліку в умовах, коли температура потоку газу є нижчою за температуру навколишнього повітря ($T_{газ} < T_{нов}$), похибка вимірювання температури, зумовлена інерційністю термоперетворювача ΔT_{in} під час увімкнення подачі газу є додатною, а похибки вимірювання витрати та об'єму ΔF_c та ΔV_c – від'ємними. Це означає, що на вузлі обліку газу має місце заниження виміряного об'єму спожитого газу.

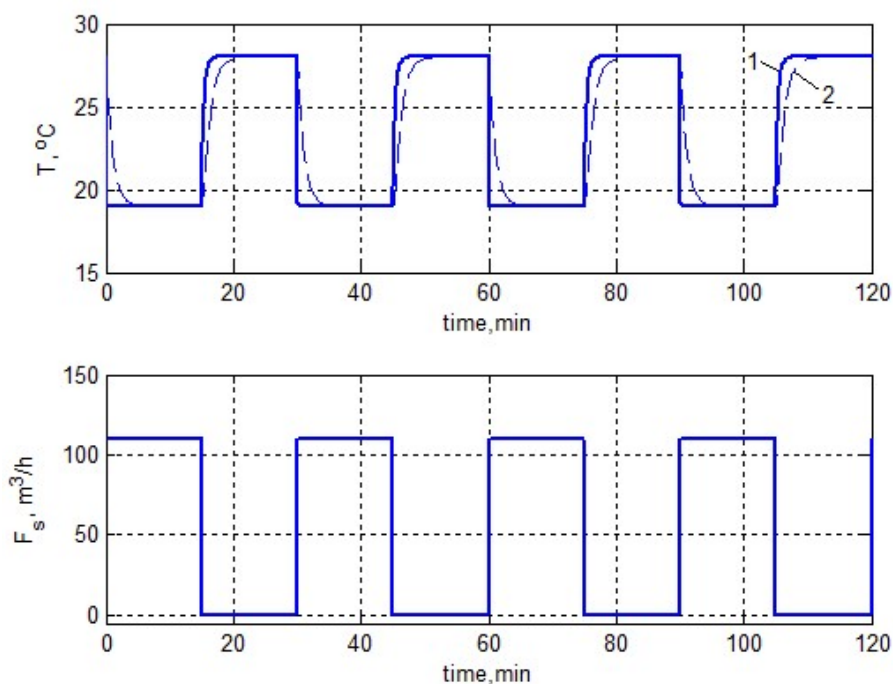


Рисунок 4.27 - Зміна витрати та температури газу: 1 – дійсне значення температури газу; 2 – виміряне значення температури газу

Для звичайної системи обліку зменшити похибку ΔT_{in} можна шляхом застосування таких заходів: встановлення малоінерційних термоперетворювачів безпосередньо в потік газу; встановлення вузлів обліку газу в умовах, коли

температура потоку газу рівна температурі навколишнього повітря; налагодження неперервного режиму протікання газу через вузол обліку.

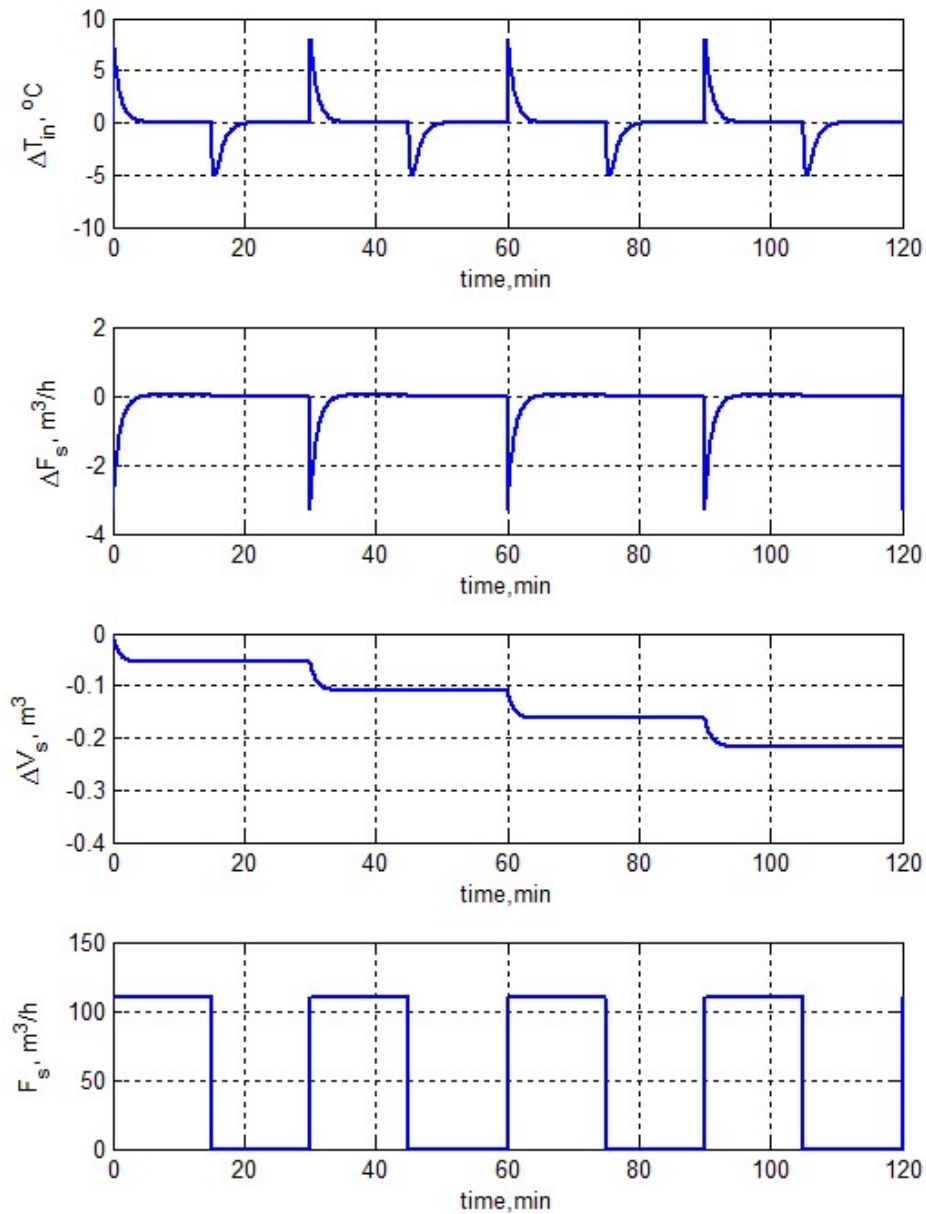


Рис.4.28 - Графіки зміни витрати газу та похибок ΔT_{in} , ΔF_s , та ΔV_s

Однак пропоновані заходи не завжди вдається реалізувати в реальній вимірювальній системі. Тому автором пропонується виконати компенсацію інерційності сигналу термоперетворювача за допомогою введення в канал вимірювання температури коректувальної ланки.

Результати моделювання, отримані при дослідженнях зміни температури газу в лічильнику при імпульсному режимі споживання газу зібрано у таблиці

4.4, де для аналізованих випадків представлено похибку вимірювання об'єму газу за один імпульс, добу та місяць для лічильників типорозміру G 40 та G 65.

Таблиця 4.1.

№ з/п	Типорозмір лічильника	Температура газу, °C	Температура повітря, °C	Тривалість імпульсу, с	ΔQ , м ³ /год		
					За один імпульс	За добу	За місяць
1	G 40	2	18	1210	-0,147	-10,496	-314,895
2	G 40	30	20	1210	+0,082	+5,855	+175,656
3	G 65	2	18	1210	-0,102	-7,283	-218,499
4	G 65	30	20	1210	+0,039	+2,784	+83,541

З отриманих результатів видно, що під час нестаціонарного (імпульсного) режиму відбору газу, система вимірювання може мати як додатну так від'ємну похибку вимірювання витрати та об'єму газу зумовлену впливом інерційності термоперетворювача. Зокрема для зимового періоду, коли температура газу є значно нижчою від температури повітря, в автоматизованій системі вимірювання витрати та об'єму виникає від'ємна похибка, яка може формувати небаланс об'єму газу в газорозподільній чи газотранспортній мережі. Тому надзвичайно важливо розробити заходи для зменшення цієї додаткової похибки.

4.6 Розроблення коректувальної ланки для компенсації впливу інерційності термоперетворювача при нестаціонарному (імпульсному) режимі споживання газу

Як видно з підрозділу 4.5, одною з головних причин виникнення динамічної похибки вимірювання витрати та об'єму газу під час нестаціонарного імпульсного режиму споживання газу є інерційність термоперетворювача, застосованого для вимірювання температури газу в газопроводі. Ця інерційність може бути компенсована за допомогою введення в канал вимірювання температури коректувальної ланки. Автором запропоновано застосувати коректувальну ланку, що представлена такою передавальною функцією:

$$W(s) = k \frac{T_{k1}s + 1}{T_{k2}s + 1} \quad (4.54)$$

де T_{k1} , T_{k2} – сталі часу коректувальної ланки; s – оператор Лапласа.

Передавальній функції (4.54) відповідає диференціальне рівняння:

$$T_{k2} \frac{dy}{dt} + y = k \left(T_{k1} \frac{dx}{dt} + x \right). \quad (4.55)$$

Щоб перейти до різницевого рівняння та реалізувати різницеве рівняння в алгоритмах адаптивної системи вимірювання застосуємо метод зворотної різниці. Тобто похідну від вхідного та вихідного сигналу представимо як відношення приросту функції до зміни аргументу. Тоді отримаємо:

$$T_{k2} \frac{y_i - y_{i-1}}{\Delta t} + y_i = k \left(T_{k1} \frac{x_i - x_{i-1}}{\Delta t} + x_i \right). \quad (4.55)$$

Виконавши прості перетворення отримуємо:

$$y_i = \frac{T_{k2}}{T_{k2} + \Delta t} y_{i-1} + k \frac{T_{k1} + \Delta t}{T_{k2} + \Delta t} x_i - k \frac{T_{k1}}{T_{k2} + \Delta t} x_{i-1}. \quad (4.56)$$

Або, ввівши позначення відповідних постійних величин:

$$y_i = a \cdot y_{i-1} + k(b_1 \cdot x_i + b_0 \cdot x_{i-1}), \quad (4.57)$$

$$\text{де } a = \frac{T_{k2}}{T_{k2} + \Delta t}; \quad b_1 = \frac{T_{k1} + \Delta t}{T_{k2} + \Delta t}; \quad b_0 = -\frac{T_{k1}}{T_{k2} + \Delta t}.$$

Різницеве рівняння (4.57) може бути реалізоване в алгоритмах адаптивної системи вимірювання витрати та дає можливість компенсувати інерційність термоперетворювача. Точність цієї апроксимації залежить від величини кроку дискретизації сигналу температури Δt . Чим менше Δt , тим точніша апроксимація.

В сучасних системах обліку на основі мікропроцесорних контролерів крок дискретизації становить, як правило від кількох до кількох десятків мікросекунд, тому дозволяє досягнути доброї якості компенсації інерційності термоперетворювача.

Висновки до розділу 4

Під час виконання розділу 4 отримано такі нові результати та висновки:

- на основі розгляду у сукупності рівнянь збереження маси та енергії, законів руху газу в газопроводі, рівняння стану газу розроблено математичну модель теплообмінних процесів у довгому трубопроводі та лічильнику газу, що дало можливість виконати аналіз похибок вимірювання температури, витрати та об'єму газу за різних режимів потоку газу;

- застосовуючи розроблену математичну модель досліджено зміну температури газу вздовж газопроводу а також у роторному лічильнику газу під час стаціонарного та нестаціонарного (імпульсного) режиму протікання газу. Встановлено, що однією з причин виникнення динамічної похибки вимірювання температури газу підчас імпульсного режиму відбору газу є інерційність термоперетворювача;

- запропоновано ввести послідовно в канал вимірювання температури коректувальну ланку; розроблено передавальну функцію та різницеve рівняння коректувальної ланки для зменшення впливу інерційності термоперетворювача на вимірюване значення витрати та об'єму газу під час нестаціонарного (імпульсного) режиму відбору газу.

РОЗДІЛ 5

РОЗРОБЛЕННЯ АДАПТИВНОЇ СИСТЕМИ ВИМІРЮВАННЯ КІЛЬКОСТІ ПЛИННИХ СЕРЕДОВИЩ

5.1 Методологія розроблення адаптивної системи вимірювання витрати та кількості плинного енергоносія.

Розроблення адаптивних систем вимірювання витрати є актуальним завданням для систем на основі витратомірів, а також лічильників газу та дає можливість покращити технічні та метрологічні характеристики цих систем. Сучасні промислові системи вимірювання об'єму газу на основі лічильників газу, які містять у своєму складі коректори об'єму газу, приводять об'єм газу, виміряний за робочих умов, до стандартних умов реалізуючи рівняння [106]

$$V_c = V_p \cdot (P_c / T_c) / (P / T \cdot K), \quad (5.1)$$

де V_c , V_p – об'єм газу відповідно за стандартних умов та за реальних (робочих) умов вимірювання; P , T – абсолютний тиск і температура газу в реальних умовах вимірювання; P_c , T_c – абсолютний тиск і температура газу за стандартних умов; K – коефіцієнт стисливості газу.

Розглядаючи формулу (1) як функціональну залежність $V_c = f(V_p, P, T, K)$ та застосувавши до неї правило визначення комбінованої стандартної невизначеності [118] отримують рівняння комбінованої відносної невизначеності об'єму газу вимірюваного системою обліку з коректором

$$u'_{V_c} = \sqrt{u'^2_{V_p} + u'^2_P + u'^2_T + u'^2_K + u'^2_{овк}}, \quad (5.2)$$

де u'_{V_p} - відносна стандартна невизначеність (далі невизначеність) вимірюваного лічильником газу об'єму за робочих умов; u'_P - невизначеність вимірюваного значення абсолютного тиску газу; u'_T - невизначеність вимірюваного значення абсолютної температури газу; u'_K - невизначеність обчислення коефіцієнта стисливості газу; $u'_{овк}$ - невизначеність обчислення об'єму газу за стандартних умов мікропроцесорним обчислювачем коректора.

Нормативними та методичними документами в Україні передбачено декілька способів нормування похибки коректорів об'єму газу [106]. Серед них два такі основні способи [106]:

- нормування похибки обчислювача, вимірювального перетворювача тиску, вимірювального перетворювача температури як окремих приладів та обчислення похибки коректора за квадратичною залежністю на основі похибок окремих компонентів;

- нормування похибки коректора як комплектного пристрою, до складу якого входять обчислювач, вимірювальний перетворювач тиску, вимірювальний перетворювач температури.

За першого способу нормування невизначеність системи вимірювання об'єму обчислюють за формулою (5.2), а за другого за такою формулою

$$u'_{V_C} = \sqrt{u'^2_{V_p} + u'^2_{кор}}, \quad (5.3)$$

де $u'_{кор}$ - складова невизначеності вимірювання об'єму газу внаслідок перетворення сигналу від лічильника газу, вимірювання тиску і температури газу та обчислення об'єму газу зведеного до стандартних умов.

Кожна із складових невизначеності у формулах (2), (3) може містити додаткові складові:

$$u'_x = \sqrt{u'^2_{Ox} + u'^2_{Дx}}, \quad (5.4)$$

де u'_{Ox} - основна складова невизначеності результату визначення величини x ; $u'_{Дx}$ - сумарна додаткова складова невизначеності величини x , $x = [V_p, P, T, K]$.

Тоді із врахуванням додаткових складових формули (2), (3) будуть мати вигляд:

$$u'_{V_C} = \sqrt{u'^2_{OV_p} + u'^2_{Op} + u'^2_{OT} + u'^2_{OK} + u'^2_{овк} + \sum_{i=1}^m u'^2_{Di}}, \quad (5.5)$$

$$u'_{V_C} = \sqrt{u'^2_{OV_p} + u'^2_{кор} + \sum_{i=1}^m u'^2_{Di}}, \quad (5.6)$$

де m – кількість виявлених додаткових складових невизначеності величин V_p, p, T, K . Потрібно відзначити, що квадратичне підсумовування додаткових

складових невизначеності є справедливим за умови, що ці складові є випадковими.

Основні складові невизначеності, що входять до формул (5.5), (5.6), можуть бути визначені на основі характеристик похибок лічильника газу, вимірювальних перетворювачів тиску та температури газу, обчислювача, що подані виробниками у технічній документації. Зокрема, невизначеності вимірюваних значень тиску, температури газу доцільно визначати на основі границь основної похибки визначених для діапазону вимірювання кожного перетворювача. Однак основна складова невизначеності вимірюваного об'єму газу за робочих умов також потребує окремих досліджень, оскільки є залежністю від витрати газу, облікованого об'єму газу.

Окремі додаткові складові невизначеності також можуть бути обчислені на основі даних виробників. Однак багато додаткових складових невизначеності вимірюваного значення об'єму газу мають бути виявлені за результатами додаткових досліджень. Автором виконано дослідження основної та додаткових складових похибки вимірювання об'єму газу за допомогою лічильників газу, результати яких представлено в працях [92, 97]. У цих працях отримано, зокрема, залежності похибки роторних лічильників газу від облікованого об'єму газу [92], а також залежності похибки роторних лічильників газу від вимірюваної витрати газу [97], які пропонується застосувати для розроблення адаптивних систем вимірювання витрати та кількості газу.

Методологія розроблення автоматизованої адаптивної системи вимірювання витрати плинного середовища заснована на застосуванні алгоритмічних методів адаптації системи до умов застосування. У якості критерію для формування алгоритмів адаптації є досягнення мінімальної абсолютної невизначеності вимірюваного значення об'єму газу протягом фіксованого періоду часу.

Формули (5.5) та (5.6) дають можливість оцінити невизначеність вимірюваного значення об'єму газу за фіксованих умов, коли усі складові невизначеності є постійними. Однак окремі складові невизначеності об'єму газу залежать від вимірюваного значення витрати. Значення витрати може змінюватися під час експлуатації систем вимірювання об'єму у широких межах,

що необхідно враховувати під час оцінювання невизначеності вимірюваного значення об'єму газу.

Оцінювання абсолютної невизначеності u_{V_c} об'єму газу вимірюваного приладовою системою протягом певного періоду часу в умовах змінної витрати може бути виконане за формулою

$$u_{V_c} = \int_0^{\tau} V_Q(t) \cdot u'_{V_c}(t) dt. \quad (5.7)$$

де u_{V_c} - абсолютна стандартна невизначеність вимірюваного значення об'єму газу (за ст.ум.); $V_Q(t)$ - залежність об'єму газу, облікованого системою за одиницю часу, від часу; $u'_{V_c}(t)$ - залежність відносної стандартної невизначеності вимірюваного значення об'єму газу від часу.

Для реалізації формули (5.7) необхідно мати інформацію про зміну об'єму газу, облікованого системою за одиницю часу, $V_Q(t)$ протягом досліджуваного періоду часу та про зміну невизначеності $u'_{V_c}(t)$ в часі, що утруднює практичне застосування цієї формули. Зокрема, оцінювання невизначеності $u'_{V_c}(t)$ у кожен фіксований момент часу може бути виконане за формулами (5), (6). Більшість складових невизначеності, що входять у ці формули, можна розглядати як константи в умовах застосування систем обліку природного газу. Так невизначеність вимірюваного значення абсолютного тиску газу u'_p , невизначеність вимірюваного значення абсолютної температури газу u'_T ; невизначеність обчислення коефіцієнта стисливості газу u'_k , невизначеність обчислення об'єму газу за стандартних умов мікропроцесорним обчислювачем коректора $u'_{ок}$ є, як правило, незмінними під час експлуатації приладових систем обліку газу. Однак відносна стандартна невизначеність вимірюваного лічильником газу об'єму u'_{V_p} залежить від витрати газу через лічильник [9]. Оскільки витрата газу у вимірювальних трубопроводах змінюється в часі, то невизначеність $u'_{V_c}(t)$ також буде змінюватися в часі.

Похибку лічильників газу роторного, турбінного типу, ультразвукових нормують під час випуску з виробництва згідно вимог нормативних документів

[10 - 12] та під час періодичної повірки згідно стандарту [13], у двох діапазонах витрати: $Q_{min} \leq Q < Q_t$, $Q_t \leq Q < Q_{max}$. Якщо протягом часу визначення u_{V_c} витрата газу перебуває у одному із вказаних діапазонів, то границя основної похибки лічильника газу є незмінною, а отже також є незмінною і визначена на основі цієї похибки основна складова невизначеності вимірюваного значення об'єму в робочих умовах u'_{ov_p} . Тоді, за умови що додаткові складові невизначеності є незалежними від витрати та незмінними, із (5.5), (5.6) випливає, що незмінною в часі є також і невизначеність u'_{V_c} . За таких умов отримуємо:

$$u'_{V_c} = \begin{cases} u'_{V_c}(u'_{ovp1}), & Q_t \leq Q \leq Q_{max}; \\ u'_{V_c}(u'_{ovp2}), & Q_{min} \leq Q < Q_t. \end{cases} \quad (5.8)$$

Отже, за умови відсутності додаткових результатів досліджень та залежності невизначеності $u'_{V_c}(t)$ від часу абсолютна невизначеність об'єму газу u_{V_c} , вимірюваного за проміжок часу τ , може бути обчислена за формулою (5.7) для умов, коли витрата газу змінюється в широких межах із врахуванням виразу (5.8) та нормованих значень похибки лічильника газу у окремих діапазонах зміни витрати. Належність витрати газу до одного з піддіапазонів може бути встановлена в реальному часі в алгоритмах коректора об'єму газу, або в системі диспетчеризації на основі архіву значень параметрів потоку газу.

Як вже вказано вище, незалежно від способу нормування похибок коректора об'єму газу невизначеність вимірюваного значення об'єму газу за робочих умов u'_{V_p} залежить від витрати газу. Це показано нами у працях [97, 119]. Загальновідомо, що цю невизначеність знаходять на основі значень похибки лічильника газу. Додаткові складові невизначеності, які входять у рівняння (5.5), (5.6) є складними функціями багатьох параметрів і кожна з цих складових потребує окремого розгляду.

У роботі [97] нами виконано статистичне опрацювання результатів метрологічної перевірки промислових роторних лічильників газу типу РГ, РГ-К та розроблено аналітичні залежності основної похибки роторних лічильників газу від витрати газу. Ці залежності представлено у розділі 2.

Такі ж дослідження виконано авторами для промислових турбінних лічильників газу типу ЛГ, ЛГ-К. Залежності основної похибки турбінних лічильників газу від витрати газу представлено у розділі 3.

Потрібно наголосити, що залежності, представлені у розділах 2, 3, розроблено на основі великої кількості результатів метрологічної перевірки промислових лічильників газу. Авторами зібрано та опрацьовано 545 протоколів метрологічної перевірки промислових роторних та турбінних лічильників газу. Отже розроблені залежності можна обґрунтовано застосовувати для обчислення основної похибки лічильника газу в залежності від відносної витрати газу $Q_{rel} = Q / Q_{max}$.

Наявність залежностей похибки лічильника, а відповідно і невизначеності вимірюваного значення об'єму газу за робочих умов від відносної витрати $u'_{V_r} = f(Q_{rel})$ дає можливість перетворити формулу (5.7) до виду

$$u_{V_c} = \int_0^{\tau} V_Q(t) \cdot u'_{V_c}(Q_{rel}) dt, \quad (5.9)$$

де Q_{rel} – відносна витрата газу через лічильник.

Рівняння (5.9) може бути реалізоване простим шляхом на основі відомих значень об'єму газу, тиску та температури газу. Обчислювачі витрати призначені для комерційного обліку газу зберігають архіви зміни цих параметрів у часі, а системи диспетчеризації забезпечують передавання цих архівів від обчислювачів до диспетчерських центрів газотранспортних та газорозподільних організацій. Тому рівняння (5.9) може бути реалізоване і в алгоритмах коректорів, і в системі диспетчеризації газотранспортної чи газорозподільної мережі.

Авторами пропонується застосувати один із числових методів інтегрування та реалізувати залежність (5.9) в алгоритмі коректора об'єму газу у рекурентній формі. Зокрема для методу прямокутників отримуємо рекурентне рівняння (5.10), що реалізує формулу (5.9):

$$u_{V_{c(i)}} = u_{V_{c(i-1)}} + V_{Q(i)} \cdot u'_{V_c}(Q_{rel(i)}) \cdot \Delta t, \quad (5.10)$$

$$V_{Q(i)} = \frac{V_{c(i)} - V_{c(i-1)}}{\Delta t}, \quad (5.11)$$

$$Q_{rel(i)} = \frac{V_{r(i)} - V_{r(i-1)}}{\Delta t \cdot Q_{max}}, \quad (5.12)$$

де $u_{V_{bc(i)}}$, $u_{V_{bc(i-1)}}$ - абсолютна невизначеність об'єму газу за стандартних умов, визначена для i -го та $(i-1)$ -го запису в архіві коректора; $V_{c(i)}$, $V_{c(i-1)}$ - значення об'єму газу за стандартних умов збережене в i -му та $(i-1)$ -му записі архіву коректора; $u'_{V_c}(Q_{r(i)})$ - відносна стандартна невизначеність об'єму газу за стандартних умов, обчислена із врахуванням залежності $u'_{V_r} = f(Q_{rel})$; $Q_{rel(i)}$ - значення відносної витрати газу обчислене на основі поточного $V_{r(i)}$ та попереднього $V_{r(i-1)}$ значень об'єму газу за робочих умов, збережених в архіві коректора об'єму газу; Δt - інтервал формування записів у архіві коректора об'єму газу; Q_{max} - максимальна вимірювана витрата газу для відповідного типорозміру лічильника газу.

Методологія розроблення автоматизованої адаптивної системи вимірювання витрати плинного енергоносія із застосуванням лічильника об'єму газу передбачає виконання таких етапів:

- аналіз основної та додаткових складових невизначеності вимірюваних параметрів V_p , p , T , на основі технічної документації виробників лічильників газу та вимірювальних перетворювачів тиску і температури; аналіз основної та додаткових складових невизначеності коефіцієнта стисливості K на основі даних методичних документів з обчислення цього параметра; визначення переліку додаткових складових невизначеності, що можуть мати значний вплив на результати вимірювання в умовах застосування конкретної системи вимірювання об'єму газу;
- виконання експериментальних досліджень, або статистичне опрацювання результатів метрологічної перевірки лічильників газу для розроблення залежностей основної похибки лічильника газу від відносної витрати газу $\delta_{V_r} = f(Q_{rel})$; методика опрацювання результатів метрологічної перевірки лічильників газу та розроблення залежностей

$\delta_{V_r} = f(Q_{rel})$ представлена авторами в роботі [97]; оцінювання основної складової невизначеності вимірюваного об'єму газу за робочих умов із застосуванням отриманих залежностей $\delta_{V_r} = f(Q_{rel})$;

- розроблення алгоритму коректування значення вимірюваного об'єму газу за робочих умов із врахуванням невилученої систематичної похибки обчисленої за залежністю $\delta_{V_r} = f(Q_{rel})$ для кожного вимірюваного значення витрати газу; таким чином забезпечується адаптація вимірювальної системи до умов застосування для та режиму зміни витрати у вимірювальному трубопроводі із врахуванням індивідуальної для певного типорозміру лічильників залежності $\delta_{V_r} = f(Q_{rel})$;
- статистичне опрацювання результатів метрологічної перевірки лічильників газу для розроблення залежності основної похибки середньостатистичного лічильника від облікованого об'єму газу; оцінювання невилученої систематичної похибки, її постійної та прогресуючої складової; методика виконання таких досліджень та її застосування для роторних лічильників газу представлена авторами у роботі [97];
- виконання експериментальних досліджень для оцінювання додаткових складових невизначеності вимірюваного значення об'єму газу та визначення можливостей удосконалення системи вимірювання для мінімізації цих додаткових складових;
- розроблення алгоритму обчислення відносної невизначеності вимірюваного значення об'єму газу за стандартних умов $u'_{V_C}(Q_{r(i)})$ за формулами (5.4), (5.5) із врахуванням залежності $u'_{V_r} = f(Q_{rel})$;
- розроблення алгоритму обчислення абсолютної невизначеності вимірюваного значення об'єму газу за стандартних умов протягом визначеного інтервалу часу $u_{V_{bc}}$ за рекурентним рівнянням (10) на основі значень об'єму газу за робочих умов та об'єму газу за стандартних умов, збережених в архіві коректора об'єму газу; застосування значення

абсолютної невизначеності $u_{V_{bc}}$ для оцінювання ймовірного значення небалансу об'єму газу в газопровідній системі.

- розроблення алгоритму контролю зміни основної похибки лічильника газу на основі залежностей основної похибки середньостатистичного лічильника від облікованого об'єму газу; для промислових роторних лічильників газу аналітичні залежності представлено у розділі 2.

у випадку виявлення перевищення основною похибкою допустимого значення, визначеного для відповідного типу ЛГ нормативними документами, формування діагностичного повідомлення коректора про необхідність позачергової перевірки лічильника та запис цього повідомлення в архів аварій;

- реалізація адаптивного алгоритму коректування вимірюваного об'єму газу за робочих умов із врахуванням залежності $\delta_{V_r} = f(Q_{rel})$, алгоритму обчислення невизначеності вимірюваного значення об'єму газу за стандартних умов $u'_{V_{bc}}(Q_{rel(i)})$, алгоритму обчислення абсолютної невизначеності вимірюваного значення об'єму газу за стандартних умов протягом визначеного інтервалу часу $u_{V_{bc}}$ та алгоритму контролю зміни основної похибки лічильника газу у програмі мікропроцесорного коректора об'єму газу;
- удосконалення програми формування архіву коректора об'єму газу для збереження в архіві значень невизначеностей $u'_{V_{bc}}(Q_{rel(i)})$ та $u_{V_{bc}}$;
- для систем вимірювання, які працюють в умовах з імпульсною витратою газу, впровадження алгоритму опрацювання сигналу температури для компенсації інерційності термоперетворювача та зменшення динамічної похибки вимірювання витрати та кількості плинного середовища.

Застосування цієї методології дає можливість розробляти автоматизовані адаптивні системи вимірювання об'єму газу, які забезпечують коректування вимірюваного значення об'єму газу за робочих умов із врахуванням невилученої систематичної похибки лічильника газу, визначеної за індивідуальною для певного типорозміру лічильників залежністю $\delta_{V_r} = f(Q_{rel})$.

5.2 Розроблення алгоритмів адаптивної системи

Реалізуючи методологію розроблення автоматизованої адаптивної системи вимірювання витрати плинного енергоносія із застосуванням лічильника об'єму газу розроблено такі алгоритми:

- алгоритм коректування вимірюваного значення об'єму газу на основі розроблених аналітичних залежностей похибки лічильника від витрати газу;
- алгоритм контролю прогресуючої складової похибки за інтегральним значенням об'єму та формування діагностичного повідомлення про необхідність позачергової повірки лічильника;
- алгоритм коректування вимірюваного значення температури за допомогою коректувальної ланки, що введена в канал вимірювання температури газу.

Блок-схеми розроблених алгоритмів представлено, відповідно на рисунках 5.1, 5.2, 5.3.

Як видно з рисунка 5.1, для обчислення об'єму газу за стандартних умов в обчислювач вводять:

- миттєві значення тиску, температури газу та об'єму газу за робочих умов $P_{(j)}$, $T_{(j)}$, $V_{p(j)}$, які обчислювач формує зв результатами опитування вимірювальних перетворювачів тиску, температури та лічильника газу;
- значення параметрів складу газу: густини газу за стандартних умов, вмісту азоту та вмісту вуглекислого газу $\rho_{C(k)}$, $X_{N_2(k)}$, $X_{CO_2(k)}$.

Наступним кроком у алгоритмі обчислено витрату газу за робочих умов та відносну витрату газу:

$$Q_{p(j)} = V_{p(j)} - V_{p(j-1)} / \Delta t; \quad (5.13)$$

$$q = Q_{p(j)} / Q_{ном}. \quad (5.14)$$

В наступному кроці алгоритму обчислено відносну похибку вимірювання витрати за відповідними аналітичними залежностями, що розроблені у розділах 2 і 3.

На основі обчисленого значення похибки δ у наступному кроці алгоритму виконано коректування вимірюваного значення витрати:

$$Q_{\text{кор}(j)} = Q_{\text{р}(j)} (1 - \delta/100). \quad (5.15)$$

Далі у алгоритмі виконано виклик функції розрахунку коефіцієнта стисливості газового плинного середовища та виконано його розрахунок за значеннями тиску, температури газу та значеннями параметрів складу газу:

$$K = f(p_{(j)}, T_{(j)}, \rho_{C(k)}, X_{N_2(k)}, X_{CO_2(k)}). \quad (5.16)$$

У останньому кроці алгоритму обчислено значення об'єму газу за стандартних умов на основі скоректованого значення витрати газу за робочих умов:

$$V_{c(j)} = V_{c(j-1)} + Q_{\text{кор}(j)} \cdot P_{(j)} / P_c \cdot T_c / T_{(j)} / K. \quad (5.17)$$

Цей алгоритм є також частиною наступних алгоритмів, що представлені на рисунках 5.2, 5.3.

У алгоритмі контролю прогресуючої складової похибки за інтегральним значенням об'єму (рис.5.2) додано блок розрахунку прогресуючої похибки для кожної окремої витрати:

$$\delta_{\text{рГ}(i)} = a_i v + b_i, \quad (5.18)$$

а також усередненої прогресуючої похибки для лічильника газу в цілому:

$$\delta_{\text{рГ}} = A v + B. \quad (5.19)$$

Після обчислення цих похибок відбувається перевірка умов перевищення допустимого значення похибки та виведення діагностичних повідомлень про необхідність позачергової повірки лічильника.

У алгоритмі коректування вимірюваного значення температури за допомогою коректувальної ланки, що введена в канал вимірювання температури газу додано блок коректування значення температури за різницеvim рівнянням:

$$T_{(j)} = a T_{(j-1)} + k(b_1 T_{\text{ТП}(j)} + b_0 T_{\text{ТП}(j-1)}). \quad (5.20)$$

Коректоване значення температури у наступних кроках алгоритму є аргументом для обчислення об'єму газу зведеного до стандартних умов.

Розроблені алгоритми впроваджено в програмне забезпечення обчислювача витрати та об'єму газу, на основі якого розроблено адаптивну систему вимірювання витрати плинного енергоносія (див. Акт впровадження у Додатку В).

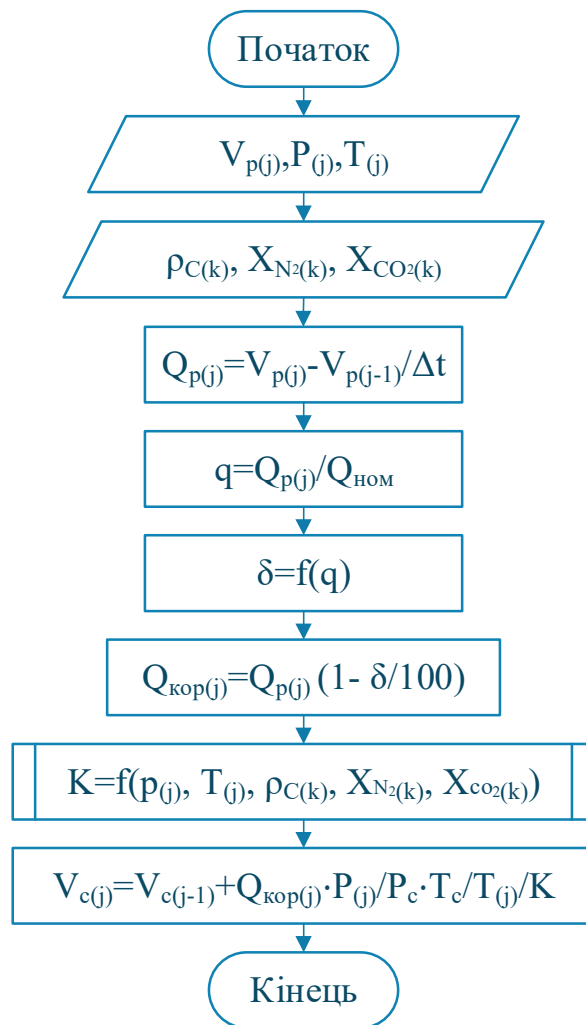


Рисунок 5.1 - Алгоритм коректування вимірюваного значення об'єму газу на основі розроблених аналітичних залежностей похибки лічильника від витрати газу

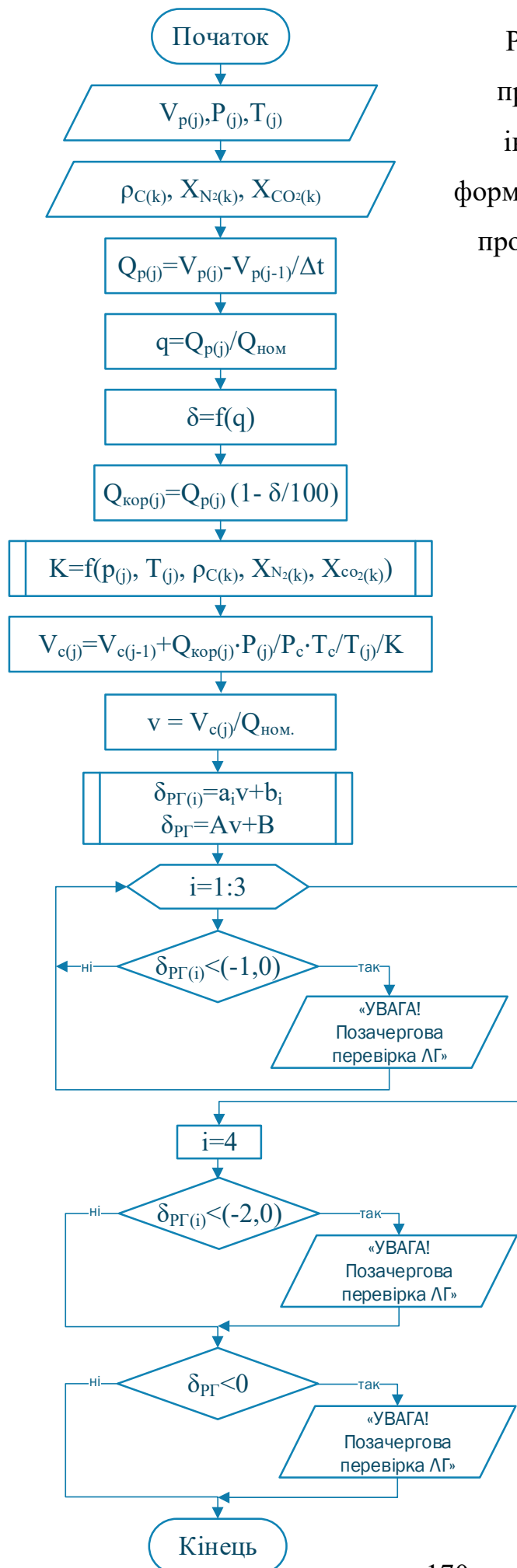


Рисунок 5.2 - Алгоритм контролю прогресуючої складової похибки за інтегральним значенням об'єму та формування діагностичного повідомлення про необхідність позачергової перевірки лічильника

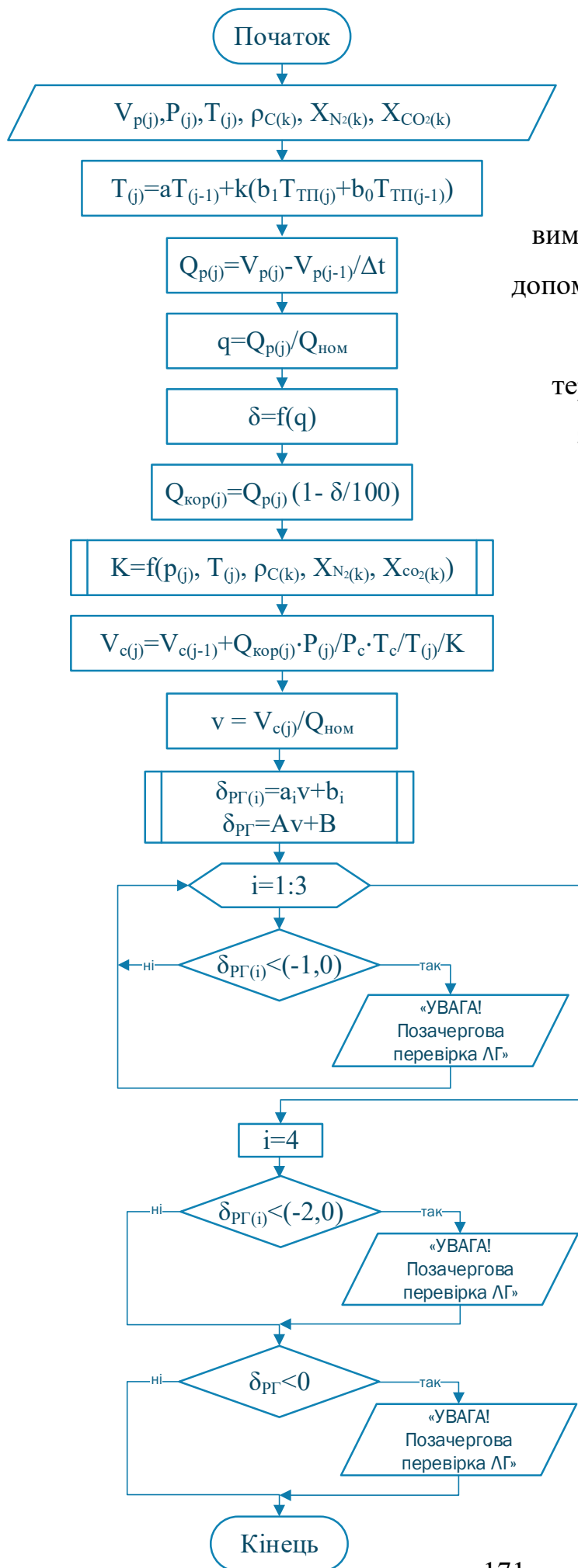


Рисунок 5.3 - Алгоритм коректування вимірюваного значення температури за допомогою введеної коректувальної ланки для зменшення впливу інерції термоперетворювача на вимірюване значення витрати та об'єму газу

Висновки до розділу 5

У п'ятому розділі отримано такі результати та висновки:

- сформовано методологію розроблення адаптивної системи вимірювання витрати та кількості плинного енергоносія; методологія передбачає застосування отриманих залежностей основної похибки лічильника від витрати та облікованого об'єму газу для розроблення алгоритмів адаптації вимірювальної системи та мінімізації невилучених систематичних складових, а також прогресуючої систематичної складової похибки вимірювання об'єму газу;

- на основі отриманих аналітичних залежностей похибки лічильників газу роторного та турбінного типів від відносного значення витрати газу розроблено алгоритм коректування вимірюваного значення об'єму газу, який забезпечує врахування невилученої систематичної похибки вимірювання витрати газу та підвищення точності вимірювання витрати і об'єму газу;

- на основі регресійних залежностей похибки роторних лічильників газу від відносного облікованого об'єму газу розроблено алгоритм контролю прогресуючої складової похибки за інтегральним значенням об'єму та формування діагностичного повідомлення про необхідність позачергової повірки лічильника;

- розроблено алгоритм коректування вимірюваного значення температури за допомогою введеної коректувальної ланки для зменшення впливу інерції термоперетворювача на вимірюване значення витрати та об'єму газу.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено важливу науково-прикладну задачу – розроблення автоматизованої системи вимірювання кількості плинного енергоносія із застосуванням алгоритмів адаптації для врахування впливу експлуатаційних факторів та підвищення точності вимірювання кількості плинного енергоносія. В роботі отримано такі нові висновки та результати:

1. Виконано аналіз літературних джерел та встановлено, що станом на сьогодні розроблено автоматизовані системи вимірювання на базі витратомірів та лічильників газу різних типів, які забезпечують основні функції системи вимірювання. Однак актуальним є впровадження до таких систем функцій їх адаптації до технологічних умов застосування та діагностики впливу характеристик потоку на точність цих систем.

2. Основна похибка роторного лічильника газу і облікований ним об'єм є корельованими величинами. Підтверджено значимість коефіцієнтів кореляції для окремих типорозмірів роторних лічильників. Для підтвердження кореляції для усіх значень витрати потрібно збільшити обсяг вибірки результатів повірки лічильників для типорозмірів РГ-40, РГ-400, РГ-600.

3. Дістала подальший розвиток методологія кореляційного аналізу результатів повірки лічильників газу для розроблення залежностей похибки лічильника від облікованого об'єму газу, зокрема, у якості аргументу цих залежностей визначено відносний об'єм, що дало можливість застосувати розроблені залежності для дослідження зміни похибки від умовного часу роботи лічильника на номінальній витраті.

4. За результатами опрацювання масивів експериментальних даних, отриманих за результатами метрологічної перевірки роторних лічильників типорозмірів РГ-40, РГ-100, РГ-250, РГ-400, РГ-600 розроблено регресійні залежності похибки середньостатистичного лічильника від відносного облікованого об'єму газу. Встановлено, що у цих лічильників присутня від'ємна за знаком невиключена систематична похибка, яка має постійну та прогресуючу складові.

5. Розроблені регресійні залежності похибки лічильників від облікованого об'єму газу дають можливість оцінити зміну основної похибки роторних лічильників газу за його облікованим об'ємом і, відповідно, прийняти рішення про виконання його позачергової метрологічної перевірки. Впровадження розроблених залежностей в автоматизовані системи вимірювання об'єму газу дає змогу в реальному часі виявляти лічильники, які працюють із значною систематичною похибкою, а отже й усувати цю похибку і таким чином зменшувати необлікований об'єм газу.

6. Розроблено аналітичні залежності похибки роторного лічильника газу від відносного значення витрати газу для відповідних типорозмірів лічильників. Отримані залежності дають можливість обчислити невилучену систематичну складову похибки вимірювання витрати газу за робочих умов для вимірюваного значення витрати.

7. За результатами опрацювання результатів метрологічної перевірки турбінних лічильників газу розроблено аналітичні залежності похибки турбінного лічильника газу від відносного значення витрати газу, які дають можливість обчислити невилучену систематичну складову похибки вимірювання витрати газу за робочих умов для вимірюваного значення витрати.

8. На основі розгляду у сукупності рівнянь збереження маси та енергії, законів руху газу в газопроводі, рівняння стану газу розроблено математичну модель теплообмінних процесів у довгому трубопроводі та лічильнику газу, що дало можливість виконати аналіз похибок вимірювання температури, витрати та об'єму газу за різних режимів потоку газу.

9. Застосовуючи розроблену математичну модель досліджено зміну температури газу вздовж газопроводу а також у роторному лічильнику газу під час стаціонарного та нестаціонарного (імпульсного) режиму протікання газу. Встановлено, що однією з причин виникнення динамічної похибки вимірювання температури газу під час імпульсного режиму відбору газу є інерційність термоперетворювача.

10. Запропоновано ввести послідовно в канал вимірювання температури коректувальну ланку; розроблено передавальну функцію та різницеve рівняння

коректувальної ланки для зменшення впливу інерційності термоперетворювача на вимірюване значення витрати та об'єму газу під час нестаціонарного (імпульсного) режиму відбору газу.

11. Сформовано методологію розроблення адаптивної системи вимірювання витрати та кількості плинного енергоносія; методологія передбачає застосування отриманих залежностей основної похибки лічильника від витрати та облікованого об'єму газу для розроблення алгоритмів адаптації вимірювальної системи та мінімізації невилучених систематичних складових, а також прогресуючої систематичної складової похибки вимірювання об'єму газу;

12. На основі отриманих аналітичних залежностей похибки лічильників газу роторного та турбінного типів від відносного значення витрати газу розроблено алгоритм коректування вимірюваного значення об'єму газу, який забезпечує врахування невилученої систематичної похибки вимірювання витрати газу та підвищення точності вимірювання витрати і об'єму газу;

13. На основі регресійних залежностей похибки роторних лічильників газу від відносного облікованого об'єму газу розроблено алгоритм контролю прогресуючої складової похибки за інтегральним значенням об'єму та формування діагностичного повідомлення про необхідність позачергової перевірки лічильника;

14. Розроблено алгоритм коректування вимірюваного значення температури за допомогою введеної коректувальної ланки для зменшення впливу інерції термоперетворювача на вимірюване значення витрати та об'єму газу.

15. Розроблені алгоритми впроваджено в програмне забезпечення обчислювачів витрати та кількості природного газу в науково-проектному виробничому підприємстві “Техприлад”, на основі яких розробляють автоматизовані адаптивні системи вимірювання витрати плинних середовищ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Sydenham P. H., Thorn R. Handbook of Measuring System Design. 3 Volume Set. 2005. 1648 p.
2. Baker R. C. Flow Measurement Handbook: Industrial Designs, Operating Principles, Performance, and Applications. Cambridge University Press. 2000. 524 p.
3. Spitzer D. W. Flow Measurement: Practical Guides for Measurement and Control. 2nd Edition. 2001. 828 p.
4. Miller R. W. Flow Measurement Engineering Handbook, 3rd ed, McGraw-Hill, New York. 1996. 1168 p.
5. Paul J. LaNasa, E. Loy Upp. Fluid Flow Measurement. A Practical Guide to Accurate Flow Measurement. Third Edition. 2014. 625 p.
6. Turkowski M. Metrologia przepływów. Oficyna wydawnicza politechniki Warszawskiej. Warszawa. 2018. 284 p.
7. Natural Gas Fluids Measurement, API MPMS Chapter 14, Section 3, Part 2- Specification and Installation Requirements, Third Edition, February 1991.
8. Білінський Й. Й., Стасюк М. О., Гладішевський М. В. Аналіз методів і засобів контролю витрат рідких і газоподібних середовищ та їхня класифікація. *Наукові праці Вінницького національного технічного університету*. 2015. № 1. С.1-11.
9. Лесовой Л.В., Матіко Ф.Д., Федоришин Р.М. Автоматизоване проектування систем вимірювання витрати плинних енергоносіїв. Лабораторний практикум: навч. Посібник. Львів: В-во «Сполом». 2019. 252 с.
10. Пістун Є.П., Лесовой Л.В. Нормування витратомірів змінного перепаду тиску. Львів: Видавництво ЗАТ «Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв», 2006. 57 с.
11. ДСТУ ДСТУ ГОСТ 8.586.1:2009 (ИСО 5167-1:2003) Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 1. Принцип методу вимірювання та загальні вимоги (ГОСТ 8.586.1-2005, IDT; ISO 5167-1:2003, MOD) / Пістун Є.П., Лесовой

Л.В. і ін. / [Чинний від 01.04.2010]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 98 с.– (Національний стандарт України).

12. ДСТУ ГОСТ 8.586.2:2009 (ИСО 5167-2:2003). Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 2. Діафрагми. Технічні вимоги (ГОСТ 8.586.2-2005, IDT; ISO 5167-2:2003, MOD) / Пістун Є.П., Лесовой Л.В. і ін. / [Чинний від 01.04.2010]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 90 с.– (Національний стандарт України).

13. ДСТУ ГОСТ 8.586.3:2009 (ИСО 5167-3:2003). Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 3. Сопла та сопла Вентурі. Технічні вимоги (ГОСТ 8.586.3-2005, IDT; ISO 5167-3:2003, MOD) / Пістун Є.П., Лесовой Л.В. і ін. / [Чинний від 01.04.2010]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 68 с.– (Національний стандарт України).

14. ДСТУ ГОСТ 8.586.4:2009 (ИСО 5167-4:2003). Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини і газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 4. Труби Вентурі. Технічні вимоги (ГОСТ 8.586.4-2005, IDT; ISO 5167-4:2003, MOD) / Пістун Є.П., Лесовой Л.В. і ін. / [Чинний від 01.04.2010]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 53 с.– (Національний стандарт України).

15. ДСТУ ГОСТ 8.586.5:2009. Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 5. Методика виконання вимірювань (ГОСТ 8.586.5-2005, IDT) / Пістун Є.П., Лесовой Л.В. і ін. / [Чинний від 01.04.2010]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 196 с.– (Національний стандарт України).

16. ISO 5167-1:2022 Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full – Part 1: General principles and requirements, ISO, 2022.

17. ISO 5167-2:2022 Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full – Part 2: Orifice plates, ISO, 2022.

18. ISO 5167-3:2022 Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full – Part 3: Nozzles and Venturi nozzless, ISO, 2022.

19. ISO 5167-4:2022 Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full – Part 4: Venturi tubess, ISO, 2022.

20. ISO 5167-5:2022 Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full – Part 5: Cone metersss, ISO, 2022.

21. ISO 5167-6:2022 Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full – Part 6: Wedge metersss, ISO, 2022.

22. Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids, ANSI/API 2530, Second Edition.

23. Пістун Є. П. Метод та алгоритми розрахунку прямолінійних ділянок витратоміра змінного перепаду тиску з пристроями підготовки потоку та без них згідно з ГОСТом 8.586.1,2,3,4,5-2005. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Серія: Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація.* 2009. № 659. С. 129–134.

24. Vemulapalli S., Venkata S.K. Parametric analysis of orifice plates on measurement of flow: a review. *Ain Shams Eng J*, 13, 2022. 10.1016/j.asej.2021.11.008.

25. Sridevi T., Sekhar D., Subrahmanyam V. Comparison of flow analysis through a different geometry of flowmeters using fluent software. *International Journal of Research in Engineering and Technology*, Vol.3, Issue 8, 2014, P. 141-149.

26. Dayev Z. , Kairakbaev A., Yetilmezsoy K., Bahramian M., Sihag P., K1ya E. Approximation of the discharge coefficient of differential pressure flowmeters using different soft computing strategies. *Flow Meas Instrum.* 2021. Vol. 79, 10.1016/j.flowmeasinst.2021.101913.

27. Pritchard M., Marshall D., Wilson J. An assessment of the impact of contamination on orifice plate metering accuracy. *North Sea Flow Measurement Workshop*. 2004.

28. ISO/TR 12767:2023. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices — Guidelines on the effect of departure from the specifications and operating conditions given in ISO 5167-1.

29. Brennan J.A., Mcfaddin S.E., Sindt C.F. and Wilson R.R. Effect of pipe roughness on orifice flow measurement. National Institute of Standards and Technology, Boulder, CO, 1989 (NIST Technical Note 1329).

30. Hobbs J.M., Sattary J. A. and Maxwell A.D. Experimental data for the determination of basic 250 mm orifice meter discharge coefficients, Commission of the European Communities, BCR Information Applied Metrology, Report EUR 10979. 1987.

31. Reader-Harris M.J. Pipe roughness and Reynolds number limits for the orifice plate discharge coefficient equation. *In: Proceedings of the 2nd International Symposium on Fluid Flow Measurement*, Calgary, AB, Canada, 6-9 June 1990, pp. 29-43. American Gas Association, Arlington, VA, 1990.

32. Studzinski, W., Berg, D., Bell, D. and Karwacki, L. Effect of meter run roughness on orifice meter accuracy. *In: Proceedings of the 2nd International Symposium on Fluid Flow Measurement*, Calgary, AB, Canada, 6-9 June 1990, pp. 1-15. American Gas Association, Arlington, VA, 1990.

33. Mahendra Babu K.J., Gangadhara Gowda C.J., Ranjith K. Numerical study on performance characteristics of multihole orifice plate. *IOP Conf Ser Mater Sci Eng*. 2018. Vol. 376. 10.1088/1757-899X/376/1/012032.

34. Tomaszewski A., Przybylinski T., Lackowski M. Experimental and numerical analysis of multi-hole orifice flow meter: investigation of the relationship between pressure drop and mass flow rate. *Sensors*. 2020. Vol. 20, P.1-23, 10.3390/s20247281.

35. Коломієць К., Гришанова І. Розробка програмного забезпечення автоматизованого проектування витратомірів. *Вісник КПІ. Серія*

Приладобудування: збірник наукових праць. 2022. Вип. 64(2). С. 59-66.
DOI:10.20535/1970.64(2).2022.270023.

36. Pistun Y.P., Lesovoy L. V., Matiko F. D., Fedoryshyn R.M. Computer Aided Design of Differential Pressure Flow Meters. *World Journal of Engineering and Technology*. (2014). Vol. 2, №2. P. 68-77.

37. Reader-Harris M., Forsyth C., Boussouara T. The calculation of the uncertainty of the orifice-plate discharge coefficient. *Flow Meas Instrum*. 2021. 8210.1016/j.flowmeasinst.2021.102043.

38. Mascomani R. , Saseendran S., Prasad B. Metrological comparison of metering characteristics of differential pressure meters. 2010. *15th Flow Measurement Conference (FLOMEKO)*, Taipei, Taiwan, 2010.

39. Deme I. Estimation of measurement uncertainty in an automated flowmeter calibration system. August 2021. *Brazilian Journal of Radiation Sciences* 9(2c). DOI:10.15392/bjrs.v9i2C.

40. JCGM GUM-1:2023. Guide to the expression of uncertainty in measurement – Part 1: Introduction.

41. Buonanno G. On field characterization of static domestic gas flowmeters. *Measurement*. 2000. [https://doi.org/10.1016/S0263-2241\(99\)00073-1](https://doi.org/10.1016/S0263-2241(99)00073-1).

42. Hu L., Qin L., Mao K. , Chen W. and Fu X. Optimization of Neural Network by Genetic Algorithm for Flowrate Determination in Multipath Ultrasonic Gas Flowmeter, in *IEEE Sensors Journal*, Vol. 16, No. 5, P.1158-1167, March, 2016, <https://doi.org/10.1109/JSEN.2015.2501427>.

43. Qin L., Hu L., Mao K., Chen W., Fu X. Application of extreme learning machine to gas flow measurement with multipath acoustic transducers. *Flow Measurement and Instrumentation*. 2016. Vol. 49. P.31-39. <https://doi.org/10.1016/j.flowmeasinst.2016.03.003>.

44. Donga J., Song B., He F., Xu Y., Wang Q., Li W., Zhang P. An intelligent ultrasonic flowmeter: theoretical analysis and field tests. *SSRN Electronic Journal*, 2022. <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4108347>

45. Wiranata L. F., & Kurniadi D. The development of simultaneous transducer ultrasonic with dual-transducer to measure flow velocity in the pipe. *EUREKA: Physics*

and Engineering. 2023. Vol. 4. P.77-86. <https://doi.org/10.21303/2461-4262.2023.002761>

46. Wang M., Liu J., Bai Y., Zheng D., Fang L. Flow rate measurement of gas-liquid annular flow through a combined multimodal ultrasonic and differential pressure sensor. *Energy*. Vol.288. 2024. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129852>.

47. Suprijanto K. A., Kurniadi D., Juliastuti E. Asymmetric Flow Velocity Measurement Using Multipath Ultrasonic Flowmeter With Adaptive Weighting Method Guided By Tomography. *Jurnal Teknologi*. 2019. Vol. 82(1), P.135-146. <https://doi.org/10.11113/jt.v82.13785>.

48. Chen J., Zhang K., Wang L., Yang M. Design of a high precision ultrasonic gas flowmeter. *Sensors*. 2020. Vol 20. pp. 1-18, 10.3390/s20174804.

49. Gryshanova, I., Rak, A., Korobko, I. The investigation of the correction factor for ultrasonic flow meters. *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*. 2023. Vol. 219. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2023.113326>.

50. Ji S., Jia G., Xu W., Zhang P., Li R., Cai. M. Ultrasonic gas flow metering in hydrogen-mixed natural gas using Lamb waves. *AIP Adv.* 2023. Vol. 13. 10.1063/5.0172477.

51. Cavuoto G., Romeo R., Lago S., Giuliano Albo P.A. Towards the validation of ultrasonic flowmeters operating in hydrogen-enriched natural gas mixtures through speed of sound measurements obtained by a clamp-on meter. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2025. Vol. 105. P.1178-1185. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.01.321>.

52. Zhou H., Ji T., Wang R., Ge X., Tang X., Tang S. Multipath ultrasonic gas flow-meter based on multiple reference waves. *Ultrasonics*. 2018. Vol. 82. P. 145-152. 10.1016/j.ultras.2017.07.010.

53. Cavuoto G., Lago S., Giuliano Albo P.A. Towards a new transfer standard for speed of sound measurements in liquids at cryogenic temperatures. *Measurement*. 2021. Vol. 180(9). DOI: 10.1016/j.measurement.2021.109526.

54. ISO 17089-1. Measurement of fluid flow in closed conduits: ultrasonic meters for gas – Part 1: Meters for custody transfer and allocation measurement. ISO, 2019.

55. ISO 17089-2. Measurement of fluid flow in closed conduits - ultrasonic meters for gas – Part 2: meters for industrial applications. ISO, 2012.
56. Rzasa M.R., Czapla-Nielacna B. Analysis of the Influence of the Vortex Shedder Shape on the Metrological Properties of the Vortex Flow Meter. *Sensors*. 2021. Vol. 21. 4697. <https://doi.org/10.3390/s21144697>.
57. Pankanin G. The vortex flowmeter: Various methods of investigating phenomena. *Measurement Science and Technology*. 2005. Vol. 16(3):R1. DOI:10.1088/0957-0233/16/3/R01.
58. Pankanin G. Vortex meter designing: Simulation or laboratory investigations? *Proceedings of SPIE - The International Society for Optical Engineering* 8903, 2013. DOI: 10.1117/12.2035964.
59. Laurantzon F., Örlü R., Segalini A., Alfredsson P.H. Time-resolved measurements with a vortex flowmeter in a pulsating turbulent flow using wavelet analysis. *Measurement Science and Technology*. 2010. Vol. 21(12). DOI: 10.1088/0957-0233/21/12/123001
60. Sun Z. Mass flow measurement of gas–liquid bubble flow with the combined use of a Venturi tube and a vortex flowmeter. *Measurement Science and Technology*. 2010. Vol. 21(5):055403, DOI: 10.1088/0957-0233/21/5/055403.
61. EN 12261 European Standard. Gas Meters—Turbine Gas Meters; Technical Committee CEN/TC 237; European Committee for Standardization; CEN-CENELEC: Brussels, Belgium, 2002.
62. Bunyamin B., Husni N.L., Basri H., Yani I. Challenges in Turbine Flow Metering System: An Overview. *Journal of Physics Conference Series* 1198(4):042010. 2019. DOI: 10.1088/1742-6596/1198/4/042010.
63. Saboohi Z., Sorkhkhah S., Shakeri H. Developing a model for prediction of helical turbine flowmeter performance using CFD. 2015. *Flow Measurement and Instrument*. Vol. 42. DOI: 10.1016/j.flowmeasinst.2014.12.009
64. Ryu S.-Y., Yun D. G., Kim H. C., Cheong C. and Park. S. I. Development of numerical and experimental performance evaluation techniques for high-reliability turbine flow meters of ice-making water-dispenser. *AIP Advances* 2024. Vol.14. 075307. doi: 10.1063/5.0215181.

65. Gryshanova I., Korobko I. DEVELOPMENT OF CFD MODEL OF TURBINE GAS METER. *Bulletin of Kyiv Polytechnic Institute Series Instrument Making*. 2020. DOI: 10.20535/1970.60(2).2020.221413.

66. Rahmati B., Hashemabadi S.H., Rezaei A.K. Prediction of turbine gas meter error in high-pressure by CFD techniques: a novel approach to reduce high-pressure calibration (HPC) costs. *Flow Meas Instrum*. 2024. 96:102559.

67. Ren Z., Zhou W., Li D. Response and flow characteristics of a dual-rotor turbine flowmeter. *Flow Measurement and Instrumentation*. 2022. Vol. 83(3):102120. DOI:10.1016/j.flowmeasinst.2022.102120.

68. Blagojević B., Širok B. and Bizjan B. Novel methodology for turbine gas meters error curve modelling across a wide range of operating parameters. *Technisches Messen*. Vol. 88. No. 11. 2021. Pp. 702-713. <https://doi.org/10.1515/teme-2021-0083>.

69. Cascetta F. et al. Effects of intermittent flows on turbine gas meters accuracy. *Measurement*. 2015. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2015.02.008>.

70. Коробко І. В., Драчук О. О. Приладовий комплекс реєстрації об'єму та об'ємної витрати газу. *Mechanics and Advanced Technologies*. 2018. №3 (84). P. 61-68. <https://doi.org/10.20535/2521-1943.2018.84.143848>.

71. EN 12480 European Standard. Gas Meters—Rotary Displacement Gas Meters; Technical Committee CEN/TC 237; European Committee for Standardization; CEN-CENELEC: Brussels, Belgium, 2002.

72. James E. Gallagher. CHAPTER EIGHT: Rotary Displacement Flowmeter. *Natural Gas Measurement Handbook*. 2006. <https://doi.org/10.1016/B978-1-933762-00-5.50016-5>.

73. James E. Gallagher. CHAPTER SEVENTEEN: Rotary Displacement Flowmeter Design. *Natural Gas Measurement Handbook*. 2006.

74. Gacek Z., Jaworski J. Optimisation of measuring system construction in the context of high flow variability. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*. 2020. Vol. 81. 103447. doi: 10.1016/j.jngse.2020.103447.

75. Hart H. R. A sensitive rotary flowmeter for hot water. *Journal of Physics E Scientific Instruments*. 2001. Vol. 10(5):499. DOI: 10.1088/0022-3735/10/5/023.

76. Liu S., Ding F., Ding C. and Man Z. A High-Pressure Bi-Directional Cycloid Rotor Flowmeter. *Sensors*. 2014. Vol. 14. 15480-15495. doi:10.3390/s140815480.
77. Buttler M. Fundamentals of coriolis meters. 2016. AGA report no 11.
78. Wang T., Baker R. Coriolis flowmeters: a review of developments over the past 20 years, and an assessment of the state of the art and likely future directions. *Flow Meas Instrum*. 2014. Vol. 40. P. 99-123. 10.1016/j.flowmeasinst.2014.08.015.
79. Hu Y.C., Chen Z.Y., Chang P.Z. Fluid–structure coupling effects in a dual u-tube coriolis mass flow meter. *Sensors*. 2021. 21. P. 1-30, 10.3390/s21030982.
80. Pope J.G., Wright J.D. Performance of coriolis meters in transient gas flows. *Flow Meas Instrum*. 2014. Vol. 37. P. 42-53. <http://dx.doi.org/10.1016/j.flowmeasinst.2014.02.003>
81. MacDonald M., M. de Huu, Maury R., Büker O. Calibration of hydrogen Coriolis flow meters using nitrogen and air and investigation of the influence of temperature on measurement accuracy. *Flow Meas. Instrum*. 2021. Vol. 79. 10.1016/j.flowmeasinst.2021.101915.
82. Zhu H., Rieder A., Ceglia P., Ngo H.-T. Laboratory and field validation of a new Coriolis metering concept for better measurement uncertainty, reliability and process insight. *Measurement*. 2023. Vol. 218. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2023.113136>
83. Morioka T. Performance evaluation test of Coriolis flow meters for hydrogen metering at high pressure. *Measurement*. 2023. Vol. 221. 10.1016/j.measurement.2023.113549
84. Pei X., Zhang X. Review and prospect of high-precision Coriolis mass flowmeters for hydrogen flow measurement. *Flow Measurement and Instrumentation*. 2025. Vol. 102. <https://doi.org/10.1016/j.flowmeasinst.2024.102790>
85. Матіко Ф.Д. Методологічні засади визначення об'єму втрат природного газу та мінімізації його дисбалансів в системах транспортування та розподілу: Автореф. дис. докт. тех. наук: 05.11.01 / НУ “Львівська політехніка”. – Львів., 41 с., 2015.

86. Arpino F., Dell'Isola M., Ficco G., Vigo P. Unaccounted for gas in natural gas transmission networks: prediction model and analysis of the solutionsю. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 2014. Vol. 17. P. 58-70. 10.1016/j.jngse.2014.01.003.

87. Arpino F., Canale L., Cassano M.L., Cortellessa G., Dell'Isola M., Ficco G., Tagliabue A., Zuena F. Link between unaccounted for gas in transmission networks and flow-meters accuracy. *19th International Flow Measurement Conference FLOMEKO*. 2022. Chongqing, 1 - 4 November 2022.

88. Матіко Ф.Д., Матіко Г. Ф., Пістун О. І. Аналіз причин виникнення дисбалансу об'єму природного газу в системах транспортування та розподілу // *Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи : тези доповідей V Міжнародної науково-практичної конференції* (Львів, 20–21 травня 2021 р.). 2021. С. 157–158.

89. De Oliveira E. C., Lourenço T. C. Comparison of different approaches to calculate a final meter factor for rotary-type natural gas displacement meters. *Flow Measurement and Instrumentation*. 2013. Vol. 30. P.160-165.

90. Zbigniew Gacek, Jacek Jaworski. Optimisation of measuring system construction in the context of high flow variability / *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2020. Vol. 81. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103447>.

91. ДСТУ EN 12480:2019 Лічильники газу. Роторні лічильники газу. Київ, ДП «УкрНДНЦ». 2022. 56 с.

92. Матіко Ф. Д. Аналіз зміни метрологічних характеристик промислових роторних лічильників газу під час їх експлуатації. *Вісник Національного університету “Львівська політехніка”: Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація*. 2014. №792. С. 75–83.

93. Matiko Fedir, Pistun Oleh. Investigation of changes in main error of rotary gas meters during their operation. *Energy Engineering and Control Systems*. 2023. Vol. 9. № 2. P. 136–142.

94. ДСТУ 9034:2020 Метрологія. Лічильники газу роторні. Методика повірки.

95. Дорожовець М. Опрацювання результатів вимірювань: Навчальний посібник. Львів: В-во НУ «Львівська політехніка». 2007. 624 с.

96. Roman V., Matiko H., Pistun O., Kostyk I. Mathematical model of multipath ultrasonic flowmeter for its automated designing // Selected issues of electrical engineering and electronics: *16th International conference*, Rzeszów 13-15 September, 2021. 2021. С. 1–6.

97. Pistun O., Matiko F. Investigating the dependencies of rotary gas meters error on flowrate for designing the adaptive measurement system. *Праці Одеського політехнічного університету*. 2024. Вип. 1 (69). С. 143–150.

98. Бігун Я.Й. Числові методи: навч. посібник. Чернівці: Чернівецький національний ун-т. 2018. 436 с.

99. Мамчук В.І. Числові методи: навч. посібник. Київ: Національний авіаційний університет 2015. 388 с.

100. ДСТУ OIML R 137-1-2:2018 Лічильники газу. Частина 1. Метрологічні й технічні вимоги. Частина 2. Методи підтвердження метрологічних і технічних характеристик (OIML R 137-1-2:2014, IDT).

101. Матіко Ф.Д., Пістун О.І., Федоришин Р.М., Автоматизоване коригування результатів вимірювання об'єму природного газу з метою підвищення точності. *Міжнародна конференція метрологів МКМ'2019*. Львів 10-12 вересня 2019 р. Національний університет “Львівська політехніка”. С. 139-140.

102. Cimerman F., Širok B., & Blagojevic B. The error curve of the volume-conversion devices and gas meters. *Measurement: Sensors*. January 2025, pp. 1 – 6. <https://doi.org/10.1016/j.measen.2024.101538>.

103. PTB – Prüfregelein: Band 30:2003, Messgerate für Gas, Hochdruckprüfung von Gaszahlern. PTB, Braunschweig und Berlin.

104. Blagojevic, B., Širok, B., & Bizjan, B. Novel methodology for turbine gas meters error curve modelling across a wide range of operating parameters. *Technisches Messen*, Volume 88 (2021), Issue 11, Pages 702-713. DOI:10.1515/teme-2021-0083

105. Van der Grinten J.G.M., Foulon H., Gunnarsson A., Mickan B. Reducing measurement uncertainties of high-pressure gas flow calibrations by using reference values based on multiple independent traceability chains. *TM - Tech. Mess.*, vol. 85, iss. 12, pp. 754-763. DOI: <https://doi.org/10.1515/teme-2018-0019>

106. РМУ 037-2015 Рекомендація. Метрологія. Вузли обліку природного газу з лічильниками та коректорами. Метод та основні принципи вимірювань, характеристики та загальні вимоги.

107. Пістун Є. П. Матіко Ф. Д., Федоришин Р. М. Експериментальне дослідження додаткової похибки вимірювання температури потоку природного газу. *Вісник Національного університету “Львівська політехніка”: Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація.* – 2013. – № 758. – С. 178–182.

108. Fedoryshyn R., Matiko F. Heat Exchange between Thermometer Well and Pipe Wall in Natural Gas Metering Systems. *Energy Engineering and Control Systems*, 2015, Vol. 1, No. 1, pp. 43-48.

109. Лабай В. Й. Тепломасообмін: Підручник для ВНЗ. – Львів: Тріада Плюс, 2004. – 260 с.

110. Онисик С.Б. Моделювання об’єктів керування: навч. посібник – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2019. -288 с.

111. Пістун Є. П. Матіко Ф. Д., Федоришин Р. М. Вплив теплообмінних процесів на точність вимірювання об’єму природного газу. *Науково–виробничий журнал “Метрологія та прилади” Харківського національного університету радіоелектроніки.* – 2010. – № 4(24). – С. 13–19.

112. Fedoryshyn R. M., Matiko F. D. and Pistun Ye. P. Influence of heat exchange processes on the accuracy of natural gas volume measurement [Електронний ресурс] // *Vorträge der 15. VDE/ITG/GMA – Fachtagung “Sensoren und Messsysteme 2010”,* 18–19. Mai 2010. – Nürnberg, 2010. – P. 597–601.

113. Федоришин Р. М. Моделювання системи підігріву природного газу на автоматизованих газорозподільних станціях. *Вісник: Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація.* - 2007. - № 581. - С. 22-34 .

114. Fedoryshyn R., Matiko F., Pistun O., Brylyns'kyi R., Masnyak O. Impulse mode of natural gas flow and Its effect on metering system accuracy. *Intelligent Manufacturing & Automation: proceedings of the 31st DAAAM International Symposium* (Mostar, 21-24 October 2020). – 2020. – С. 956–962. (SciVerse SCOPUS).

115. Федоришин Р. М., Брилинський Р. Б., Масняк О. Я., Пістун О. І. Вплив імпульсного режиму потоку природного газу на точність його обліку. *Приладобудування та метрологія: сучасні проблеми, тенденції розвитку: матеріали IV Всеукраїнської науково-практичної конференції* (Луцьк, 29–30 жовтня 2020 р.). – 2020. – С. 88–89.

116. Федоришин Р. М., Пістун О. І. Моделювання похибки вимірювання об'єму природного газу для імпульсного режиму потоку в системі обліку. *Інтегровані інтелектуальні робототехнічні комплекси: збірка тез тринадцятої міжнародної науково-практичної конференції*, 19–20 травня 2020 року, Київ. – 2020. – С. 145–147.

117. Матіко Ф. Д., Пістун О. І., Федоришин Р. М. Спосіб вимірювання об'єму газу, зведеного до стандартних умов. Патент України на корисну модель № 134376, МПК (2019.01) G01F 1/00. - № u2018 12745. - Бюл. №9, 2019. – 4 с.

118. Evaluation of measurement data — Guide to the expression of uncertainty in measurement. JCGM 100:2008, document of BIPM. First edition, September 2008. – 134 p.

119. Matiko F., Pistun O. Methodology for developing an automated adaptive system for measuring fluid volume based on gas meter. *Energy Engineering and Control Systems*. – 2024. – Vol. 10, № 2. – P. 153–160.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті у наукових періодичних фахових виданнях України за спеціальністю:

1. Matiko F., Pistun O. Investigation of changes in main error of rotary gas meters during their operation. *Energy Engineering and Control Systems*. – 2023. – Vol. 9, № 2. – P. 136–142. <https://doi.org/10.23939/jeecs2023.02.136>

2. Pistun O., Matiko F. Investigating the dependencies of rotary gas meters error on flowrate for designing the adaptive measurement system. *Праці Одеського політехнічного університету*. – 2024. – Вип. 1 (69). – С. 143–150. <https://doi.org/10.15276/opu.1.69.2024.15>

3. Matiko F., Pistun O. Methodology for developing an automated adaptive system for measuring fluid volume based on gas meter. *Energy Engineering and Control Systems*. – 2024. – Vol. 10, № 2. – P. 153–160. <https://doi.org/10.23939/jeecs2024.02.153>

Публікації, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації, а саме матеріали та тези міжнародних і вітчизняних науково-технічних та наукових конференцій:

4. Матіко Ф. Д., Пістун О. І., Федоришин Р. М., Автоматизоване коригування результатів вимірювання об'єму природного газу з метою підвищення точності. *Міжнародна конференція метрологів МКМ'2019*. Львів 10-12 вересня 2019 р. Національний університет “Львівська політехніка”. – С. 139-140.

5. Федоришин Р. М., Пістун О. І. Моделювання похибки вимірювання об'єму природного газу для імпульсного режиму потоку в системі обліку. *Інтегровані інтелектуальні робототехнічні комплекси: збірка тез тринадцятої міжнародної науково-практичної конференції*, 19–20 травня 2020 року, Київ. – 2020. – С. 145–147.

6. Fedoryshyn R., Matiko F., Pistun O., Brylyns'kyi R., Masnyak O. Impulse mode of natural gas flow and Its effect on metering system accuracy. *Intelligent*

Manufacturing & Automation: proceedings of the 31st DAAAM International Symposium (Mostar, 21-24 October 2020). – 2020. – С. 956–962. (Web of Science, SciVerse SCOPUS).

7. Федоришин Р. М., Брилинський Р. Б., Масняк О. Я., Пістун О. І. Вплив імпульсного режиму потоку природного газу на точність його обліку. *Приладобудування та метрологія: сучасні проблеми, тенденції розвитку : матеріали IV Всеукраїнської науково-практичної конференції* (Луцьк, 29–30 жовтня 2020 р.). – 2020. – С. 88–89.

8. Матіко Ф. Д., Матіко Г. Ф., Пістун О. І. Аналіз причин виникнення дисбалансу об'єму природного газу в системах транспортування та розподілу. *Управління якістю в освіті та промисловості: досвід, проблеми та перспективи: тези доповідей V Міжнародної науково-практичної конференції* (Львів, 20–21 травня 2021 р.). – 2021. – С. 157–158.

9. Roman V., Matiko H., Pistun O., Kostyk I. Mathematical model of multipath ultrasonic flowmeter for its automated designing. *Selected issues of electrical engineering and electronics: 16th International conference*, Rzeszów 13-15 September, 2021. – 2021. – С. 1–6. (SciVerse SCOPUS).

Публікації, які додатково відображають наукові результати дисертації:

10. Матіко Ф.Д., Пістун О.І., Федоришин Р.М., Спосіб вимірювання об'єму газу, зведеного до стандартних умов. *Патент на корисну модель* № 134376. Бюлетень №9, 10.05.2019.

Програма в середовищі Matlab для опрацювання даних про повірку промислових лічильників газу

```

clear;
% Обробка даних про повірку промислових лічильників газу
%-----%
Дані про повірку промислових ЛГ по типорозмірах
%-----%
RG40
RG40_data;
% Del=RG40_V(:,4:7);
% Del_1=RG40(:,4:7);
% V_RG=RG40_V(:,8);
% vidn=RG40_V(1,2)./RG40_V(1,1);
% Q_NOM = 40; % Для розрахунку умовного часу роботи
%-----%
Побудова залежностей похибки від останніх показів
z=-1;
if z>0
    V_RG = V_RG / Q_NOM; % Обчислення відносного об'єму споживання
    V=V_RG;
    % Побудова залежностей усередненої похибки від середнього значення
    % об'єму на інтервалі delV
    N_int=5; % Кількість інтервалів
    delV=(V(length(V))-V(1))/N_int + 0.00001;
    Sdel=zeros(N_int,4); Vs_int=[];
    Nt=zeros(N_int,4); % Кількість точок на інтервалі
    for i=1:4
        Lm=V(1); Lb=V(1)+delV; k=1;
        Vs_int(k)=(Lm+Lb)/2;
        for j=1:length(V)
            % Vs_int(k)=(Lm+Lb)/2;
            if V(j)>Lb
                k=k+1; Lm=Lm+delV; Lb=Lb+delV;
            end
            Vs_int(k)=(Lm+Lb)/2;
            Sdel(k,i)=Sdel(k,i)+Del(j,i);
            Nt(k,i)=Nt(k,i)+1;
        end
    end
    Sdel=Sdel./Nt;

    for i=1:4
        ys(i)=sum(Sdel(:,i))/length(Sdel(:,i));
        dev_ys(:,i)=(Sdel(:,i)-ys(i));

    end
    xs=sum(Vs_int)/length(Vs_int);
    dev_xs=(Vs_int-xs);
    Cov=[]; skv_s=[];
    NN=length(dev_xs);
    for i=1:4
        KoefKoreljacii_s(i)=sum(dev_xs'.*dev_ys(:,i))./sqrt(sum((dev_xs).^2)*sum(
        (dev_ys(:,i)).^2));
        Cov(i)=sum(dev_xs'.*dev_ys(:,i))/NN; % Коваріація, тис.м3*%
        skv_s(i)=sqrt(sum(dev_ys(:,i).^2)/NN);
    end
end

```

```

KoefKoreljacii_s, Cov, skv_s
pause

A=[]; dev_y=[]; % Del_1=[];
for i=1:4
    figure(i)
    %Del_1(:,i)=(Del(:,i)-Del(1,i))/(max(Del(:,i))-min(Del(:,i)));
    %[skv,errm,a,yr,dev]=mnkpoly(V,Del(:,i),1,1);
    %-----
    a=polyfit(V,Del(:,i),1);
    A=[A; a];
    a = A(i,:);
    yr=polyval(a,V);
    n=prod(size(Del(:,i)));
    dev=(Del(:,i)-yr);
    skv=sqrt(sum(dev.^2)/n);
        xg=[min(V):(max(V)-min(V))/10:max(V)];
        yrg=polyval(a,xg);
        yrg1=polyval(a,V);
        plot(V,Del(:,i),'k*',xg,yrg,'k',xg,yrg,'ks');
        % title('o - exper. data, line - polynom')
    %-----
    % hold on, plot(Vs_int,Sdel(:,i),'ko',Vs_int,Sdel(:,i),'k*')
    hold on, plot(Vs_int,Sdel(:,i),'ko')
    xlabel('V/Qnom'), ylabel('\delta, %'); grid; pause; close;
    skv_1(i)=skv;
    yr=sum(Del(:,i))/length(Del(:,i));
    dev_y(:,i)=(Del(:,i)-yr);
end
xr=sum(V)/length(V); dev_x=(V-xr);
SerKvadrVidh_y=skv_1
for i=1:4
    KoefKoreljacii(i)=sum(dev_x.*dev_y(:,i))./sqrt(sum((dev_x).^2)*sum((dev_y
(:,i)).^2));
end
KoefKoreljacii
%----- Усереднення кривих -----
V1=[min(V):max(V)/10:max(V)];
a=A(:,1)';
b=A(:,2)';
koef=[1 0.5 0.2 vidn];
a1=sum(a.*koef)/sum(koef)
b1=sum(b.*koef)/sum(koef)
y1=a(1).*V1+b(1);
y2=a(2).*V1+b(2);
y3=a(3).*V1+b(3);
y4=a(4).*V1+b(4);
Y=a1.*V1+b1;
figure(5);
plot(V1,y1,'k*-.',V1,y2,'k+-.',V1,y3,'kx-.',V1,y4,'k^-.',V1,Y,'ko-');
grid;
legend('Qmax','0.5*Qmax','0.2*Qmax','Qmin','Averaged dependance');
%xlabel('V, 10^3 м^3'), ylabel('\delta, %');
xlabel('V/Qnom'), ylabel('\delta, %');
pause; close;

% Побудова залежностей від часу (умовних годин)
Tum=[0:10000/6:10000]; % Умовних годин (годин роботи на
% номінальній витраті) 1 рік = 8784 год.
Qnom=Q_NOM/Q_NOM;

```

```

a=a*Qnom;
y1=a(1).*Tum+b(1);
y2=a(2).*Tum+b(2);
y3=a(3).*Tum+b(3);
y4=a(4).*Tum+b(4);
figure(6);
plot(Tum/24,y1,'k*-.',Tum/24,y2,'k*-.',Tum/24,y3,'kx-.',Tum/24,y4,'k^-.'); grid;
legend('Qmax','0.5*Qmax','0.2*Qmax','Qmin');
xlabel('T_y_m, діб'), ylabel('\delta, %');
pause; close;
end % Закінчення умови побудови залежностей y=ax+b
%-----
% Побудова кривої залежності похибки лічильника від витрати
zz =1;
figure(1), hold on;
if zz > 0
Q=[1.0 0.5 0.2 vidn]; % Значення витрати на яких повірялись лічильники,
відносно Qmax
%Q=[1.0 0.5 0.2 0.05];

Q_Gran = 5; % Граничне значення похибки для фільтрування масиву
n=0; Del_s=[0 0 0 0];
Del_f=[];
Qdop=[Q(1):(Q(length(Q))-Q(1))/20:Q(length(Q))];

for i=1:size(Del_1,1)
    if (abs(Del_1(i,4))<Q_Gran ) & (abs(Del_1(i,3))<Q_Gran ) &
(abs(Del_1(i,2))<Q_Gran ) & (abs(Del_1(i,1))<Q_Gran )
        Del_s=Del_s+Del_1(i,:); n=n+1;
        Del_f=[Del_f; Del_1(i,:)]; % Фільтрований масив похибок

        Qg = [Q(1) Q(2) Q(3) Q(4)];
        % plot(Qg,Del_1(i,:), 'ko', 'MarkerSize',5);
        plot(Qg,Del_1(i,:), 'k*');
    end
end
xlabel('Q/Qmax'); ylabel('\delta, %');
Del_s=Del_s/n, size(Del_1,1); n;

Qgg = [Q(3):(Q(4)-Q(3))/20:Q(4)]; % Тільки для витрати Qmin - 0.2Qmax
Del_s_g = spline(Q,Del_s,Qgg);

plot(Qgg,Del_s_g,'k-','LineWidth',2)
plot(Q(1:3),Del_s(1:3),'k-','LineWidth',2)
grid; hold off;

figure(2), hold on
% Апроксимація середніх значень витрати ( усередненої кривої витрати )
a0=[1.0394 0.0823 -1.4893 0.2348];
[skv,errm,a_fx,yr]=mnkfx('fun_dels_q',Q,Del_s,a0,1);
xlabel('Q/Qmax'); ylabel('\delta, %');
axis([0 1 -2.5 0.5])
errm, a_fx, pause

% -----
% Визначення середньоквадратичних відхилень для множини похибок
% що відповідають кожній витраті
skv_Q = [0 0 0 0];
skv_s_Q = [0 0 0 0];

```


“ЗАТВЕРДЖУЮ”
Генеральний директор
науково-проектного
виробничого підприємства “Техприлад”

Олег СЕМАНІВ
“ 08 ” “ 08 ” 2025 р.



АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

Ми, що нижче підписалися, даним актом підтверджуємо, що результати дисертаційної роботи Пістуна Олега Ігоровича “Адаптивна система вимірювання кількості плинного енергоносія”, виконаної в Національному університеті “Львівська політехніка”, а саме розроблені алгоритми адаптації системи вимірювання витрати та кількості плинного середовища до умов застосування, застосовуються у алгоритмах обчислювачів витрати та кількості природного газу виробництва НПВП “Техприлад”.

Застосовані алгоритми забезпечують зменшення невилученої систематичної похибки вимірювання витрати природного газу за робочих умов, а, відповідно, зменшення загальної похибки систематизованої системи обліку природного газу.

Впровадження розроблених Пістуном О.І. алгоритмів на основі регресійних залежностей похибки лічильників від облікованого об’єму газу дають можливість оцінити зміну основної похибки роторних лічильників газу за його облікованим об’ємом, в реальному часі виявляти лічильники, які працюють із значною систематичною похибкою та формувати діагностичні повідомлення про необхідність позачергової повірки лічильників газу.

Застосування розроблених алгоритмів дало можливість удосконалити алгоритмічне забезпечення обчислювачів витрати та кількості природного газу, розширити область застосування та точність систем обліку, побудованих на основі цих обчислювачів.

Виконавчий директор НПВП “Техприлад”



Роман ДУБІЛЬ



ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор
з науково-педагогічної роботи
Національного університету
"Львівська політехніка"

Олег ДАВИДЧАК

"15" 04 2025 р.

АКТ

впровадження в навчальний процес
у Національному університеті "Львівська політехніка"
результатів дисертаційної роботи
аспіранта Пістуна Олега Ігоровича
"Адаптивна система вимірювання кількості плинного енергоносія"

Цей акт складений про те, що на кафедрі "Автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій" в навчальному процесі для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти впроваджені результати виконуваної упродовж 2019-2025 років дисертаційної роботи "Адаптивна система вимірювання кількості плинного енергоносія".

Результати роботи, а саме розроблені Пістуном О.І. аналітичні залежності похибки тахометричних лічильників газу від вимірюваної витрати газу та облікованого об'єму газу, а також алгоритми адаптації системи вимірювання витрати та кількості плинного середовища до умов застосування використовуються в навчальному процесі під час проведення занять з дисципліни «Технологічні вимірювання та прилади» (бакалаврський рівень) для студентів спеціальності 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка», а також під час виконання курсових робіт, бакалаврських кваліфікаційних робіт.

Впровадження результатів дисертаційної роботи в навчальний процес сприяє ознайомленню студентів з сучасним станом розроблення автоматизованих систем вимірювання витрати та кількості плинних енергоносіїв, а також забезпечує підвищення рівня теоретичної та практичної підготовки здобувачів у напрямі розроблення та експлуатації сучасних адаптивних систем вимірювання витрати для різних галузей промисловості.

Голова комісії:

Голова НМР ІЕСК,
професор, д.т.н.

Андрій КУЦИК

Члени комісії:

Завідувач кафедри АВКТ,
професор, д.т.н.

Федір МАТІКО

Доцент кафедри АВКТ,
доцент, к.т.н.

Ганна КРИХ