

**Засновник:** Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

**Видавництво:** Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу

Головний редактор:

*д-р техн. наук Олійник А. П.*

Відповідальний секретар:

*к. т. н. Незамай Б. С.*

Редакційна колегія:

*д-р ф.-мат. наук Бандура А. І.*

*к. техн. наук Воронич А. Р.*

*д-р техн. наук Горбійчук М. І.*

*д-р техн. наук Джала Р. М.*

*д-р техн. наук Древецький В. В.*

*д-р техн. наук Дьомін Д. О.*

*д-р техн. наук Заміховський Л. М.*

*д-р техн. наук Карпаш О. М.*

*д-р техн. наук Косач Н. І.*

*к. техн. наук Кучірка Ю. М.*

*д-р техн. наук Лежнюк П. Д.*

*д-р техн. наук Лопатін В. В.*

*д-р техн. наук Лужецький В. А.*

*д-р ф.-мат. наук Никифорчин О. Р.*

*д-р техн. наук Осадчий С. І.*

*д-р техн. наук Паска М. С.*

*д-р техн. наук Рудакова Г. В.*

*д-р техн. наук Семенов Г. Н.*

*д-р техн. наук Середюк О. С.*

*д-р техн. наук Ситник О. С.*

*д-р техн. наук Сучков Г. М.*

*д-р техн. наук Учанін В. М.*

*д-р техн. наук Шекета В. І.*

*д-р техн. наук Ячук В. О.*

*PhD, prof. Rzata Mariusz*

*DrSc, prof. Wojcik Waldemar*

*Dr hab, prof. Gerhard Mook*

Адреса редакції

76019, Україна, м. Івано-

Франківськ,

вул. Карпатська, 15, Івано-

Франківський національний

технічний університет нафти і

газу

Тел.: (0342) 72-71-68

Факс: (03422) 547-139

E-mail: [mmi@nung.edu.ua](mailto:mmi@nung.edu.ua)

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

Редактори

Н. Р. Стецюк, О. О. Роспопа

Електронна верстка

Б. С. Незамай, О. С. Царева,

М. О. Слабінога

Свідоцтво про державну  
реєстрацію КВ №15834-4306

ІП від 16.10.2009

Журнал включено до переліку  
наукових фахових видань категорії

“Б” на підставі наказу МОН

України від 28 грудня 2019 р.

№ 1643

## ЗМІСТ

### ВИМІРЮВАННЯ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ РЕЧОВИН

*О. Є. Середюк, Н. М. Малісевич, Д. О. Середюк, В. В. Малісевич* АНАЛІТИКО-МЕТРОЛОГІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА СТИСЛИВОСТІ БІОГАЗУ ЗА НИЗЬКИХ РОБОЧИХ ТИСКІВ ..... 5

*М. В. Шавранський, О. В. Кучмистенко, В. М. Шавранський* МЕТОДИ ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ОПЕРАТИВНОГО ВИЯВЛЕННЯ НАФТОГАЗОПРОЯВІВ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН ..... 14

*Р. В. Берестов, Н. Є. Гоц* ФОРМУВАННЯ ВИМОГ ДО МЕТОДИКИ ПРОДОВЖЕННЯ СТРОКУ СЛУЖБИ ЗАКРИТИХ ДЖЕРЕЛ ІОНІЗУЮЧОГО ВИПРОМІНЕННЯ ..... 22

### МЕТОДИ І ПРИЛАДИ ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ РІДКОЇ І ГАЗОПОДІБНОЇ ФАЗ

*Т. В. Кепецьук* ВИЗНАЧЕННЯ МЕТРОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРУБОПОРШНЕВИХ ПОВІРОЧНИХ УСТАНОВОК НА ОСНОВІ КОНЦЕПЦІЇ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ ..... 34

### МЕТОДИ І ПРИЛАДИ КОНТРОЛЮ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ

*Ю. Й. Стрілецький* СХЕМОТЕХНІКА ВУЗЛІВ ДЛЯ ФОРМУВАННЯ ПОЧАТКОВОГО СТАНУ ПРОГРАМИ І МОНІТОРИНГУ РОБОТИ МІКРОКОНТРОЛЕРА У АВТОНОМНІЙ СИСТЕМІ ОПРАЦЮВАННЯ ДАНИХ ПРИ НЕРУЙНІВНОМУ КОНТРОЛІ ..... 46

*О. Ю. Мірзоєва, О. І. Белей, Р. Б. Стасюк, О. В. Кучмистенко* РОЗРОБЛЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЕКОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО СТАНУ ГПА ..... 55

### АВТОМАТИЗАЦІЯ І КОМП'ЮТЕРНО-ІНТЕГРОВАНІ ТЕХНОЛОГІЇ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ

*Д. О. Паневник* ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ДИСТАНЦІЙНОЇ ФОРМИ ПРОВЕДЕННЯ ЛАБОРАТОРНИХ ЗАНЯТЬ З КОНТРОЛЮ І УПРАВЛІННЯ В ТЕХНІЧНИХ СИСТЕМАХ ..... 62

*О. Т. Чернова, В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, М. М. Якимів* ОПТИМІЗАЦІЯ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ З ВИКОРИСТАННЯМ ПІСГ ..... 72

## **МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ В ЗАДАЧАХ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ**

<i>М. І. Горбійчук, М. І. Козутяк, В. М. Гарасимів</i> МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ПІДГРІВНИКА З ПРОМІЖНИМ ТЕПЛОНОСІЄМ.....	83
<i>В. В. Лопатін</i> РОЗРОБКА ВИМОГ ТА МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ЗАПАЛЮВАННЯ ВИБУХОНЕБЕЗПЕЧНОЇ СУМІШІ НИЗЬКОВОЛЬТНИМ ВИМІРЮВАЛЬНИМ КОЛОМ.....	96
<i>М. О. Карнаш, А. П. Олійник, Л. І. Фешанич</i> ДИФЕРЕНЦІАЛЬНА МОДЕЛЬ РОЗВИТКУ ПАВОДКОВИХ ЯВИЩ.....	105
ВИМОГИ ДО ОФОРМЛЕННЯ СТАТЕЙ.....	109

# METHODS AND DEVICES №2 (47) 2021 OF QUALITY CONTROL Published since 1997

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

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

**Editor-in-Chief:**

A. P. Oliinyk, Dr. of Technical Sciences

**Executive Secretary:**

B. S. Nezamay, PhD

**Editorial Board:**

A. I. Bandura, Dr. of Phys. - math. Sc.  
A. R. Voronych, PhD  
M. I. Gorbilychuk, Dr. of Technical Sc.  
R. M. Dzhala, Dr. of Technical Sc.  
V. V. Drevetskyi, Dr. of Technical Sc.  
D. A. Domin, Dr. of Technical Sc.  
L. M. Zamichivskyi, Dr. of Technical Sc.  
O. M. Karpash, Dr. of Technical Sc.  
N. I. Kosach, Dr. of Technical Sc.  
Y. M. Kuchirka, PhD.  
P. D. Legnyuk, Dr. of Technical Sc.  
V. V. Lopatin, Dr. of Technical Sc.  
V. A. Luzhetskiy, Dr. of Technical Sc.  
O. R. Nykyforchyn, Dr. of Phys.-math Sc.  
S. I. Osadchy, Dr. of Technical Sc.  
M. S. Pasyeka, Dr. of Technical Sc.  
A. V. Rudakhova, Dr. of Technical Sc.  
G. N. Sementsov, Dr. of Technical Sc.  
A. A. Sytnik, Dr. of Technical Sc.  
H. M. Suchkov, Dr. of Technical Sc.  
V. M. Uchanin, Dr. of Technical Sc.  
V. I. Sheketa, Dr. of Technical Sc.  
V. A. Yatsuk, Dr. of Technical Sc.  
Rzasa Mariusz, PhD.  
Wojcik Waldemar, Dr. Sc.  
Gerhard Mook, Dr. hab.

**Address**

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

**Editors**

N.R. Stetsiuk, O.O. Rospopa  
**Electron galley**  
B.S. Nezamay, O. S. Tsareva,  
M. O. Slabinoga

State Registration Certificate  
KB № 15834 - 4306 Regions  
Of 16.10.2009

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

## CONTENT

### MEASUREMENT OF PHYSICAL AND MECHANICS PARAMETERS OF SUBSTANCES

*O. Ye. Seredyuk, N. M. Malisevuch, D. O. Seredyuk, V. V. Malisevych* ANALITICAL AND METROLOGICAL STUDIES OF BIOGAS COMPRESIBILITY COEFFICIENT AT LOW OPERATING PRESSURES..... 5

*M. V. Shavranskyi, O. V. Kuchmystenko, V. M. Shavranskyi* METHODS OF FORECASTING AND OPERATIONAL DETECTION OIL AND GAS PRODUCTS DURING DRILLING WELLS ..... 14

*R. V. Berestov, N. Ye. Hots* FORMATION OF REQUIREMENTS FOR THE METHOD OF EXTENDING THE TERM OF SERVICE OF CLOSED SOURCES OF IONIZING ..... 22

### METHODS AND DEVICES OF FLOW MEASUREMENT OF LIQUID AND GASEOUS PHASES

*T. V. Kepeshchuk* DETERMINATION OF THE METROLOGICAL CHARACTERISTICS OF PIPE PROVERS BASED ON THE CONCEPT OF UNCERTAINTY ..... 34

### METHODS AND DEVICES FOR THE TECHNOLOGICAL PARAMETERS CONTROL

*Yu. J. Striletskyi* ELECTRONIC DEVICE CIRCUITS FOR GENERATION SIGNAL OF INITIAL START OF PROGRAM AND MONITORING OF THE WORK OF A MICROCONTROLLER IN THE AUTONOMOUS SYSTEM OF DATA ANALYSIS FOR NON DESTRUCTIVE CONTROL..... 46

*O. Yu. Mirzoeva, O. I. Belej, R. B. Stasyuk, O. V. Kuchmystenko,* DEVELOPMENT OF AN AUTOMATED SYSTEM FOR CONTROL OF ECOLOGICAL AND TECHNICAL CONDITION OF GPA ..... 55

### AUTOMATION AND COMPUTER-INTEGRATED NON-DESTRUCTIVE TESTING TECHNOLOGIES

*D. O. Panevnyk* IMPROVING THE EFFICIENCY OF THE REMOTE FORM OF LABORATORY CLASSES ON CONTROL AND MANAGEMENT IN TECHNICAL SYSTEMS ..... 62

*O. T. Chernova, V. Ya. Hrudz, Ya. V. Hrudz, M. M. Yakymiv* OPTIMIZATION OF CONTROL OF OPERATING MODES OF GAS TRANSPORT SYSTEM USING UGS ..... 72

## **MATHEMATICAL MODELLING FOR THE UNDESTROYED CONTROL PROBLEMS**

<i>M. I. Gorbiychuk, M. I. Kogutiak, V. M. Garasymiv</i> MATHEMATICAL MODEL OF THE HEATER WITH INTERMEDIATE HEAT.....	83
<i>V. V. Lopatin</i> DEVELOPMENT OF REQUIREMENTS AND SIMULATION OF THE PROCESS OF IGNITION OF EXPLOSION-HAZARDOUS MIXTURE BY A LOW VOLTAGE MEASURING CIRCUIT .....	96
<i>M. O. Karpash, A. P. Oliinyk, L. I. Feshanych</i> DIFFERENTIAL MODEL OF FLOOD PHENOMENA DEVELOPMENT .....	105
REQUIREMENTS FOR THE ARTICLE.....	109

## ВИМІРЮВАННЯ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ РЕЧОВИНИ

УДК 681.121:006.91

DOI: 10.31471/1993-9981-2021-2(47)-5-13

### АНАЛІТИКО-МЕТРОЛОГІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА СТИСЛИВОСТІ БІОГАЗУ ЗА НИЗЬКИХ РОБОЧИХ ТИСКІВ

*О.Є. Середюк<sup>1)</sup>, Н.М. Малісевич<sup>2)</sup>, Д.О. Середюк<sup>3)</sup>, В.В. Малісевич<sup>3)</sup>*

<sup>1)</sup> *Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,  
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, [mivt@nung.edu.ua](mailto:mivt@nung.edu.ua)*

<sup>2)</sup> *Відокремлений структурний підрозділ «Фаховий коледж електронних приладів Івано-  
Франківського національного технічного університету нафти і газу»,  
вул. Вовчинецька, 223, м. Івано-Франківськ, 76006, [nataliia.malisevych@kep.nung.edu.ua](mailto:nataliia.malisevych@kep.nung.edu.ua)*

<sup>3)</sup> *Державне підприємство «Івано-Франківський науково-виробничий центр  
стандартизації, метрології та сертифікації»,  
вул. Вовчинецька, 127, м. Івано-Франківськ, 76006,  
[sdo.if05@gmail.com](mailto:sdo.if05@gmail.com), [vitaliy\\_malisevych@ukr.net](mailto:vitaliy_malisevych@ukr.net)*

Розглянуто актуальність визначення коефіцієнта стисливості біогазу для умов його обліку. Викладений аналіз відомих українських та закордонних методик і нормативних документів при визначенні фізико-хімічних параметрів газових сумішей, в тому числі природного газу і біогазу. Показано відсутність чинних нормативних документів щодо визначення коефіцієнта стисливості біогазу, що необхідно для реалізації його правильного і точного обліку. Описано суть розробленого алгоритму для визначення коефіцієнта стисливості біогазу, який характеризується зменшенням вмістом метану і збільшенням вмістом двоокису вуглецю, азоту, кисню, а також наявністю водяної пари у складі біогазу. Розроблений практичний алгоритм визначення коефіцієнта стисливості біогазу, який передбачає використання порівняно простого алгоритму його розрахунку на базі об'ємного вмісту компонентів біогазу з врахуванням їх критичних параметрів і псевдоприведених значень тиску і температури для конкретних параметрів абсолютних значень тиску і температури біогазу. Алгоритм реалізований з врахуванням інформації, наведеної у спеціалізованих довідниках, зокрема графічних залежностей зміни коефіцієнта стисливості суміші газів від приведених значень їх температури і тиску. Здійснений приклад розрахунку коефіцієнта стисливості біогазу для умов задання його компонентного складу. Проведено моделювання зміни коефіцієнта стисливості біогазу від його відносної вологості, а також моделювання цього коефіцієнту від робочих тисків і температури біогазу і вмісту в ньому метану. Проведений метрологічний аналіз розробленої методики і алгоритму визначення коефіцієнта стисливості біогазу з урахуванням наявності в ньому вологи.

**Ключові слова:** біогаз, компонентний склад, вологість, абсолютний тиск, температура, псевдокритична температура, псевдокритичний тиск, фактор стисливості, коефіцієнт стисливості, комп'ютерне моделювання, об'єм газу, комерційний параметр біогазу.

Рассмотрена актуальность определения коэффициента сжимаемости биогаза для условий его учета. Изложен анализ известных украинских и зарубежных методик и нормативных документов при определении физико-химических параметров газовых смесей, в том числе природного газа и биогаза. Показано отсутствие действующих документов по определению коэффициента сжимаемости биогаза, что необходимо для реализации его правильного и точного учета. Изложена сущность разработанного алгоритма для определения коэффициента сжимаемости биогаза, характеризующегося уменьшенным содержанием метана и увеличенным содержанием двуокиси углерода, азота, кислорода, а также наличием водяного пара в составе биогаза. Разработан практический алгоритм определения коэффициента сжимаемости биогаза, предполагающий использование сравнительно простого алгоритма его расчета за данными объемного содержания компонентов биогаза с учетом их критических параметров и псевдоприведенных значений давления и температуры для

конкретных параметров абсолютных значений давления и температуры биогаза. Алгоритм реализован с учетом информации, приведенной в специализированных справочниках, в частности, графических зависимостей изменения коэффициента сжимаемости смеси газов от приведенных значений их температуры и давления. Осуществлен пример расчета коэффициента сжимаемости биогаза для условий заданного его компонентного состава. Проведено моделирование изменения коэффициента сжимаемости биогаза от его относительной влажности, а также моделирование этого коэффициента от рабочих давлений и температуры биогаза и содержания в нем метана. Проведен метрологический анализ разработанной методики и алгоритма определения коэффициента сжимаемости биогаза с учетом наличия в нем влаги.

**Ключевые слова:** биогаз, компонентный состав, влажность, абсолютное давление, температура, псевдокритическая температура, псевдокритическое давление, фактор сжимаемости, коэффициент сжимаемости, компьютерное моделирование, объем газа, коммерческий параметр биогаза.

The relevance of determining the compressibility coefficient of biogas for the conditions of its accounting is considered. The analysis of the known Ukrainian and foreign methods and normative documents at definition of physical and chemical parameters of gas mixes, including natural gas and biogas is stated. The absence of current regulations on determining the coefficient of compressibility of biogas, which is necessary for the implementation of its correct and accurate accounting. The essence of the developed algorithm for determining the compressibility coefficient of biogas, which is characterized by a reduced content of methane and increased content of carbon dioxide, nitrogen, oxygen, as well as the presence of water vapor in the biogas. A practical algorithm for determining the compressibility coefficient of biogas has been developed, which involves the use of a relatively simple algorithm for calculating it based on the volume content of biogas components taking into account their critical parameters and pseudo-pressure and temperature values for specific parameters of absolute biogas pressure and temperature. The algorithm is implemented taking into account the information given in specialized reference books, in particular graphical dependences of change of coefficient of compressibility of a mix of gases on the resulted values of their temperature and pressure. An example of calculating the coefficient of compressibility of biogas for the conditions of setting its component composition. Simulation of the change in the compressibility coefficient of biogas from its relative humidity, as well as modeling of this coefficient from the operating pressures and temperature of biogas and its methane content. The metrological analysis of the developed technique and algorithm of determination of coefficient of compressibility of biogas taking into account presence in it of moisture is carried out.

**Keywords:** biogas, component composition, humidity, absolute pressure, temperature, pseudocritical temperature, pseudocritical pressure, compressibility factor, compressibility coefficient, computer simulation, gas volume, commercial parameter of biogas.

**Вступ** На даний час значної актуальності набуває питання обліку біогазу і контролю його якісних показників як одного із альтернативних джерел енергоносіїв [1]. Це вимагає розроблення нових методологій для обчислення його фізичних параметрів, в тому числі коефіцієнта стисливості, що є необхідною умовою для розрахунку зведеного до стандартних умов об'єму сухої частини газу, який є комерційним параметром при оплаті. Особливість визначення коефіцієнта стисливості полягає також і в тому, що біогаз є вологим газом, відносна вологість якого може становити понад 50%.

Важливим також є питання визначення енергії біогазу, що в сучасних умовах також в повній мірі впливає на його вартість і повинен здійснюватися з врахуванням [2]. За участю авторів запропонований патентозахисений

новий спосіб експрес-визначення теплоти згорання природного газу [3], який в повній мірі стосується також контролю якості біогазу, і передбачає прецизійне вимірювання витрати досліджуваного газу під час його спалювання. Для реалізації цього способу також необхідно враховувати коефіцієнта стисливості біогазу.

#### **Аналіз останніх досліджень і публікацій**

Аналіз відомих методик по визначенню коефіцієнта стисливості газів згідно чинних нормативних документів показав, що вони не можуть бути застосовуваними, оскільки моделі стосуються певного діапазону компонентів природного газу, який за складом принципово відрізняється від біогазу, насамперед меншим вмістом метану і збільшеними вмістами двоокису вуглецю, азоту, кисню, а також наявністю водяної пари.

Реальний компонентний склад біогазу є близьким за об'ємним вмістом до (50-60) % метану  $\text{CH}_4$ , (28-38) % двоокису вуглецю  $\text{CO}_2$ , (5-11) % азоту  $\text{N}_2$ , (0,5-3,5) % кисню  $\text{O}_2$  і відносній вологості (50-60) %. Облік його здійснюють за відсутності додаткового компримування, тобто при надлишкових тисках (10-20) кПа за робочих температур (10-40) °С.

Так, методика щодо визначення коефіцієнта стисливості згідно [4] не може бути використаною внаслідок невідповідності за компонентним складом, де метану повинно бути більше 65%, двоокису вуглецю не більше 15%, а кисень передбачається практично відсутній (якщо прийняти його як інші складові, то вміст повинен бути не більше 1%).

Застосування методики згідно нормативного документу [5] є неможливим, оскільки вона не підходить по складу газу і водночас не містить методики (алгоритмів) для визначення коефіцієнта стисливості.

Застосування правил [6] також не підходить оскільки стосується тільки природного газу, в якому передбачається наявність багатьох вуглеводневих компонентів, в тому числі вмісту  $\text{CO}_2$  і  $\text{N}_2$  поряд з відсутністю суттєвої наявності кисню. Ще один із алгоритмів для визначення коефіцієнта стисливості згідно [6] не може бути застосовуваним, оскільки він стосується або вуглеводневих газів без  $\text{CO}_2$  і  $\text{N}_2$ , або наявності багатьох складових у вуглеводневих газах, тобто з вмістом  $\text{CO}_2$  і  $\text{N}_2$ .

Крім того, вказані вище методики [4-6] передбачають розрахунок коефіцієнта стисливості тільки для сухого газу (в [6] конкретизується, що відносна вологість такого газу не повинна перевищувати 10%), що не відповідає складу біогазу.

Чинний новий стандарт [7], який стосується визначення фізичних властивостей природного газу, є застосовуваним тільки для природного газу, який містить азот та двоокис вуглецю і не може бути безпосередньо використаний для біогазу.

Відомою для розрахунку фізичних властивостей вологого нафтового газу, в тому числі фактора стисливості є методика [8]. Однак вона передбачає необхідність врахування теплофізичних властивостей газових сумішей на базі розробленого Всеросійським науково-дослідним центром стандартизації, інформації і

сертифікації сировини, матеріалів і речовин Держстандарту Росії узагальненого фундаментального рівняння стану газу з допоміжним розраховуванням безрозмірних комплексів, що вже є досить громіздким при практичному розрахунку. Крім того, для розрахунку згідно цієї методики необхідно додатково враховувати рівноважну концентрацію (розчинність) водяної пари в газовій суміші, що є необхідною умовою для врахування цього фактору при утворенні кристалогідратів льоду або води.

Також щодо області застосування цієї методики відзначено, що вона призначена для застосування у сфері витратометрії нафтового газу, який, на погляд авторів статті, суттєво відрізняється за фізичними властивостями від біогазу.

Тому для низьких значень надлишкових тисків (до 50 кПа) і невисоких температур (до 50 °С) застосування цієї методики є не тільки недоцільним, оскільки суттєво ускладнює практичні аспекти її застосування при розрахунках у сфері обліку біогазу, але і є некоректним внаслідок недостовірності отриманих результатів щодо сфери застосування.

Також відомим є та обставина, що зміна коефіцієнта стисливості природного газу зростає із зростанням його абсолютного тиску і абсолютної температури, які виражають через їх псевдоприведені значення [6], що може бути використаним при дослідженні впливових факторів зміни коефіцієнта стисливості (КС) біогазу.

**Метою роботи** є розроблення практичного алгоритму визначення коефіцієнта стисливості сухого та вологого біогазу за низьких робочих тисків і його метрологічний аналіз.

#### **Виклад основного матеріалу**

На підставі проведеного аналізу відомих методик і нормативних документів доцільно визначати коефіцієнт стисливості біогазу як для суміші окремих компонентів газу з використанням розрахунку псевдокритичних і псевдоприведених параметрів суміші за методикою для природного газу, яка передбачає використання критичних тисків і критичної температури чистих компонентів газової суміші шляхом застосування правила суміщення за

методом Кея [9]. Далі шляхом використання номограм із [10] для визначення коефіцієнта стисливості природних вуглеводневих газів, тобто таких які містять  $\text{CO}_2$  і  $\text{N}_2$ , інтерполяційним методом знаходимо числове значення коефіцієнта стисливості для робочих умов вимірювання за тиском і температурою. Такий підхід є обґрунтованим, оскільки прийнято вважати, що гази або суміші газів, у яких приведені температури і тиски однакові, мають однакові або близькі значення коефіцієнтів стисливості [10].

При цьому вплив вологості біогазу на облік його сухої частини можна врахувати використанням відповідної залежності, яка наведена в [11]. Вона враховує фактори стискуваності водяної пари та вологого газу, парціальний тиск водяної пари і абсолютний тиск вологого газу, який обліковується.

Розроблений алгоритм передбачає використання порівняно простого алгоритму розрахунку коефіцієнта стисливості біогазу на базі об'ємного вмісту компонентів біогазу з врахуванням їх критичних параметрів і розрахунку псевдоприведених значень тиску і температури для конкретних параметрів абсолютного значень тиску і температури біогазу.

Суть практичного алгоритму визначення коефіцієнта стисливості біогазу передбачає визначення абсолютної псевдокритичної температури  $T_{нкp}$  та абсолютного псевдокритичного тиску  $p_{нкp}$  біогазу за формулами:

$$T_{нкp} = 0,0 (v_1 T_{кp1} + v_2 T_{кp2} + v_3 T_{кp3} + v_4 T_{кp4}), \quad (1)$$

$$p_{нкp} = 0,0 (v_1 p_{кp1} + v_2 p_{кp2} + v_3 p_{кp3} + v_4 p_{кp4}), \quad (2)$$

де  $v_1 \dots v_4$  – об'ємний вміст у відсотках компонентів біогазу  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{O}_2$  відповідно, сума відсотків яких повинна становити 100%;  $T_{кp1} \dots T_{кp4}$  – абсолютні критичні температури окремих компонентів біогазу  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{O}_2$  відповідно;  $p_{кp1} \dots p_{кp4}$  – абсолютні критичні тиски окремих компонентів біогазу  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{O}_2$  відповідно.

За табличними даними [9] критичні параметри окремих компонентів біогазу становлять:

$$\begin{aligned} p_{кp\text{CH}_4} &= 4,5988 \text{ МПа}; & p_{кp\text{CO}_2} &= 7,386 \text{ МПа}; \\ p_{кp\text{N}_2} &= 3,390 \text{ МПа}; & p_{кp\text{O}_2} &= 5,043 \text{ МПа}; \\ T_{кp\text{CH}_4} &= 190,555 \text{ К}; & T_{кp\text{CO}_2} &= 304,20 \text{ К}; \\ T_{кp\text{N}_2} &= 126,2 \text{ К}; & T_{кp\text{O}_2} &= 154,58 \text{ К}. \end{aligned}$$

Приведену температуру  $T_{np}$  та приведений тиск  $p_{np}$  для біогазу, як суміші газів, визначають за формулами:

$$T_{np} = \frac{(t + 273,15)}{T_{нкp}} = \frac{T}{T_{нкp}}, \quad (3)$$

$$p_{np} = \frac{(p_n + p_a)}{p_{нкp}} = \frac{p_{абс}}{p_{нкp}}, \quad (4)$$

де  $t$  – температура біогазу, °С;  $p_n$  – надлишковий тиск, Па;  $p_a$  – атмосферний тиск, Па.

КС біогазу визначають за допомогою графіків (рис.1) [10], використовуючи значення попередньо розрахованих псевдоприведених тиску та температури для робочих умов біогазу. Для цього записується рівняння прямої, що проходить через дві точки А і В з координатами  $(p_{npA}; z_A)$  та  $(p_{npB}; z_B)$  відповідно:

$$\frac{p_{np} - p_{npA}}{p_{npB} - p_{npA}} = \frac{z - z_A}{z_B - z_A}, \quad (5)$$

де  $z$  – КС біогазу;  $z_A, z_B$  – КС біогазу для точок А і В відповідно.

За точку А приймається початок координат графіка, для якої  $z_A = 1$  і  $p_{npA} = 0$ .

За точку В приймається значення КС (точка  $z_B$ ), яка вибирається за значеннями  $T_{np}$  і  $p_{np}$ . Так як для значень  $p_{np}$  більше одиниці криві мають суттєво нелінійний характер, то за значення координат точки В можна вибрати значення коефіцієнта стисливості при  $T_{np} = 1,3$  (точка  $z'$ ) або при  $T_{np} = 1,4$  (точка  $z''$ ).

Тут конкретизуємо, що для біогазу при його надлишковому тиску (10-20) кПа і температурі (0-40) °С діапазон приведених значень температури буде знаходитися в діапазоні (1,3-1,4), що відповідає точкам  $z'$  та  $z''$  (рис.1).

За умови, коли приведена температура біогазу знаходиться між 1,3 і 1,4, тобто яким відповідають діапазони значень  $z'$  і  $z''$ , то використовуючи метод лінійної інтерполяції для знаходження значення  $z_B$  застосовується алгоритм:

$$z_B = z' + \frac{z'' - z'}{T_{np2} - T_{np1}} \cdot (T_{npB} - T_{np1}), \quad (6)$$

де  $z', z''$  – значення КС при вибраному фіксованому  $p_{np}$  та двох значеннях  $T_{np1}$  і  $T_{np2}$  відповідно (рис.1).

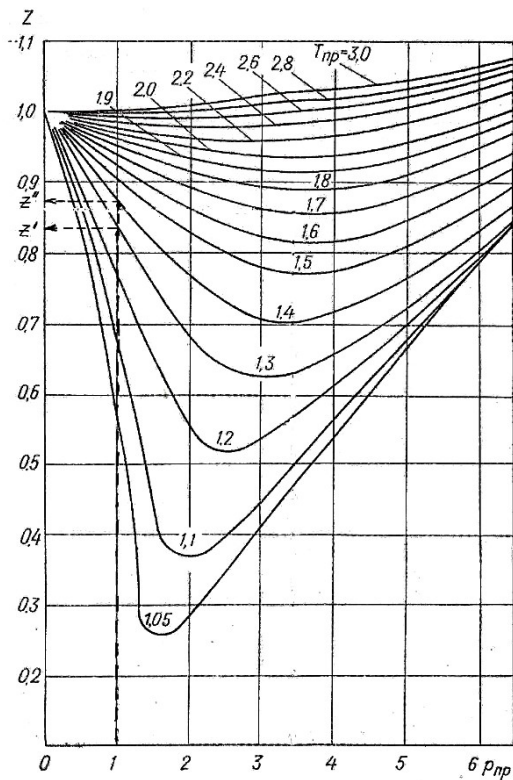


Рисунок 1 – Графіки функції коефіцієнта стисливості  $z = f(T_{np}, p_{np})$

На основі рівняння (5) залежність зміни КС біогазу подамо формулою:

$$z = p_{np} \cdot \frac{z_B - z_A}{p_{npB} - p_{npA}} - p_{npA} \cdot \frac{z_B - z_A}{p_{npB} - p_{npA}} + z_A \quad (7)$$

Далі за розрахованим значенням  $p_{np}$  для розрахованого значення  $T_{np}$  з графіків  $z = f(p_{np}, T_{np})$  знаходимо значення коефіцієнта стисливості  $z$  (рис. 1).

При цьому за необхідності використовуємо лінійну інтерполяцію для знаходження  $z$  за значеннями  $p_{np}$ ,  $T_{np}$ , які знаходяться всередині інтервалу дискретизованих значень.

Наприклад, якщо необхідно знайти КС при  $T_{np1} = 1,381$  (умовно вибране значення), то використовуємо з рис. 1 такі дані: при  $T_{np1} = 1,3$   $z' = 0,84$  і при  $T_{np2} = 1,4$   $z'' = 0,87$ . Ці числові значення згідно (7) дозволяють записати:

$$z_{i1} = z' + \frac{z'' - z'}{T_{np2} - T_{np1}} \cdot (T_{np1} - 1,3) \quad (8)$$

Після підставлення чисельних значень отримуємо:

$$z_{i1} = 0,84 + \frac{0,87 - 0,84}{1,4 - 1,3} \cdot (1,381 - 1,3) = 0,84 + 0,3 \cdot 0,081 = 0,8643$$

Таким чином є можливість записати таку апроксимаційну залежність (рівняння прямої) зміни КС від приведенного тиску за умови незмінної приведенної температури:

$$z = f(p_{np}) = 1 - (z_0 - z_i) \cdot p_{np} \quad (9)$$

За умови, коли  $T_{np1} = 1,381$  за значеннями двох точок  $p_{np} = 0$  при  $z = 1$  і  $p_{np1} = 1$  при  $z_i = 0,8643$ , апроксимаційне рівняння для КС сухого газу  $z_{сух.i}$  у виді (9) можна подати:

$$z_{сух.i} = 1 - 0,1357 \cdot p_{np} \quad (10)$$

Аналогічно можна отримати залежності зміни КС сухого біогазу для будь-якої іншої  $i$ -тої приведенної температури, яка записується з врахуванням фактичної температури і коефіцієнта стисливості біогазу.

Для дослідження впливу вологості на коефіцієнт стисливості вологого біогазу скористаємося відомою залежністю [11]:

$$z_{вол} = \left( 1 - \frac{p_{ВП}}{p_{вол}} \right) \cdot z_{сух} + \frac{p_{ВП}}{p_{вол}} z_{ВП} \quad (11)$$

де  $z_{сух}$  – коефіцієнт стисливості сухого газу;  $p_{вол}$  – абсолютний тиск вологого газу;  $z_{ВП}$  – коефіцієнт стисливості водяної пари;  $p_{ВП}$  – парціальний тиск водяної пари.

Тут зауважимо, що при низьких парціальних тисках водяної пари формула (11) є придатною для розрахунку як для фактора стисливості, так і для коефіцієнта стисливості. Це вказується в [11], а обґрунтуванням може бути застосування однакового алгоритму запису залежності для КС як функції від співвідношення парціального тиску водяної пари і абсолютного тиску вологого газу. Саме це співвідношення є впливовою характеристикою на зміну досліджуваного параметра від наявності водяної пари у біогазі.

При температурах газу від  $-30$  °C до  $+80$  °C при низьких парціальних тисках водяну пару можна розглядати як ідеальний газ, коефіцієнт стисливості якого близький до одиниці і в задачах обліку вологого природного газу приймають, що  $z_{ВП} = 1$  [11].

Значення  $p_{ВП}$  розраховується за формулою [9]:

$$p_{ВП} = \frac{\varphi \cdot p_{НП}}{100}, \quad (12)$$

де  $\varphi$  – відносна вологість газу, %;  $p_{НП}$  – тиск насиченої водяної пари, Па.

Залежність  $p_{НП}$  як функція від температури є відомою із довідників [9] і, як приклад, для діапазону температур від 0 °С до 50 °С подається в табл.1.

Таблиця 1 – Тиск насиченої водяної пари та її густина за різних температур

$t, ^\circ\text{C}$	$p, \text{кПа}$	$\rho \cdot 10^{-3}, \text{кг/м}^3$
0	0,613	4,80
5	0,880	6,80
10	1,226	9,40
15	1,706	12,80
20	2,333	17,3
25	3,173	23,0
30	4,239	30,3
40	7,371	51,2
50	12,33	83,0

Тому формула (11) із врахуванням (12) і умови, що  $z_{ВП}=1$  набуває вигляду:

$$z_{вол} = \left(1 - \frac{\varphi \cdot p_{НП}}{100 \cdot p_{вол}}\right) \cdot z_{сух} + \frac{\varphi \cdot p_{НП}}{100 \cdot p_{вол}} = z_{сух} - z_{сух} \cdot \frac{\varphi \cdot p_{НП}}{100 \cdot p_{вол}} + \frac{\varphi \cdot p_{НП}}{100 \cdot p_{вол}} = z_{сух} + \frac{\varphi \cdot p_{НП}}{100 \cdot p_{вол}} (1 - z_{сух}) \quad (13)$$

Таким чином розглянуті вище міркування і формули дають можливість подати таку залежність для розрахунку об'єму за робочих умов (у відносних долях) сухої частини вологого газу  $V_{сух}$ :

$$V_{сух} = 1 - \frac{\varphi \cdot p_{НП}}{p_{вол}} \cdot \frac{z_{вол}}{z_{ВП} \cdot 100}. \quad (14)$$

Для кількісної оцінки впливу вологості біогазу на значення його коефіцієнта стисливості здійснимо комп'ютерне моделювання закономірностей його зміни.

Математичне моделювання КС біогазу проводилося для діапазону надлишкового тиску (5,0-40,0) кПа з кроком 10 кПа, абсолютної температури (0-50) °С, відносної вологості (10-90) % з урахуванням зміни компонентного складу біогазу. За основу при моделюванні вибраний такий склад біогазу, який містить за об'ємом 55 % метану, 32 % вуглекислого газу, 10 % азоту та 3 % кисню. В процесі моделювання змінювався вміст метану в діапазоні (45-65) %, вуглекислого газу (24-40) %, азоту (3-17) %, кисню (0,5-6) %. При зміні вмісту кожного з компонентів вміст решти складових пропорційно збільшувався або зменшувався для досягнення суми 100 %.

Комп'ютерне моделювання реалізоване на базі алгоритму (13) з врахуванням даних табл. 1.

Результати моделювання, які подані на рис. 1, вказують, що зростання відносної вологості біогазу приводить до зростання КС, який в більшій мірі наближається до одиниці. При цьому при більшій температурі біогазу цей вплив спостерігається в більшій мірі. Водночас кількісні (числові) значення КС змінюються на рівні четвертого знаку після коми, що у відсоткових одиницях становить близько 0,009 % при температурі 30 °С і 0,026 % при температурі 50 °С за умови зміни відносної вологості біогазу від 10 % до 90 %.

Незважаючи на перший погляд несуттєві зміни КС, ця обставина повинна враховуватися при обліку біогазу, оскільки це вже кількісно, в такій мірі, впливає на точність його обліку.

Так як моделювання, яке наведено на рис. 1, реалізоване за умови використання середніх значень компонентного складу біогазу, то доцільно дослідити його зміну від вмісту метану в біогазі за різних значень його тиску і температури.

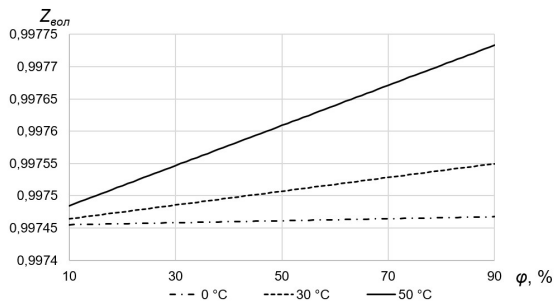
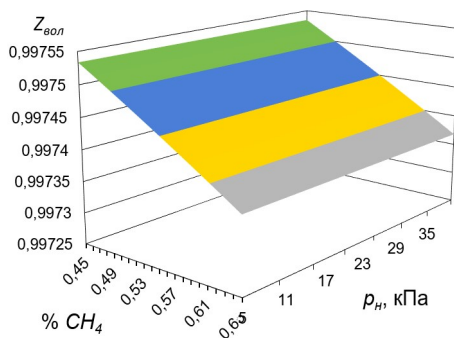
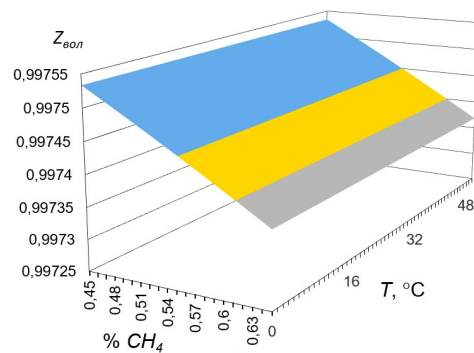


Рисунок 1 – Графічна ілюстрація зміни коефіцієнта стисливості вологого біогазу від його температури і відносної вологості  $\varphi$



а)



б)

Рисунок 2 – Графічна ілюстрація зміни коефіцієнта стисливості вологого біогазу від вмісту в ньому метану за різних значень надлишкового тиску (а) і температури (б) при відносній вологості 60 %

Так як вплив вологості біогазу на визначення КС є несуттєвим, то метрологічний аналіз здійснимо на підставі застосування запропонованого авторами викладеного вище алгоритму його визначення.

$$\Delta T_{кр} = \left( \frac{\partial T_{кр}}{\partial v_1} \cdot \Delta v_1 \right) + \left( \frac{\partial T_{кр}}{\partial v_2} \cdot \Delta v_2 \right) + \left( \frac{\partial T_{кр}}{\partial v_3} \cdot \Delta v_3 \right) + \left( \frac{\partial T_{кр}}{\partial v_4} \cdot \Delta v_4 \right), \quad (15)$$

$$\Delta p_{кр} = \left( \frac{\partial p_{кр}}{\partial v_1} \cdot \Delta v_1 \right) + \left( \frac{\partial p_{кр}}{\partial v_2} \cdot \Delta v_2 \right) + \left( \frac{\partial p_{кр}}{\partial v_3} \cdot \Delta v_3 \right) + \left( \frac{\partial p_{кр}}{\partial v_4} \cdot \Delta v_4 \right), \quad (16)$$

де  $\Delta v_1, \dots, \Delta v_4$  – абсолютні похибки визначення об'ємного вмісту компонентів біогазу  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{O}_2$  відповідно;  $\frac{\partial T_{кр}}{\partial v_1}, \dots, \frac{\partial T_{кр}}{\partial v_4}$  – коефіцієнти впливу для розрахунку похибок параметрів  $v_1, \dots, v_4$  відповідно;  $\frac{\partial p_{кр}}{\partial v_1}, \dots, \frac{\partial p_{кр}}{\partial v_4}$  – коефіцієнти впливу для розрахунку похибок параметрів  $v_1, \dots, v_4$  відповідно.

Значення абсолютних похибок параметрів  $\Delta v_1, \dots, \Delta v_4$  визначалися з врахуванням прийнятої при метрологічному аналізі відносної похибки їх визначення 0,5% відносно усереднених значень вказаного вище компонентного складу

Графічна ілюстрація (рис. 2) свідчить про дещо більший вплив вмісту метану  $\text{CH}_4$  в біогазі на зміну його КС порівняно із зміною вологості в ньому. Так зростання вмісту  $\text{CH}_4$  із 45 % до 65 % приводить до зменшення значення КС приблизно 0,015 %. Водночас встановлено за результатами комп'ютерного моделювання практично відсутній вплив зміни робочого тиску і температури біогазу на зміну його КС.

Далі здійснимо метрологічний аналіз визначення коефіцієнта стисливості біогазу.

Абсолютні похибки розрахунку критичної температури та критичного тиску згідно (1) та (2) знайдемо за формулами:

біогазу. Вони становлять  $\Delta v_1=0,275$  %,  $\Delta v_2=0,16$  %,  $\Delta v_3=0,05$  %,  $\Delta v_4=0,015$  %. За цих умов числові значення коефіцієнтів впливу становлять  $\frac{\partial T_{кр}}{\partial v_1}=1,906$ ,  $\frac{\partial T_{кр}}{\partial v_2}=3,042$ ,  $\frac{\partial T_{кр}}{\partial v_3}=1,262$ ,  $\frac{\partial T_{кр}}{\partial v_4}=1,546$ ,  $\frac{\partial p_{кр}}{\partial v_1}=0,046$ ,  $\frac{\partial p_{кр}}{\partial v_2}=0,074$ ,  $\frac{\partial p_{кр}}{\partial v_3}=0,034$ ,  $\frac{\partial p_{кр}}{\partial v_4}=0,05$ . В результаті отримаємо такі значення похибок визначення критичних параметрів  $\Delta T_{кр}=0,718$  К,  $\Delta p_{кр}=1,741 \cdot 10^{-2}$  МПа.

Визначимо абсолютні похибки приведених значень тиску і температури біогазу згідно (3) і (4):

$$\Delta T_{np} = \sqrt{\left(\frac{\partial T_{np}}{\partial T} \cdot \Delta T\right)^2 + \left(\frac{\partial T_{np}}{\partial T_{nkr}} \cdot \Delta T_{nkr}\right)^2}, \quad (17)$$

де  $\partial T_{np}/\partial T$ ,  $\partial T_{np}/\partial T_{nkr}$  – коефіцієнти впливу для розрахунку похибки параметрів  $T$  та  $T_{nkr}$  відповідно;  $\Delta T$  та  $\Delta T_{nkr}$  – похибки визначення параметрів  $T$  та  $T_{nkr}$  відповідно.

Враховуючи, що  $\Delta T=0,15$  К,  
 $\partial T_{np}/\partial T=4,558 \cdot 10^{-3}$ ,  $\partial T_{np}/\partial T_{nkr}=-6,297 \cdot 10^{-3}$ ,  
 $\Delta T_{nkr}=0,718$  К отримаємо значення  
 $\Delta T_{np}=4,575 \cdot 10^{-3}$ .

Далі розраховуємо:

$$\Delta z_B = \Delta z' + \sqrt{\left(\frac{\partial z_B}{\partial z'} \Delta z'\right)^2 + \left(\frac{\partial z_B}{\partial z''} \Delta z''\right)^2 + \left(\frac{\partial z_B}{\partial T_{np1}} \Delta T_{np1}\right)^2 + \left(\frac{\partial z_B}{\partial T_{np2}} \Delta T_{np2}\right)^2 + \left(\frac{\partial z_B}{\partial T_{npB}} \Delta T_{npB}\right)^2}, \quad (19)$$

де  $\partial z_B/\partial z'$ ,  $\partial z_B/\partial z''$ ,  $\partial z_B/\partial T_{np1}$ ,  $\partial z_B/\partial T_{np2}$ ,  $\partial z_B/\partial T_{npB}$  – коефіцієнти впливу для розрахунку похибки параметрів  $z'$ ,  $z''$ ,  $T_{np1}$ ,  $T_{np2}$ ,  $T_{npB}$  відповідно;  $\Delta z'$ ,  $\Delta z''$ ,  $\Delta T_{np1}$ ,  $\Delta T_{np2}$ ,  $\Delta T_{npB}$  – похибки вимірювання параметрів  $z'$ ,  $z''$ ,  $T_{np1}$ ,  $T_{np2}$ ,  $T_{npB}$  відповідно.

Для  $\partial z_B/\partial z' \approx 0,183$ ,  $\partial z_B/\partial z'' \approx 0,817$ ,  
 $\partial z_B/\partial T_{np1} = 0,245$ ,  $\partial z_B/\partial T_{np2} = -0,245$ ,  $\partial z_B/\partial T_{npB} = 0,3$ , з врахуванням прийнятої похибки зчитування КС по графічному зображенню  $\pm 0,002$  (відповідає

$$\Delta z = \Delta z_A + \sqrt{\left(\frac{\partial z}{\partial z_B} \Delta z_B\right)^2 + \left(\frac{\partial z}{\partial z_A} \Delta z_A\right)^2 + \left(\frac{\partial z}{\partial p_{npB}} \Delta p_{npB}\right)^2 + \left(\frac{\partial z}{\partial p_{npA}} \Delta p_{npA}\right)^2 + \left(\frac{\partial z}{\partial p_{np}} \Delta p_{np}\right)^2} + \Delta z_{zPM} \quad (20)$$

де  $\Delta z_{zPM}$  – методична похибка графіка, що становить 0,005;  $\partial z/\partial z_B$ ,  $\partial z/\partial z_A$ ,  $\partial z/\partial p_{npB}$ ,  $\partial z/\partial p_{npA}$ ,  $\partial z/\partial p_{np}$  – коефіцієнти впливу для розрахунку похибки параметрів  $z_B$ ,  $z_A$ ,  $p_{npB}$ ,  $p_{npA}$ ,  $p_{np}$  відповідно;  $\Delta z_B$ ,  $\Delta z_A$ ,  $\Delta p_{npB}$ ,  $\Delta p_{npA}$ ,  $\Delta p_{np}$  – похибки вимірювання параметрів  $z_B$ ,  $z_A$ ,  $p_{npB}$ ,  $p_{npA}$ ,  $p_{np}$  відповідно.

Після підстановки числових значень складових похибки  $\partial z/\partial z_B=0,019$ ;  $\partial z/\partial z_A=0,981$ ;  
 $\partial z/\partial p_{npB}=0,003$ ;  $\partial z/\partial p_{npA}=0,133$ ;  $\partial z/\partial p_{np}=0,135$ ;  
 $\Delta z_A=0$ ;  $\Delta z_{zPM}=0,005$ ;  $\Delta p_{npA}=0$ ;  $\Delta p_{npB}=0,002$ ;  
 $\Delta p_{np}=6,4 \cdot 10^{-11}$  у (20) отримаємо значення  $\Delta z=0,0109$ , що становить 1,09 %.

#### Висновки:

Розроблений алгоритм визначення коефіцієнта стисливості сухого і вологого біогазу, який може бути реалізований для практично будь-якого компонентного складу біогазу, для якого за умов вимірювання необхідно розраховувати значення приведених тисків і приведених температур.

$$\Delta p_{np} = \sqrt{\left(\frac{\partial p_{np}}{\partial p_{abc}} \cdot \Delta p_{abc}\right)^2 + \left(\frac{\partial p_{np}}{\partial p_{nkr}} \cdot \Delta p_{nkr}\right)^2}, \quad (18)$$

де  $\partial p_{np}/\partial p_{abc}$ ,  $\partial p_{np}/\partial p_{nkr}$  – коефіцієнти впливу для розрахунку похибки параметрів  $p_{abc}$  та  $p_{nkr}$  відповідно;  $\Delta p_{abc}$  та  $\Delta p_{nkr}$  – похибка визначення параметрів  $p_{abc}$  та  $p_{nkr}$  відповідно.

Для значень  $\Delta p_{abc}=0,11 \cdot 10^{-3}$  МПа,  
 $\partial p_{np}/\partial p_{abc}=1,858 \cdot 10^{-7}$ ,  $\partial p_{np}/\partial p_{nkr}=-3,486 \cdot 10^{-9}$   
отримаємо значення  $\Delta p_{np}=6,403 \cdot 10^{-11}$ .

Абсолютну похибку розрахунку  $z_B$  визначимо за формулою:

$\pm 0,5$  мм згідно з прийнятим масштабом) отримаємо  $\Delta z'=0,002$ ;  $\Delta z''=0,002$ ;  $\Delta T_{npB}=0,004$ ;  
 $\Delta T_{np1}=0,004$ ;  $\Delta T_{np2}=0,004$ . Тому значення  $\Delta z_B=4,83 \cdot 10^{-3}$ .

Числове значення сумарної похибки  $\Delta z$  визначення коефіцієнта стисливості біогазу визначається за формулою:

Здійснений кількісний метрологічний аналіз практичного визначення коефіцієнта стисливості біогазу, який характеризується похибкою близькою до 1,1 %, що обґрунтовує можливість його практичного застосування і досягнення при цьому достатньої для практики точності вимірювань.

Оцінено вплив вологості біогазу на визначення його коефіцієнта стисливості, зміна якого практично не перевищує 0,026 %, що з врахуванням сформульованих вимог щодо точності обліку біогазу необхідно враховувати або цією зміною можна нехтувати.

#### Література

1. Про альтернативні види палива : Закон України від 21 травня 2009 р. № 1391-VI. Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2000, № 12, ст. 94.
2. ДСТУ ISO 15112:2009. Природний газ. Визначення енергії. [Чинний від 2011-01-01]. К.: Держспоживстандарт України, 2010. III, 48 с. (Національний стандарт).

3. Спосіб експрес-визначення теплоти згорання природного газу : пат. 112737 С2 Україна. / О.Є. Середюк, Т.В. Лютенко, Н.М. Малісеви́ч. № а201512215; заявл. 09.12.2015; опубл. 10.10.2016, Бюл. № 19.

4. ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. [Введен от 1997-07-01]. Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1996. III, 53 с. (Межгосударственный стандарт).

5. ГОСТ 30319.3-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств определение физических свойств по уравнению состояния. [Введен от 1997-07-01]. Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1996. III, 33 с. (Межгосударственный стандарт).

6. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. [Введен от 1982-07-01]. Москва: Изд. стандартов, 1982. 333 с.

7. ГОСТ 30319.2-2015. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода. [Взамен ГОСТ 30319.1-96, ГОСТ 30319.2-96; введен от 2017-01-01].

8. ГСССД МР 113-03. Методика ГСССД. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа. [Дата принятия 2003-06-10]. Москва, 2003. 26 с.

9. Измерение и учет расхода газа : справ. пособие / В.А. Динков и др. М.: Недра, 1979. 304 с.

10. Плотников В. М., Подрешетников В. А., Тетеревятников Л. Н. Приб и ср учета природного газа : Л.: Недра, 1989. 238 с.

11. Матіко Ф. Д., Павлюк І. П. Розрахунок фактора стискуваності вологого природного газу в задачах його обліку. *Методи та прилади контролю якості*. 2002. № 9. С. 79-81.

#### References

1. Pro alternatyvni vydy palyva : Zakon Ukrainy vid 21 travnia 2009 r. № 1391-VI.

Vidomosti Verkhovnoi Rady Ukrainy (VVR), 2000, № 12, st. 94.

2. DSTU ISO 15112:2009. Pryrodnyi haz. Vyznachennia enerhii. [Chynnyi vid 2011-01-01]. K.: Derzhspozhyvstandart Ukrainy, 2010. III, 48 s. (Natsionalnyi standart).

3. Sposib ekspres-vyznachennia teploty zghorannia pryrodnoho hazu : pat. 112737 C2 Ukraina. / O.Ie. Serediuk, T.V. Liutenko, N.M. Malisevych. № а201512215; zaiavl. 09.12.2015; opubl. 10.10.2016, Biul. № 19.

4. GOST 30319.2-96. Gaz prirodnyj. Metody rascheta fizicheskikh svojstv. Opredelenie koeficienta szhimaemosti. [Vveden ot 1997-07-01]. Minsk: Mezghosudarstvennyj sovet po standartizacii, metrologii i sertifikacii, 1996. III, 53 s. (Mezghosudarstvennyj standart).

5. GOST 30319.3-96. Gaz prirodnyj. Metody rascheta fizicheskikh svojstv opredelenie fizicheskikh svojstv po uravneniyu sostoyaniya. [Vveden ot 1997-07-01]. Minsk: Mezghosudarstvennyj sovet po standartizacii, metrologii i sertifikacii, 1996. III, 33 s. (Mezghosudarstvennyj standart).

6. RD 50-213-80. Pravila izmereniya raskhoda gazov i zhidkostej standartnymi suzhayushchimi ustrojstvami. [Vveden ot 1982-07-01]. Moskva: Izd. standartov, 1982. 333 s.

7. GOST 30319.2-2015. Gaz prirodnyj. Metody rascheta fizicheskikh svojstv. Vychislenie fizicheskikh svojstv na osnove dannyh o plotnosti pri standartnyh usloviyah i sodержanii azota i dioksida ugleroda. [Vzamen GOST 30319.1-96, GOST 30319.2-96; vveden ot 2017-01-01].

8. GSSSD MR 113-03. Metodika GSSSD. Opredelenie plotnosti, faktora szhimaemosti, pokazatelya adiabaty i koeficienta dinamicheskoy vyzkosti vlazhnogo neftyanogo gaza v diapazone temperatur 263...500 K pri davleniyah do 15 MPA. [Data prinyatiya 2003-06-10]. Moskva, 2003. 26 s.

9. Izmerenie i uchet raskhoda gaza : sprav. posobie / V.A. Dinkov i dr. M.: Nedra, 1979. 304 s.

10. Plotnikov V. M., Podreshetnikov V. A., Terevyatnikov L. N. Pribory i sredstva ucheta prirodnogo gaza i kondensata : L.: Nedra, 1989. 238 s.

11. Matiko F. D., Pavliuk I. P. Rozrakhunok faktora styskuvanosti volohoho pryrodnoho hazu v zadachakh yoho obliku. *Metody ta pryklady kontroliu yakosti*. 2002. № 9. S. 79-81.

УДК 681.5:622.248

DOI: 10.31471/1993-9981-2021-2(47)-14-21

## МЕТОДИ ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ОПЕРАТИВНОГО ВИЯВЛЕННЯ НАФТОГАЗОВОДОПРОЯВІВ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН

*М.В. Шавранський\*, О.В. Кучмистенко, В.М. Шавранський*

*Інститут інформаційних технологій, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська 15, м. Івано-Франківськ, 76019, e-mail: m.shavranskyu@gmail.com*

Проведено аналіз методів прогнозування та оперативного виявлення нафтогазоводопроявів з метою застосування автоматичних приладів контролю окремих параметрів, як засобів для виявлення аварійних ситуацій пов'язаних з нафтогазоводопроявами в процесі буріння нафтогазових свердловин. Проте технологічні та теоретичні дослідження, доводять, що використання одного параметра, нехай навіть найінформативнішого, не завжди дозволяє однозначно оцінити ситуацію, що склалася. В більшості випадків для цього необхідний одночасний контроль декількох параметрів, їх співставлення та аналіз тенденцій їх змін. Така задача може розв'язуватися шляхом створення автоматичних систем контролю процесу буріння та виявлення нафтогазоводопроявів і інших ускладнень. Методи виявлення та запобігання нафтогазоводопроявів відносяться до оперативного керування і тому повинні базуватися на оперативній інформації, яку безперервно отримують за допомогою датчиків. Причому ефективність їх буде високою в тому випадку, якщо забезпечується досить висока гарантія виявлення дійсного ускладнення (нафтогазоводопроявів) при мінімумі хибних спрацювань. Ця умова може бути забезпечена при використанні дуже великого об'єму інформації, значна частина яких може бути отримана оперативно, використовуючи різні методи прогнозування та оперативного виявлення нафтогазоводопроявів, які проаналізовані в статті.

Прояви пластових флюїдів становить серйозну небезпеку і з точки зору безпеки бурової бригади та установки, і з точки зору охорони навколишнього середовища, особливо при бурінні в морі. Для врахування розмірів небезпеки, що загрожує у кожному конкретному випадку, залежно від геолого-технічних умов з метою оперативного вибору способів запобігання та ліквідації проявів необхідно знати їх методи прогнозування та оперативного виявлення.

**Ключові слова:** нафтогазоводопрояви, оперативне прогнозування, аномально-високий пластовий тиск (АВПТ), буровий розчин, порода.

Проведен анализ методов прогнозирования и оперативного выявления нефтегазоводопроявлений с целью применения автоматических приборов контроля отдельных параметров как средств для обнаружения аварийных ситуаций связанных с нефтегазоводопроявлениями в процессе бурения скважин. Однако технологические и теоретические исследования доказывают, что использование одного параметра, пусть даже самого информативного, не всегда позволяет однозначно оценить сложившуюся ситуацию. В большинстве случаев для этого необходим одновременный контроль нескольких параметров, их сопоставление и анализ тенденций их изменений. Такая задача может решаться путем создания автоматических систем контроля процесса бурения и обнаружения нефтегазоводопроявлений и других осложнений. Методы обнаружения и предотвращения нефтегазоводопроявлений относятся к оперативному управлению и поэтому должны базироваться на оперативной информации, которую непрерывно получают с помощью датчиков. Причем эффективность их будет высокой в том случае, если обеспечивается достаточно высокая гарантия обнаружения действительного осложнения (нефтегазоводопроявлений) при минимуме ложных срабатываний. Это условие может быть обеспечено при использовании очень большого объема информации, значительная часть которых может быть получена оперативно, используя различные методы прогнозирования и оперативного обнаружения нефтегазоводопроявлений, которые проанализированы в статье.

Проявление пластовых флюидов представляет серьезную опасность и с точки зрения безопасности буровой бригады и установки, и с точки зрения охраны окружающей среды, особенно при бурении в море. Для учета размеров опасности, грозящей в каждом конкретном случае, в зависимости от геолого-технических условий с целью оперативного выбора способов предупреждения и ликвидации проявлений необходимо знать их методы прогнозирования и оперативного обнаружения.

**Ключевые слова:** нефтегазоводопроявление, оперативное прогнозирование, аномально-высокое пластовое давление (АВПД), буровой раствор, порода.

The analysis of methods of forecasting and operative detection of oil and gas water manifestations is carried out in order to use automatic control devices for certain parameters as a means of detecting emergencies related to oil and gas leaks in the process of drilling oil and gas wells. However, technological and theoretical research proves that the use of one parameter, even the most informative, does not always allow to unambiguously assess the situation. In most cases, this requires simultaneous control of several parameters, their comparison and analysis of trends in their changes. This problem can be solved by creating automatic systems for monitoring the drilling process and detecting oil and gas manifestations and other complications. Methods for detecting and preventing oil and gas manifestations are operational control and should therefore be based on operational information, which is continuously obtained by sensors. Moreover, their efficiency will be high if a sufficiently high guarantee of detection of the real complication (oil and gas) with a minimum of false positives. This condition can be achieved by using a very large amount of information, much of which can be obtained quickly, using various methods of forecasting and rapid detection of oil and gas manifestations, which are analyzed in the article.

The occurrence of formation fluids is a serious hazard both from the point of view of the safety of the drilling crew and installation, and from the point of view of environmental protection, especially when drilling offshore. To take into account the size of the danger that threatens in each specific case, depending on the geological and technical conditions, in order to quickly select methods for preventing and eliminating manifestations, it is necessary to know their methods of forecasting and prompt detection.

**Key words:** oil and gas manifestations, operative forecasting, abnormally high formation pressure, drilling mud, rock.

### Вступ

Одним з основних напрямків значного покращення показників роботи доліт є зниження диференціального тиску на вибою.

Проте буріння при пониженому, рівноважному і тим більше, при негативному диференціальному тиску приводить до створення умов для виникнення нафтогазоводопроявів.

З практики ведення бурових робіт відомо, що зону аномально-високого пластового тиску (АВПТ) часто проходять при незбалансованому тиску в системі «свердловина-пласт». Обумовлено це тим, що застосування нових типів бурових розчинів дозволяє різко зменшити ймовірність руйнування і обвалів глин в умовах, коли пластовий тиск в глинах вищий за гідростатичний тиск стовпа бурового розчину. Досвід показав, що для безпечного проходження зони АВПТ при незбалансованому тиску густина бурового розчину повинна бути нижча за еквівалентний градієнт пластового тиску не більше, ніж на 0,24-0,30 г/см<sup>3</sup>. Внаслідок цього неодмінною умовою для успішного проходження зон АВПТ вважається неперервний контроль за зміною пластового тиску та густини бурового розчину.

Своєчасне виявлення нафтогазоводопроявів дозволяє завчасно приймати міри по їх попередженню і завдяки цьому суттєво

скоротити затрати засобів і матеріалів. Внаслідок цього ведуться роботи по створенню методів оперативного виявлення нафтогазоводопроявів на ранній стадії їх виникнення [1,2], а також методів прогнозування динаміки пластового тиску.

### 1. Методи прогнозування зон можливих проявів (зон АВПТ)

АВПТ це тиск, що діє на флюїди (воду, нафту, газ), що містяться в пластовому просторі породи, величина якого відрізняється від нормального.

Найуспішніші спроби прогнозування глибини залягання зон АВПТ і коефіцієнта аномальності тиску за допомогою геофізичних метод, особливо за зміною швидкості розповсюдження сейсмічних хвиль.[3].

В нафтопромисловій практиці найчастіше застосовують метод відображення хвиль. Найціннішу інформацію представляють дані про швидкість розповсюдження хвиль, які легко можуть бути перетворені в криві з координатами «інтервальний час» - «глибина», аналогічні діаграми акустичного каротажу. Порівняння цих кривих з отриманими в свердловинах акустичними діаграмами показало дуже добре їх співпадіння.

За даними [4] легко встановлюють наявність і глибину залягання зон АВПТ.

Коефіцієнт аномальності пластового тиску встановлюють шляхом співставлення інтервального часу на даній глибині з тарувальною кривою для даного району, яка побудована за даними накопиченими в процесі буріння. Якщо такої кривої нема, приблизно значення коефіцієнта аномальності пластового тиску може бути розрахованим за допомогою спеціального методу.

Ефективність прогнозування зон АВПТ, глибини їх залягання та коефіцієнта аномальності була проведена шляхом порівняння результатів прогнозу з фактичними даними пробурених 35 свердловин. Аналіз показав, що наявність чи відсутність зон АВПТ передбачено правильно в 90%; глибина залягання зон АВПТ з похибкою не більше  $\pm 150$  м в 60% випадків, а з похибкою не більше  $\pm 300$  м – понад 70% випадків; коефіцієнт аномальності з похибкою не більше  $\pm 0,012$  кгс/см<sup>2</sup> на 1 м передбачений правильно в 52%, а з похибкою  $\pm 0,018$  кгс/см<sup>2</sup> на 1 м – майже в 75 % випадків.

Значний інтерес представляє розповсюджений метод зіставлення амплітуд. Фізичною основою його є відносне збільшення амплітуди при відбитті сейсмічних хвиль покрівлю газонасного горизонту.

Сейсмічні дослідження допомагають також виявити зони грязьового вулканізму, а також розташовані на глибині до 1000 м газонасні пласти, що дозволяє запобігти найбільш небезпечні та руйнівні викиди газу.

Знаючи глибину залягання зон АВПТ або позначку, що відповідає покрівлі газонасного пласта, а також пластовий тиск, можна прогнозувати прояви, особливо газопрояви, при бурінні в конкретних умовах.

## **2. Методи оперативного прогнозування проявів**

Фізичною основою для розробки методів оперативного прогнозування АВПТ є зміна характеристики порід, які служать покрівлю пласта з АВПТ. Ці зміни обумовлені самим механізмом виникнення АВПТ.

В породах (солі, глини), що служать непроникною покрівлю пласта з АВПТ і запобігають подальшу вертикальну міграцію пластового флюїду, з'являється зона, яка насичена пластовим флюїдом і внаслідок цього

характеризується підвищеним пластовим тиском. Тиск у покривці, на контакті з цією зоною, рівний пластовому і по мірі віддалення від пласта (найчастіше у напрямку вверх) порівняно швидко знижується. Такі зони називають перехідними. Максимальну потужність перехідні зони мають над газонасними пластами з АВПТ, що пов'язано з високою проникаючою здатністю газу. Напруженість порід в цих зонах понижена, а буримість підвищена [1].

Основними ознаками входження в перехідну зону, які допомагають виявити зону АВПТ, є:

- а) прояви в буровому розчині газу;
- б) значне збільшення механічної швидкості проходки (інколи в 2-4 рази) при незмінних параметрах режиму буріння;
- в) збільшення розміру шламу (при незмінному літологічному складі породи);
- г) зміна густини порід і шламу;
- д) зміна величини  $d$ -експоненти;
- е) зміна або температури бурового розчину, що виходить із свердловини (або різниці температур розчину на вході і виході із свердловини).

Зупинимось детальніше на цих ознаках наближення до зон АВПТ.

**2.1 Прояви в буровому розчині газу.** Це може свідчити про розкриття газонасичених порід і про те, що під глинистою, соляною або іншою непроникною покрівлю залягає газонасний пласт з АВПТ. Ореол впровадження газу в покривку, як правило досить великий. Проте в буровий розчин попадає досить мало газу, тому для отримання надійної інформації про розтин свердловиною перехідних зон, необхідна газокаротажна апаратура високої чутливості.

**2.2 Збільшення механічної швидкості проходки.** Підвищення буримості порід є наслідком зниження напруги в скелеті породи. Особливо помітний цей ефект при розбурюванні солей та ангідритів, для яких характерна стала буримість.

Для точної реєстрації механічної швидкості проходки може бути застосована апаратура, яка включає реєстратор режиму буріння різних фірм.

**2.3 Збільшення розміру шламу.** По мірі зростання градієнта порового та пластового

тисків при незмінній густині бурового розчину відбувається зниження диференціального тиску, що діє на породу, з відповідним підвищенням бури мості та збільшенням розміру шламу. Це явище відзначається у різних породах: солях, ангідридах, глинах, карбонатах і т.п.

**2.4 Зміна густини порід і шламу.** Цю ознаку дуже широко використовують для виявлення перехідних зон (в породах, що покривають пласти з АВПТ).

Для вимірювання густини порід в [5] показана серія різних методів каротажу: сферично сфокусований каротаж; мікросферично сфокусований каротаж (дозволяє виключити вплив глинистої кірки); нова високоточна гравіметрія (дозволяє визначити об'ємну густину порід, що простягається на десятки метрів від свердловини, та виключити похибки, пов'язані з аномаліями густини в пристовбурній зоні).

Густину порід вимірюють і безпосередньо за шламом (визначення об'ємної густини за допомогою ртутної помпи, зважування шламу у в стовпі рідини змінної густини і ін.). Фірма Continental Oil запатентувала методи дослідження шламу, що відбирається на віброситах. Результати визначення інтервалів залягання зон АВПТ відповідають значенням, що отримані за допомогою інших методів [4].

**2.5 Вимірювання величини  $d$  – експоненти.** По мірі входження долота в перехідну зону знижується момент на долоті, збільшується проходка за 1 оберт долота, підвищується механічна швидкість проходки і т.д. Для обліку всіх змінних обчислюють значення  $d$  – експоненти. Цей метод дає найкращі результати при оперативному прогнозуванні пластових тисків на території Дніпровсько-Донецької впадини. Результати застосування цього методу такі ж точні, як і дані акустичного каротажу [6]: в окремих випадках розходження між значеннями градієнтів тисків, визначеними за експонентою та за даними акустичного каротажу, в одиницях еквівалентної густини бурового розчину не перевищувала  $0,06 \text{ г/см}^3$ .

$d$  – експоненти визначають за допомогою ретельно розрахованих номограм, які занесені в програмні продукти. Похибка в обчисленнях не більше  $\pm 0,01$ .

Порядок розрахунку такий:

1) Через кожні 3 м проходки реєструємо вихідні параметри – механічну швидкість проходки, швидкість обертання ротора, навантаження на долото, густину бурового розчину;

2) За значеннями вихідних параметрів розраховуємо величину  $d$  – експоненти для кожного 3-метрового інтервалу за формулою або за допомогою номограми (при використанні алмазного долота значення діаметра долота необхідно зменшити на 2,5 см);

3) Визначаємо середні величини  $d$  – експоненти для 15-метрових інтервалів, взявши отримані значення для 3-метрових інтервалів, після цього будуємо графік зміни  $d$  – експоненти (логарифмічний горизонтальний масштаб) в залежності від глибини (арифметичний вертикальний масштаб);

4) З отриманого графіка, легко визначаємо значення градієнта пластових тисків, який виражений в еквівалентних одиницях густини бурового розчину; крайня права лінія називається нормальною, оскільки відповідає нормальному для даного району значенню градієнта пластового тиску –  $1,07 \text{ г/см}^3$ ;

5) Оцінюємо градієнт пластового тиску на будь-якій необхідній глибині, знімаючи значення еквівалентної йому густини бурового розчину з тої лінії на яку попадає точка графіка, що відповідає величині  $d$  – експоненти на цій глибині.

Отримані за цією методикою значення градієнтів пластових тисків використовують потім для уточнення глибини установки башмаків проміжних колон, прийняття своєчасних мір по запобіганню обвалів пухких глин або аварійного викиду газу у випадках буріння при незбалансованому режимі (при гідростатичному тиску трохи меншому, ніж пластовий).

Проілюструємо цю методику на прикладі уточнення умов проходки в зонах АВПТ глибоких розвідувальних свердловин в Дніпровсько – Донецькій впадині. Проміжну колону спускають при глибині свердловини 3200-3500 м для закріплення ствола в інтервалі залягання пухких порід, що характеризується невеликими значеннями градієнту тиску гідророзриву, безпосередньо перед розкриттям зони АВПТ. Наступну колону-хвостовик

спускають на глибину 5000-5200 м зразу після виходу із зони АВПТ для її перекриття з метою можливості подальшого буріння з промивкою легкими розчинами до глибини 6000-7000 м, де продуктивні карбонатні породи відрізняються пониженими пластовими тисками та тиском гідророзриву.

В кожній конкретній свердловині точну глибину спуску колон вибирають за результатами оперативного визначення пластового тиску, значення градієнту якого безперервно наноситься на графік. На цей же графік обов'язково наноситься і значення градієнту тиску гідророзриву, який визначається за емпірично встановленою залежністю між пластовим тиском і тиском гідророзриву (це залежність в цілому близька до залежності визначеної теоретично, відмінність в тому, що в області низьких пластових тисків значення тиску гідророзриву за емпіричною кривою виявляється набагато меншим ніж за теоретичною).

При уточненні глибини установки башмаків проміжних колон операції проводять в певній послідовності:

1. При входженні в перехідну зону над зоною АВПТ безперервно спостерігають за ростом пластового тиску та зупиняють буріння, як тільки густина бурового розчину почне наближатися до значення межі міцності порід, що залягають вище (значенню градієнта їх гідророзриву, який виражений в еквівалентних одиницях густини).

2. Для уточнення пластового тиску на заборі проводять акустичний каротаж. Обчислюють відповідні значення градієнта тиску гідророзриву, щоб виявити чи перевищує воно максимально очікуване значення градієнта пластового тиску в породах, що залягають нижче в зоні АВПТ.

3. Спускають і цементують обсадну колону, потім опресовують її і уточнюють значення градієнта гідророзриву для порід, на рівні яких встановлений башмак колони. Це значення не можна перевищувати при бурінні в зоні АВПТ.

4. Після проходження зони АВПТ (контроль за величинами  $d$  – експоненти та за геологічною інформацією) свердловину поглиблюють на 15-30 м, розбурюючи нижче

лежачі вапняки, і опускають хвостовик для перекриття пройденої зони.

Зону АВПТ проходять при збалансованому тиску в системі «свердловина-пласт». Застосування нових типів бурових розчинів в цих умовах дозволяє різко зменшити ймовірність спучування та обвалів глин, якщо пластовий тиск в глинах вище тиску стовпа бурового розчину. Тим не менше, досвід показує, що для безпечної проводки з будь-яким розчином свердловин з промивкою густина його повинна бути меншою за еквівалентний градієнт пластового тиску не більше, ніж на 0,24-0,30 г/см<sup>3</sup>. В силу цього, безперервний контроль за пластовим тиском (за величиною  $d$  – експоненти) і густиною бурового розчину є необхідною умовою успішного проходження зон АВПТ. При цьому густина бурового розчину необхідно підтримувати з великою точністю в дуже жорстких межах, що обумовлені значенням пластового тиску в зоні АВПТ (верхня межа), а також величиною тиску гідророзриву біля башмака проміжної колони та очікуваною висотою стовпа газу (газової пачки) у випадку короткочасного аварійного газування розчину і викидів газу, що часто виникають при проходженні зони АВПТ (нижня межа).

Нижня межа густини бурового розчину  $\rho_{min}$  визначаємо за формулою

$$\rho_{min} = \frac{\Gamma_{nl} \cdot H - \Gamma_{gp} \cdot H_6}{H - H_6 - L} \quad (1)$$

Де  $\Gamma_{gp}$  – градієнт пластового тиску на глибині  $H$  в еквівалентних одиницях густини бурового розчину, г/см<sup>3</sup>;

$H$  – глибина свердловини, м;

$\Gamma_{гр}$  – тиск гідророзриву на глибині  $H_6$  в еквівалентних одиницях густини бурового розчину, г/см<sup>3</sup>;

$H_6$  – глибина спуску башмака проміжної колони, м;

$L$  – передбачувана висота газової пачки, м.

Висота газової пачки варіює в таких межах

$$0 < L < \left( \frac{\Gamma_{gp}}{\Gamma_{nl}} \right) \cdot H_6 \quad (2)$$

Коли значення  $L$  близьке до верхньої межі, мінімальна густина бурового розчину наближається до еквівалентного значення  $\Gamma_{nl}$ .

Для ілюстрації розрахунку необхідної густини розчину за даними, розглянемо такий приклад:  $\Gamma_{nl} = 1,70 \text{ г/см}^3$ ,  $H = 4500 \text{ м}$ ,  $\Gamma_{zp} = 1,86 \text{ г/см}^3$ ,  $H_b = 3300 \text{ м}$ ,  $L = 250 \text{ м}$  (очікувана висота газової пачки у випадку газування розчину).

Верхню межу  $L$  визначаємо за формулою (2):

$$L_{max} = \left( \frac{1,86}{1,70} - 1 \right) \cdot 3300 \leq 310 \text{ м.}$$

Таким чином,  $L$  знаходиться в допустимих межах  $0 < 250 < 310 \text{ м}$ .

Мінімальну густину бурового розчину визначаємо за формулою (1):

$$\rho_{min} = \frac{1,70 \cdot 4500 - 1,86 \cdot 3300}{4500 - 3300 - 250} = 1,58 \text{ г/см}^3.$$

Оскільки різниця між густиною бурового розчину ( $1,58 \text{ г/см}^3$ ) і еквівалентним градієнтом пластового тиску ( $1,70 \text{ г/см}^3$ ), рівна  $0,12 \text{ г/см}^3$ , тобто менша за допустиму ( $0,24-0,30 \text{ г/см}^3$ ), застосування цього розчину при подальшому бурінні буде сприяти стійкості порід, складових стінки свердловини, і запобігатиме гідралічному розриву порід під башмаком колони, якщо висота газової пачки не перевищує  $310 \text{ м}$ .

2.6 Зміна температури бурового розчину, що виходить з свердловини. Встановлено [7], що при розбурюванні глинистих порід в перехідній зоні температура бурового розчину підвищується. Пояснюється це тим, що, як відзначалося вище, глинисті породи, які служать покриттям пластів з високим тиском, мають підвищену пористість і містять більше пластової рідини. Теплопровідність рідини нижча, ніж самих порід, тому породи в перехідній зоні будуть також мати меншу теплопровідність. Температура глинистих порід в перехідній зоні завжди більша, ніж у вище лежачих породах, оскільки глинисті породи затримують і зберігають тепло, що виходить з надр землі.

Для правильної інтерпретації даних про температуру бурового розчину при виявленні зон АВПТ необхідно врахувати та виключити всі фактори, які можуть вплинути на температуру бурового розчину на виході із свердловини. До них відносяться: температура навколишнього середовища; обробка розчину хімічними реагентами; зміна витрати бурового розчину; зміна діаметру свердловини; швидкість

обертання бурового інструменту під час промивки і ін.

У тих випадках, коли вплив на температуру одного з перерахованих вище факторів неминуче, зони АВПТ можна виявляти за зміною різниці температури бурового розчину на вході та виході із свердловини. Переважно різницю температур із збільшенням глибини буріння в межах одного довбання зменшується із-за більш тривалої циркуляції всього об'єму розчину і зниження швидкості буріння. Збільшення різниці температур на вході та виході із свердловини може вказувати на те, що буріння ведеться в перехідній зоні.

Історично склалося три практичних підходи до рішення проблеми буріння в умовах високих пластових тисків.

При першому підході передбачається буріння з використанням розчину мінімальної густини до тих пір, поки не буде досягнута зона АВПТ і не почнуться прояви або викид. До переваг цього методу відноситься підвищення механічної швидкості проходки, а також можливість достатньо точного вимірювання пластового тиску після закриття превентора. Недоліками цього методу є можливість викиду і зв'язані з цим на його ліквідацію затрати засобів і часу. Недостатній протитиск в стовбурі свердловини часто приводить до випучування порід і до обвалів їх стінок свердловини або до утворення в стовбурі великих каверн в інтервалах залягання глинистих порід. Це може привести до необхідності спуску обсадної колони зразу після викиду, що природно, небажано. Для запобігання та ліквідації наслідків даних ускладнень потрібно присутність висококваліфікованих спеціалістів.

При другому підході передбачається буріння з промивкою розчином максимальної густини для створення протитиску на пласти з імовірно високим надлишковим тиском. Недоліками цього методу є: великий перепад тиску в системі «свердловина-пласт», що збільшує можливість прихвату бурильного інструменту, гідралічного розриву пласта та втрати циркуляції, низька механічна швидкість проходки; збільшення вартості робіт.

При третьому підході, найефективнішим, передбачається виявлення зон з високим надлишковим пластовим тиском в процесі буріння до їх розкриття. Це вимагає проведення

в часі буріння додаткових робіт, і збільшує вартість буріння свердловини, оскільки потрібно спеціальне обладнання та спеціально підготовлені робітники. Проте, якщо прийняти до уваги те, що при першому підході приходится ліквідувати викид, а при другому проводити перераховані раніше роботи по боротьбі з ускладненнями, то переваги третього підходу стануть очевидними і основна задача буріння – досягнення проектної глибини свердловини з найменшими затратами, буде цілком розв'язною. Різні параметри, що визначені для розрахунку пластового тиску, можуть бути також використані при розв'язуванні інших задач.

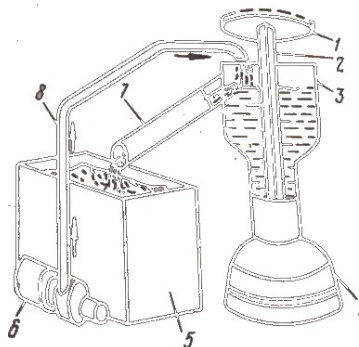
### 3. Методи оперативного виявлення проявів.

Розглянуті вище методи відносяться в основному до оперативного прогнозування проявів. Що стосується оперативного їх виявлення, то основним і, мабуть, єдиним з давніх часів залишається метод, який оснований на контролі зміни рівня бурового розчину в прийомних ємностях. Цей метод елементарний і не вимагає пояснень. Недоліком його є недостатня точність одержуваних даних в наслідок великої площі поверхонь

Основою цього методу є вимірювання об'єму бурового розчину, що витісняється із свердловини (або вивільненого) в результаті спуску (або підйому) свічки, в порівнянні його з фактичним об'ємом труб. Система контролю дозволяє визначити зміну об'єму розчину з точністю до  $0,0159 \text{ м}^3$ .

Суть методу полягає в тому, що під підлогою бурової встановлюють невелику ( $8-16 \text{ м}^3$ ) вимірювальну ємність з невеликою площею поверхні розчину (для підвищення точності вимірювання об'єму), яку з'єднують з установленою над превентором гирловою лійкою за допомогою зливного патрубку та нагнітальної лінії (рис.1). Остання призначена для постійної перекачки допоміжним насосом розчину з ємності у лійку за весь час періоду підйому бурильного інструменту із свердловини. Після підйому кожної свічки фіксується об'єм розчину, долитого в свердловину. Співставлення значень об'єму, що доливається при підйомі розчин із значеннями отриманими при попередньому підйомі дає

зможу з впевненістю констатувати наявність чи відсутність притоку пластового флюїду в свердловину.



1 – ротор; 2 – квадратна штанга; 3 – гирлова лійка; 4 – превентор; 5 – вимірювальна ємність; 6 – допоміжний насос; 7 – зливний патрубок; 8 – нагнітальна лінія

**Рисунок 1 – Система контролю за зміною об'єму рідини в свердловині при спуско-підйомних операціях**

Другим варіантом методу визначення поступлення флюїду в свердловину є контроль за зміною рівня бурового розчину в затрубному просторі. При даному методі необхідно визначати, чи витікає буровий розчин із свердловини при нерухомому бурильному інструменті чи ні. Проте при цьому не можна судити про періодичному поступленні флюїду в свердловину. Отже, для ефективного контролю за свердловиною в ході спуско-підйомних операцій бажано поєднувати обидва методи, що розглянуті вище.

Ще одним методом виявлення проявів пластових флюїдів є вимірювання густини циркулюючого бурового розчину на стояку та виході із свердловини. Роблять це за допомогою денсиметрів, що працюють на принципі поглинання гамма-випромінювання. Покази денсиметрів на стояку та виході із свердловини дозволяють, хоча і з деяким запізненням, виявити приплив рідини або газу із пласта в циркулюючий буровий розчин. Надійний контроль за густиною розчину сприяє зменшенню затрат і підтримці буріння оптимального режиму.

Денсиметри успішно використовують багато років при бурінні, цементуванні свердловин, а також при операціях при гідравлічному розриві пластів для контролю за

вмістом піску в рідині гідророзриву. Працюють вони при тиску до 280 кгс/см<sup>2</sup> (максимальний тиск випробування – до 560 кгс/см<sup>2</sup>) з високою точністю –  $W_{\text{максимальна похибка}} \pm 0,04 \text{ г/см}^3$ , незалежно від складу розчину. Результати вимірювань фіксуються безперервно та поступають на комп'ютер в режимі on-line.

#### **Висновок.**

Розглянуто методи прогнозування та оперативного виявлення нафтогазоводопроявів і методика проведення робіт з оцінки параметрів, що характеризують прояви, з метою їх ліквідації в складних геолотехнічних умовах.

#### **Література**

1. Шавранський В.М., Шекета В.І., Шавранський М. В. Інтелектуальна система підтримки прийняття рішень при керуванні процесом буріння свердловин в ускладнених умовах / Методи та прилади контролю якості. Науково-технічний журнал. № 1(44). 2020. ІФНТУНГ. С.119 – 137.

2. Шавранський В.М. Реалізація ІСППР при керуванні процесом буріння свердловин в умовах ускладнень / Сборник научных трудов SWorld. Выпуск 3(36). Том 10. Иваново: МАРКОВА АД, 2014. С.56 – 63.

3. Крючков А., Закономірність швидкості розповсюдження повздовжніх сейсмічних хвиль в залежності від температури та вологості гірських порід / VIII Міжнар. наук.-практ. конф. Энергетика. Екологія. Людина, Київ, 2016. С. 13 – 15.

4. Использование результатов сейсморазведки в бурении. ЭИ, сер. «Бурение», вып.22, М.,ВНИИОЭНГ, 1974 («Oil and Gas J.», 1974, 11.Ш, v.72, №10, pp.112-114,123,124).

5. Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. Д.: Донбас, 2004. Т. 1 : А – К. 640 с.

6. Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Гірничо-геологічна» / Редкол.: Башков Є. О. (голова) та інші. Випуск 13(178). Донецьк, ДВНЗ «ДонНТУ». 2011. С.40 – 44.

7. Мскек Р.Е., Pilkington P.E. Nov-line temperature can help spot transition zones. «Oil and Gas J.», 1974, 8/XII, v.72, № 49, pp.95 – 96.

#### **References**

1. Shavranskyi V.M., Sheketa V.I., Shavranskyi M.V. Intelktualna systema pidtrymky pryjnjattja rishen pry keruvanni prozesom burinnja sverldovyn v uskladnennyh umovah / Methody ta prylady kontrolju jakosti. Naukovo-tehnichniy jurnal. № 1 (44). 2020. IFNTUNG. S.119 – 137.

2. Shavranskyi V.M. Realisazija ISPPR pry keruvanni prozesom burinnja sverldovyn v umovah uskladnen/ Sbornik nauchnyh trudov SWorld. – Vypusk 3 (36). Tom 10. Ivanovo: MARKOVA AD. 2014. P.56 – 63.

3. Kryuchkov A., Zakonomirnist shvydkosti rospocsjudjennja povzdovjnih sejsmichnyh hvyl v zaleznosti vid temperatury ta volohosti hirskyh porid /Mijnar. Nauk.-prakt. konf. Energetyka. Ecology. Ljudyna, Kyiv. 2016. P. 13 – 15.

4. Ispolsovanie rezultativ sejsnorazvedki v burenii EI, ser. «Burenie», vyp. 22, M., VNIIOENG, 1974 ("Oil and Gas J.", 1974, 11.Sh, v.72, №10, pp.112-114,123,124).

5.Mala hirnycha enzyklopedija: u 3 t./sa red.V.S.Bilezloho. D.: Donbas, 2004. T. 1 : A K. 640 c.

6. Naukovi prazi Donezloho nazionalnoho tehnicnoho universytetu. Serija «Hirnycho-geolohichna»/Redkol.: Bashkov E.O.(holova) ta inshi. Vypusk 13 (178). Donezk, DVNS «DonNTU», 2011. C.40 – 44.

7. Mckec R.E., Pilkington P.E. Nov-line temperature can help spot transition zones. «Oil and Gas J.», 1974, 8/XII, v.72, № 49, pp.95 – 96.

УДК 539.1.073

DOI: 10.31471/1993-9981-2021-2(47)-22-33

## ФОРМУВАННЯ ВИМОГ ДО МЕТОДИКИ ПРОДОВЖЕННЯ ТЕРМІНУ СЛУЖБИ ЗАКРИТИХ ДЖЕРЕЛ ІОНІЗУЮЧОГО ВИПРОМІНЕННЯ

*Р.В. Берестов<sup>1</sup>, Н.Є. Гоц<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>ДП «КІЇВОБЛСТАНДАРТМЕТРОЛОГІЯ» вул. Січневого прориву, 84, м. Біла Церква, 09113, Україна, e-mail: [rvberestov@gmail.com](mailto:rvberestov@gmail.com)

<sup>2</sup>Національний університет «Львівська політехніка» вул. С. Бандери, 12, м. Львів, 79013, Україна, e-mail: [nataliia.y.hots@lpnu.ua](mailto:nataliia.y.hots@lpnu.ua)

Сьогодні в різних сферах господарки України використовуються джерела іонізуючого  $\alpha$ -,  $\beta$ -, та  $\gamma$ - випромінювання. Строк їх служби встановлюється виробником з моменту їх виготовлення та визначає тривалість використання джерела іонізуючого випромінювання.

Згідно чинного законодавства України відпрацьовані джерела іонізуючого випромінювання, у яких закінчився строк служби, підлягають передачі до спеціалізованих підприємств з поводження з радіоактивними відходами та утилізації. У разі підтвердження факту збереження радіаційних характеристик, герметичності та відсутності дефектів та їх ознак на закритому джерелі іонізуючого випромінювання, його строк служби може бути продовжений. Але законодавство не регламентує умови продовження строку служби, та як наслідок тривалості їх експлуатації.

Метою цієї статті є формування вимог до методики продовження строку служби закритих джерел іонізуючого випромінювання. Для цього в статті авторами були вирішені такі завдання: проведений огляд джерел іонізуючого випромінювання та їх використання в промисловості; сформовано загальну класифікацію іонізуючого випромінювання за різними класифікаційними ознаками; проведений аналіз робіт, які впливають на встановлення терміну використання джерел іонізуючого випромінювання; розроблено загальні вимоги та алгоритм методики продовження строку служби джерел іонізуючого випромінювання.

Встановлення строку служби виробником з моменту виготовлення джерела іонізуючого випромінювання, відбувається за умови його відповідності своєму призначенню та основним технічним вимогам стандартів та вимогам до герметичності його конструкції, яка за належних умов експлуатації має забезпечувати радіаційну безпеку в місцях експлуатації та зберігання джерела.

Оцінювання відповідності джерел іонізуючого випромінювання відбувається згідно вимог «Технічного регламенту закритих джерел іонізуючого випромінювання».

Метрологічна перевірка джерел іонізуючого випромінювання відбувається відповідно до вимог затвердженої «Методики калібрування джерел іонізуючого випромінювання» шляхом визначення таких метрологічних характеристик як активність джерела іонізуючого випромінювання, потік частинок в куті  $2\pi$  та питомої або об'ємної активності.

В статті авторами сформовані вимоги та запропонований алгоритм методики продовження строку служби джерел іонізуючого випромінювання на основі опрацювання результатів їх калібрування з використанням контрольних карт. Використання методу контрольних карт дає змогу не тільки прийняти рішення про продовження експлуатації та строку служби джерела іонізуючого випромінювання, але й визначити тривалість продовженого строку служби джерела.

**Ключові слова:** джерело іонізуючого випромінювання, строк служби, контрольна карта, калібрування.

Сегодня в разных сферах промышленности Украины используются источники ионизирующего  $\alpha$ -,  $\beta$ - и  $\gamma$ -излучения. Срок службы устанавливается производителем с момента их изготовления и определяет продолжительность использования источника ионизирующего излучения.

Согласно действующему законодательству Украины отработанные источники ионизирующего излучения, в которых истек срок службы, подлежат передаче в специализированные предприятия по обращению с радиоактивными отходами и утилизации. В случае подтверждения факта сохранения радиационных характеристик, герметичности и отсутствия дефектов и их признаков на закрытом источнике ионизирующего излучения его срок службы может быть продлен. Но законодательство не регламентирует условия продления срока службы, и как следствие продолжительности их эксплуатации.

Целью настоящей статьи является формирование требований к методике продления срока службы закрытых источников ионизирующего излучения. Для этого в статье авторами были решены следующие задачи: произведен обзор источников ионизирующего излучения и использование их в промышленности; сформирована общая классификация ионизирующего излучения по разным классификационным признакам; проведен анализ работ, влияющих на установление срока использования источников ионизирующего излучения; разработаны общие требования и алгоритм методики продления срока службы источников ионизирующего излучения.

Установка срока службы изготовителем с момента изготовления источника ионизирующего излучения происходит при условии его соответствия своему назначению и основным техническим требованиям стандартов и требованиям к герметичности его конструкции, которая при надлежащих условиях эксплуатации должна обеспечивать радиационную безопасность в местах эксплуатации и хранения источника.

Оценка соответствия источников ионизирующего излучения производится согласно требованиям «Технического регламента закрытых источников ионизирующего излучения».

Метрологическая проверка источников ионизирующего излучения происходит в соответствии с требованиями утвержденной «Методики калибровки источников ионизирующего излучения» путем определения таких метрологических характеристик как активность источника ионизирующего излучения, поток частиц в угол  $2\pi$  и удельной или объемной активности.

В статье авторами сформированы требования и предложен алгоритм методики продления срока службы источников ионизирующего излучения на основе обработки результатов их калибровки с использованием контрольных карт. Использование метода контрольных карт позволяет не только принять решение о продлении эксплуатации и сроке службы источника ионизирующего излучения, но и определить продолжительность продленного срока службы источника.

**Ключевые слова:** источник ионизирующего излучения, срок службы, контрольная карта, калибровка.

Today, sources of ionizing  $\alpha$ -,  $\beta$ - and  $\gamma$ -radiation are used in various spheres of the Ukrainian economy. Their service life is set by the manufacturer from the moment of their manufacture and determines the duration of use of the source of ionizing radiation.

According to the current legislation of Ukraine, spent sources of ionizing radiation, which have expired, are subject to transfer to specialized enterprises for radioactive waste management and disposal. If the fact of preservation of radiation characteristics, tightness and absence of defects and their signs on the closed source of ionizing radiation is confirmed, its service life can be extended. But the legislation does not regulate the conditions for extending the service life, and as a consequence of the duration of their operation.

The purpose of this article is to form requirements for the method of extending the service life of closed sources of ionizing radiation. To do this, the authors of the article solved the following tasks: a review of sources of ionizing radiation and their use in industry; the general classification of ionizing radiation on various classification signs is formed; the analysis of works influencing establishment of term of use of sources of ionizing radiation is carried out; the general requirements and algorithm of a technique of prolongation of service life of sources of ionizing radiation are developed.

Establishment of service life by the manufacturer from the moment of manufacture of a source of ionizing radiation occurs under condition of its conformity to the purpose and the basic technical requirements of standards and requirements to tightness of its design which under proper operating conditions should provide radiation safety in places of operation and storage.

Conformity assessment of ionizing radiation sources is carried out in accordance with the requirements of the "Technical Regulations for Closed Ionizing Radiation Sources".

Metrological verification of ionizing radiation sources is performed in accordance with the requirements of the approved "Method of calibration of ionizing radiation sources" by determining such metrological characteristics as the activity of the ionizing radiation source, particle flux at an angle of  $2\pi$  and specific or volumetric activity.

The authors formulate the requirements and propose an algorithm of the method of extending the service life of ionizing radiation sources based on the processing of the results of their calibration using control charts. Using the method of control cards allows not only to decide on the continuation of operation and service life of the source of ionizing radiation, but also to determine the duration of the extended service life of the source.

**Key words:** ionizing radiation source, service life, control card, calibration.

### Вступ

В промисловості, медичній практиці та наукових дослідженнях використовуються різні види закритих джерел іонізуючого  $\alpha$ -,  $\beta$ - та  $\gamma$ -випромінювання (надалі – ДІВ). Строк служби таких джерел встановлюється виробником та визначає термін можливого використання конкретного джерела з моменту його виготовлення.

У разі закінчення строку служби використання джерела іонізуючого випромінювання повинно бути зупинене. Це спричинено такими небезпечними ситуаціями, які несуть загрозу здоров'ю та життю людей. Джерела іонізуючого випромінювання, в яких закінчився строк служби, можуть становити небезпеку здоров'ю працівників підприємств, які виконують роботи, пов'язані з експлуатацією таких джерел, а також населенню і навколишньому природному середовищу. Крім того, відпрацьовані джерела можуть використовуватися у злочинних цілях. Експлуатація ДІВ, в яких закінчився строк служби може призвести до виникнення радіаційної аварії - події, внаслідок якої втрачається контроль над джерелом іонізуючого випромінювання, і яка може призвести до радіаційного впливу на людей та навколишнє природне середовище, що перевищує допустимі межі, встановлені нормами, правилами і стандартами з безпеки [1].

За вимогами законодавства та нормативно-правових актів України, відпрацьовані джерела іонізуючого випромінювання, у яких закінчився строк служби, підлягають передачі до спеціалізованих підприємств з поводження з радіоактивними відходами для подальшої їх утилізації.

За даними [1] в Україні у технологічних процесах, під час проведення пошуково-дослідних, випробувальних, діагностичних та інших робіт використовується або зберігається протягом значного періоду (10 та більше років) близько 1 тисячі відпрацьованих високоактивних джерел іонізуючого випромінювання. До таких ДІВ належать вироблені у період до 1990 р. високоактивні ДІВ, які призначені для використання в опромінювальних, терапевтичних, вимірювальних діагностичних установках, а також термоелектричних генераторах.

Необхідно зазначити, що у разі підтвердження факту збереження радіаційних характеристик, герметичності та відсутності дефектів та їх ознак на закритому ДІВ, його строк служби може бути продовжений в установленому законодавством порядку, що визначено в нормативно-правовому документі України «Технічний регламент закритих джерел іонізуючого випромінювання» [2].

Але законодавство України не регламентує методику, за якою строк служби закритого джерела іонізуючого випромінювання може бути продовжений.

Тому метою даної статті є формування вимог до методики продовження строку служби закритих джерел іонізуючого випромінювання.

Для реалізації цієї мети авторами були вирішені такі завдання:

- проведений огляд закритих джерел іонізуючого різних випромінювання, які використовуються промисловістю України;
- проведений аналіз робіт, які впливають на встановлення терміну використання закритих джерел іонізуючого випромінювання;
- сформовані вимоги до методики продовження строку служби закритих ДІВ на основі результатів калібрування.

### Огляд джерел іонізуючого випромінювання різних видів.

До джерел іонізуючого випромінювання відносяться об'єкти, окрім ядерних установок, які містять радіоактивну речовину та технічні пристрої, які можуть створювати іонізуюче випромінювання за певних умов. Загальну класифікацію ДІВ за різними класифікаційними ознаками сформовано в таблиці 1 [3,4].

Розглянемо докладніше окремі види ДІВ.

Природними джерелами іонізуючого випромінювання є космічні промені, а також радіоактивні речовини, які знаходяться в земній корі. Штучними ДІВ є ядерні реактори, прискорювачі заряджених частинок, рентгенівські установки, штучні радіоактивні ізотопи тощо.

В промисловості використовуються два конструктивно відмінних види джерел іонізуючого випромінювання – відкриті ДІВ та закриті ДІВ.

Відкриті ДІВ - під час їх використання можливе розповсюдження радіоактивних речовин у робочих приміщеннях, на робочих

поверхнях або навколишньому природному середовищі (наприклад радіофармацевтичні препарати, радіоактивні розчини, що використовуються під час калібрування, у наукових дослідженнях; радіохімічні препарати, що використовуються в радіохімічних лабораторіях, тощо).

Закриті ДІВ містять радіоактивну речовину, повністю упаковану у тверду захисну оболонку з нерадіоактивного матеріалу та/або інкапсульовану у достатньо міцну захисну

оболонку для запобігання витоку речовини за належних умов експлуатації протягом установленого строку служби, а також у непередбачених умовах, яка є складовою частиною такого джерела. Будова закритих ДІВ виключає можливість потрапляння радіонуклідів, які входять в їх склад, в навколишнє середовище, в умовах їх застосування на які вони розраховані. В подальшому в цій статті йдеться лише про закриті ДІВ.

**Таблиця 1 - Загальна класифікація ДІВ**

Класифікаційна ознака	Різновиди
за походженням	<ul style="list-style-type: none"> <li>• природні</li> <li>• штучні (антропогенні);</li> </ul>
за природою	<ul style="list-style-type: none"> <li>• радіонуклідні</li> <li>• не радіонуклідні;</li> </ul>
за будовою	<ul style="list-style-type: none"> <li>• закриті</li> <li>• відкриті</li> </ul>
за радіонуклідним складом	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>\alpha</math>- випромінювачі</li> <li>• <math>\beta</math>- випромінювачі</li> <li>• <math>\gamma</math>- випромінювачі</li> </ul>
за активністю	<ul style="list-style-type: none"> <li>• низькоактивні</li> <li>• високоактивні</li> </ul>
за застосуванням	<ul style="list-style-type: none"> <li>• промислові</li> <li>• ядерні</li> <li>• енергетичні</li> <li>• медичні</li> <li>• науково-технічні</li> </ul>
метрологічного призначення	<ul style="list-style-type: none"> <li>• еталонні</li> <li>• контрольні</li> </ul>
за мобільністю	<ul style="list-style-type: none"> <li>• стаціонарні</li> <li>• пересувні</li> <li>• переносні</li> </ul>
за геометричними розмірами	<ul style="list-style-type: none"> <li>• плоскі</li> <li>• об'ємні</li> <li>• точкові</li> </ul>

Розглянемо докладніше окремі види ДІВ.

Природними джерелами іонізуючого випромінювання є космічні промені, а також радіоактивні речовини, які знаходяться в земній корі. Штучними ДІВ є ядерні реактори, прискорювачі заряджених частинок, рентгенівські установки, штучні радіоактивні ізотопи тощо.

В промисловості використовуються два конструктивно відмінних види джерел іонізуючого випромінювання – відкриті ДІВ та закриті ДІВ.

Відкриті ДІВ - під час їх використання можливе розповсюдження радіоактивних речовин у робочих приміщеннях, на робочих поверхнях або навколишньому природному середовищі (наприклад радіофармацевтичні препарати, радіоактивні розчини, що використовуються під час калібрування, у наукових дослідженнях; радіохімічні препарати, що використовуються в радіохімічних лабораторіях, тощо).

Закриті ДІВ містять радіоактивну речовину, повністю упаковану у тверду захисну оболонку з нерадіоактивного матеріалу та/або інкапсульовану у достатньо міцну захисну оболонку для запобігання витоку речовини за належних умов експлуатації протягом установленого строку служби, а також у непередбачених умовах, яка є складовою частиною такого джерела. Будова закритих ДІВ виключає можливість потрапляння радіонуклідів, які входять в їх склад, в навколишнє середовище, в умовах їх застосування на які вони розраховані. В подальшому в цій статті йдеться лише про закриті ДІВ.

Конструктивно ДІВ можуть бути:

- джерела альфа-випромінювання представляють собою підкладки товщиною 1,1 мм, на робочу поверхню яких (заглиблення) нанесений шар радіоактивного препарату, захищений плівкою оксиду металу.

- джерела бета-випромінювання представляють собою підкладку товщиною  $1,5 \pm 0,2$  мм, на робочу поверхню якої (заглиблення) нанесено шар радіоактивного препарату, захищений алюмінієвою фольгою.

Стационарні ДІВ мають конструкцію, яка передбачає їх експлуатацію на протязі всього терміну роботи на постійному місці, для розміщення та експлуатації яких необхідні спеціально обладнанні приміщення і додаткові технічні системи та засоби.

Пересувні ДІВ змонтовані та використовуються за призначенням на транспортних засобах.

Переносні ДІВ, в яких конструкція та маса складових блоків (складових частин) дозволяють їх переносити (або у випадку необхідності перевозити, в тому числі і в зібраному вигляді) і використовувати за призначенням безпосередньо на місці проведення робіт в приміщеннях (без переобладнання та підсилення захисту приміщень) чи в польових умовах.

При калібруванні спектрометрів  $\alpha$ - ,  $\beta$ - ,  $\gamma$ - випромінювання, використовують ДІВ метрологічного призначення, до яких відносяться [5]:

- еталонні ДІВ, а також джерела технічного призначення, атестовані в якості еталонних, з дотриманням установлених

метрологічних вимог. Еталонні джерела використовуються при повірці та калібрування радіаційної, ядерно-фізичної апаратури.

- гонтьольні ДІВ, що входять до складу засобів вимірювальної техніки і призначені для контролю їх метрологічних характеристик.

Номенклатура закритих радіонуклідних джерел спеціального призначення, які можуть використовуватися для метрологічного призначення, наведена в таблиці 2 [6].

Галузі, в яких використовуються штучні джерела іонізуючого випромінювання показані в таблиці 3.

Закриті джерелі іонізуючого випромінювання поділяються на п'ять основних категорій [7] згідно таблиці 4. Значення А характеризує активність на момент виготовлення закритого джерела. Значення D характеризує активність закритого джерела, яке у разі його не перебування під регулюючим контролем може призвести до опромінення, достатнього для виникнення серйозних наслідків.

До основних метрологічних характеристик ДІВ відносяться:

- активність радіонукліда;
- період напіврозпаду.

Активність радіоактивного джерела – це фізична величина, яка чисельно дорівнює кількості розпадів, що відбуваються в певному радіоактивному джерелі за секунду. Одиниця активності в СІ – бекерель. Визначити активність джерела можна к за допомогою спектрометрів  $\alpha$ - ,  $\beta$ - ,  $\gamma$ - випромінювання, так і розрахувати за піврозпадом від паспортного значення джерела.

Період піврозпаду  $T_{1/2}$  – це фізична величина, що характеризує радіонуклід і дорівнює часу, протягом якого розпадається половина наявної кількості ядер даного радіонукліда. В кожного радіонукліда свій період піврозпаду.

Закриті ДІВ завозяться в Україну з-за кордону, в нашій країні виробляються лише окремі екземпляри.

Отже, закриті ДІВ – це широкий спектр засобів вимірювальної техніки, який широко використовується в промисловості.

Можливість продовження строку служби закритих ДІВ, щодо яких може бути

підтверджений факт збереження радіаційних характеристик, герметичності та відсутності дефектів та їх ознак, дозволить продовжити безпечно їх використання в різних галузях промисловості та принесе значний економічний ефект внаслідок продовження використання ДДВ та зменшення витрат на утриманням та зберіганням протермінованих ДДВ, зокрема:

Таблиця 2 – Номенклатура закритих радіонуклідних джерел

№ з/п	Тип ДДВ	Призначений термін експлуатації	Рівні поверхневих забруднень
1	Джерела альфа-випромінювання із $^{239}\text{Pu}$ , $^{234}\text{U}$ , $^{238}\text{U}$ типів 1П9, 2П9, 3П9, 4П9, 5П9, 6П9, 1У4, 2У4, 3У4, 4У4, 5У4, 6У4 1У8, 2У8, 3У8, 4У8, 5У8, 6У8	ТУ 95 477-83 2,5 р.	1 Бк при активності до $10^3$ Бк 2 Бк при активності радіонуклідів більше $10^3$ Бк
2	Спектрометричні альфа- джерела спеціального призначення на основі радіонуклідів: $^{239}\text{Pu}$ , $^{238}\text{Pu}$ , $^{226}\text{Ra}$ , $^{244}\text{Cm}$ , $^{238}\text{Pu}+^{239}\text{Pu}+^{233}\text{U}$ , тип ОСАИ	ТУ 95-703-87 3 р.	35 Бк
3	Джерела бета-випромінювання із $^{90}\text{Sr}+^{90}\text{Y}$ , типів 1СО, 2СО, 3СО, 4СО, 5СО, 6СО,	ТУ 95 477-83 3,5 р.	10 Бк
4	Джерела бета-випромінювання спеціального призначення із $^{60}\text{Co}$ , $^{204}\text{Tl}$ , 1К0, 1Т4	ТУ 95 1000-82 1 р.	0,925 Бк
5	Спектрометричні рентгенівські та гамма-джерела спеціального призначення типу СОИРИ, ОСГИ на базі радіонуклідів $^{88}\text{Y}$ , $^{113}\text{Sn}$ , $^{139}\text{Ce}$ , $^{241}\text{Am}$ , $^{55}\text{Fe}$ , $^{109}\text{Cd}$ , $^{54}\text{Mn}$ , $^{207}\text{Bi}$ , $^{44}\text{Ti}+^{44}\text{Sc}$ , $^{22}\text{Na}$ , $^{60}\text{Co}$ та інші.	ТУ 7018-001-13805076-03 ТУ-17-03-88 3 р. 5 р. 12 р.	20 Бк (по герметичності) 100 Бк або 185 Бк
6	Джерела гамма-випромінювання із $^{226}\text{Ra}$ , (маси $^{226}\text{Ra}$ ) типів РА, ER та аналогічних	МРТУ-10-43-64 ОСТ 95-855-80 10 р.	185 Бк
7	Джерела гамма-випромінювання із $^{137}\text{Cs}$ , тип ИГИ-Ц тип ГС та інших типів	ТУ 95.957-82 5 р. 7 р.	185 Бк (1850 Бк кислотної витяжки)
8	Джерела гамма-випромінювання із $^{60}\text{Co}$ , типу ГИК, ГСО та інших типів	ТУ 95.7167-76 10 р.	185 Бк (1850 Бк кислотної витяжки)
9	Джерела гамма-випромінювання із $^{241}\text{Am}$ , тип ИГИА та інших типів	ТУ 95.956-84 12 р.	185 Бк (1850 Бк кислотної витяжки)

Таблиця 3 – Типові галузі використання ДІВ [3,4]

№	Області застосування закритих джерел іонізуючого випромінювання
1	Промислова радіографія: <ul style="list-style-type: none"> <li>• закрите джерело використовується поза блоком джерела</li> <li>• закрите джерело використовується в блоці джерела</li> </ul>
2	Медицина: <ul style="list-style-type: none"> <li>• радіографія</li> <li>• телетерапія</li> <li>• внутрішньопорожнинні аплікатори</li> <li>• поверхневі аплікатори</li> </ul>
3	Прилади та установки з джерелами гамма-випромінювання: <ul style="list-style-type: none"> <li>• закрите джерело використовується поза блоком джерела</li> <li>• закрите джерело використовується в блоці джерела</li> </ul>
4	Прилади з джерелами бета-випромінювання та низькоенергетичними гамма- та рентгенівськими випромінюваннями для флуоресцентного аналізу (за винятком джерел, наповнених газами)
5	Каротаж бурових свердловин
6	Переносні вологоміри і щільноміри (що переносяться в руках або транспортуються на візках)
7	Нейтронні джерела загального призначення (за винятком джерел для запуску реакторів)
8	Контрольні джерела з активністю понад 1,1 МБк
9	Радіаційні гамма-установки: <ul style="list-style-type: none"> <li>• закрите джерело використовується поза блоком джерела</li> <li>• закрите джерело використовується в блоці джерела</li> </ul>
10	Генератори іонів: <ul style="list-style-type: none"> <li>• хроматографи</li> <li>• нейтралізатори</li> <li>• детектори диму</li> </ul>

Таблиця 4 – Категорії закритих джерел іонізуючого випромінювання [7,9]

Категорія ДІВ	Приклади закритих ДІВ та практичної діяльності з ними	Показник відношення активності (A/D) <sup>-2</sup>
1	Радіоізотопні термоелектричні генератори, опромінюючі установки, прилади та установки з радіонуклідними джерелами для променевої терапії	$A/D > 1000$
2	Радіонуклідні джерела для промислової дефектоскопії, джерела для брахітерапії з високими/середніми потужностями дози	$1000 > A/D > 10$
3	Стационарні промислові засоби вимірювань, що містять закриті високоактивні джерела, прилади для проведення геофізичних досліджень та каротажу	$10 > A/D > 1$
4	Джерела з низькими потужностями дози для брахітерапії (за винятком очних аплікаторів та довготривалих імплантантів); промислові засоби вимірювання з невисокоактивними джерелами, кісткові денситометри, нейтралізатори статичної електрики	$1 > A/D > 0,01$
5	Джерела для брахітерапії з низькими потужностями дози у вигляді очних аплікаторів та довготривалих імплантантів; прилади для рентгенофлуоресцентного аналізу, прилади електронного захвату, джерела для проведення спектрометрії, контрольні джерела та калібрувальні джерела	$0,01 > A/D$ і $A >$ рівня звільнення від регулюючого контролю

- витрат, пов'язаних з зберіганням та/або захороненням на спеціалізованому підприємстві з поводження з радіоактивними відходами;

- витрат, пов'язаних із закупівлею нових ДІВ за кордоном;

- витрат, пов'язаних з постановкою нових ДІВ на облік.

Тому розглянемо, які шляхи, які можуть бути використані для встановлення та продовження строку служби ДІВ.

#### **Аналіз метрологічних робіт, які впливають на встановлення строку служби закритих джерел іонізуючого випромінювання**

Кожне окреме закрите джерело іонізуючого випромінювання має визначений та обмежений строк служби. На тривалість експлуатації ДІВ протягом строку служби закритого ДІВ впливають такі процедури:

- встановлення виробником строку служби ДІВ, який обліковується з моменту виготовлення;

- результати оцінювання відповідності ДІВ вимогам технічних регламентів протягом строку служби;

- результати калібрування ДІВ протягом строку служби.

#### *Встановлення строку служби закритих ДІВ.*

За належних умов експлуатації ДІВ протягом установленого їх строку служби повинні виконуватися такі основні технічні вимоги:

- закриті ДІВ повинні мати конструкцію, яка за належних умов експлуатації забезпечує радіаційну безпеку в місцях експлуатації та зберігання, і проштампований реєстраційний номер на джерелі та його контейнері;

- закриті ДІВ мають виготовлятися відповідно до стандартів і технічних умов на конкретний тип закритого джерела;

- закриті ДІВ повинні бути герметично закритими;

- закриті джерела повинні відповідати своєму призначенню і основним технічним вимогам.

На основі цих вимог встановлений строк служби джерела має бути :

- не менше двох періодів напіврозпаду – для джерел на основі радіонуклідів з періодом напіврозпаду менше 0,5 року;

- не менше одного періоду напіврозпаду (але не менше 1 року) – для джерел на основі радіонуклідів з періодом напіврозпаду від 0,5 до 5 років;

- не менше 5 років – для джерел гамма- та нейтронного випромінювань на основі радіонуклідів з періодом напіврозпаду 5 і більше років.

Для джерел альфа-, бета- та рентгенівського випромінювань з періодом напіврозпаду 5 і більше років призначений термін служби встановлюють у нормативному документі (НД) на конкретний тип джерела [10].

Отже, строк служби ДІВ встановлюється виробником з дня виготовлення, та вказує на те, що протягом цього терміну виробник гарантує безпеку ДІВ та несе юридичну та фінансову відповідальність за істотні недоліки, що виникли з його вини. Ці гарантії чинні за умови, що ДІВ використовується за призначенням.

#### *Процедура оцінки відповідності закритих ДІВ.*

Оцінку відповідності закритого джерела вимогам «Технічного регламенту модулів оцінки відповідності» [8] та «Технічного регламенту закритих джерел іонізуючого випромінювання» [7] з подальшою видачею сертифіката відповідності, в якому вказаний термін дії сертифіката.

Обрання процедури оцінки відповідності залежить від категорії закритого ДІВ (таблиця 4) та проводиться відповідно до Технічного регламенту модулів оцінки відповідності та вимог щодо маркування національним знаком відповідності із застосуванням одного з модулів або їх комбінації Таблиця 5. При цьому категорію джерела визначає виробник, постачальник або власник закритого джерела.

Технічна документація на закриті ДІВ, яка подається виробником або уповноваженою ним особою, повинна містити:

- вимоги до конструкції закритого ДІВ;
- умови його експлуатації, технічного обслуговування і ремонту;

- перелік заходів щодо забезпечення безпеки зберігання та використання ДІВ,

- вимоги до кваліфікації персоналу, який працюватиме з ДІВ;

- фотокартки ДІВ, його контейнера, транспортувальної упаковки.

Таблиця 5 - Перелік модулів оцінки відповідності закритих джерел вимогам Технічного регламенту [8]

Категорії закритих ДІВ	Модулі оцінки відповідності закритих ДІВ
1	A1* або C+B, або C1+B, або C2+B, або E+B, або B, або F+B, або B, або G, або H, або H1
2	A1* або C+B, або C1+B, або C2+B, або E+B, або B, або F+B, або B або G
3	A1* або C+B, або C1+B, або C2+B, або D+B, або D1+B, або E+B, або B, або F+B, або B, або G
4	A1 або B, або C+B, або C1+B, або C2+B, або D+B, або D1+B, або E+B, або B, або F+B, або B
5	A або A1, або B, або C+B, C1+B, або C2+B, або D, або D+B, або D1+B, або E, або E+B, або B

\*Для закритих джерел, виготовлених на замовлення або малою партією.

Процедура випробувань ДІВ метрологічного призначення включає:

- реєстрацію наданих ДІВ та супровідної технічної документації;
- проведення експериментальних досліджень з метою комплексної оцінки технічного стану ДІВ;
- встановлення відповідності отриманих результатів контролю вимогам нормативної та технічної документації;
- оформлення документів встановленої форми на ДІВ з зазначенням додаткового терміну експлуатації.

Отже, строк дії сертифіката діє лише в межах строку служби ДІВ, та показує, що протягом його дії всі технічні та метрологічні характеристики ДІВ відповідають вимогам технічного регламенту і використання ДІВ є безпечним.

#### Калібрування закритих ДІВ.

Калібрування ДІВ в Україні відбувається згідно із затвердженою методикою [11], яка поширюється на джерела іонізуючого випромінювання закритого типу, що використовуються як міри активності або потоку частинок в кут  $2\pi$ , та джерела спеціального призначення, що використовуються як міри активності, питомої активності або об'ємної активності.

Радіаційні параметри, ДІВ вимірюють за допомогою компаратора методом заміщення джерела, що калібрують, еталонним джерелом, однотипним з вимірюваним, з однаковою площею робочої поверхні, в ідентичних геометричних умовах. Основою методу є

вимірювання швидкості підрахунку імпульсів від еталонного джерела та від джерела, що калібрується, при багаторазовій зміні цих джерел. При проведенні калібрування виконують наступні операції:

- зовнішній огляд ДІВ;
- перевірка ДІВ на відсутність нефіксованого забруднення джерел радіоактивними речовинами;
- опробування ДІВ;
- визначення активності, потоку частинок в кут  $2\pi$ , питомої або об'ємної активності радіонуклідів ДІВ;
- опрацювання результатів вимірювань та розрахунок невизначеностей типу А та В;
- видача свідоцтва за умови позитивного результату калібрування.

Отже, як ми бачимо, результати калібрування за затвердженою в Україні методикою підтверджують лише факт збереження радіаційних характеристик закритого ДІВ та відсутність ознак дефектів на ньому. Але не підтверджують факт герметичності джерела та відсутності дефектів. Отже, це вказує на те, що існуюча в Україні методика калібрування закритих ДІВ не дозволяє приймати рішення про продовження їх строків служби.

#### Вимоги до методики продовження строку служби закритих ДІВ на основі результатів калібрування.

На основі проведеного дослідження показано, що існуючі метрологічні процедури, не можуть бути використані для продовження строку служби закритих ДІВ. Методика

продовження строку служби ДІВ має комплексно забезпечити виконання таких завдань:

- збереження метрологічних характеристик закритого ДІВ;
- збереження герметичності;
- впевненість у відсутності дефектів та їх ознак на закритому ДІВ.

Для реалізації цих завдань мають бути виконані такі вимоги:

1. Оскільки найбільш інформативною процедурою перевірки працездатності та метрологічних характеристик закритих ДІВ є калібрування, нами пропонується використати цю метрологічну процедуру, як основу для створення методики продовження строку служби закритого ДІВ.

2. Дані результатів планових та позапланових калібрувань свідчать про стан функціонування закритого ДІ протягом всього строку служби. За ними можна діагностувати та прогнозувати технічний стан закритого ДІВ. Ці статистичні дані фіксуються та зберігаються в архіві калібрувальної лабораторії, а отже можуть бути використані для аналізу змін метрологічних характеристик ДІВ. Але важливим питанням є опрацювання цих даних, які за весь строк служби засобу вимірювання набувають статистичного характеру.

3. Тому важливою вимогою до нової методики є вибір способу опрацювання даних калібрувань, які проводилися протягом строку служби ДІВ. Для реалізації цього пропонуємо використання контрольних карт Шухарта для прогнозування стану ДІВ та визначення граничного значення подовженого строку служби [12]. При цьому необхідно враховувати умову, за якої граничний термін експлуатації може визначатися, коли небезпека від функціонування ДІВ перевищує економічний ефект його використання.

4. Калібрування має бути продовженим після продовження строку служби, але для забезпечення безпеки та уникнення ризиків мають бути визначені нові міжкалібрувальні інтервали з меншим інтервалом часу між послідовними калібруваннями.

5. Наступною вимогою до методики має бути можливість визначення максимального значення терміну, на який продовжується строк служби ДІВ, що теж може бути реалізоване на

основі вибору виду контрольних карт, який би забезпечив можливість прогнозування на основі опрацювання попередніх даних.

6. Щодо забезпечення герметичності, то необхідною умовою є вдосконалення методики калібрування та долучення до неї процедури перевірки на герметичність [13]. Така процедура має бути розроблена на основі дослідження існуючих методів перевірки на герметичність з врахуванням конструктивних особливостей ДІВ.

Ці вимоги пропонуємо описати моделлю, яка включає систему нерівностей:

$$\begin{cases} U_{ki} \leq U_{don} \\ T_{max} = f(E, R, U_{ki}) \\ \Delta T_{ki} \leq \Delta T_{np} \\ f(G) = const \end{cases} \quad (1)$$

Де  $U_{ki}$  - сумарна непевність  $i$ -го калібрування під час продовженого строку служби;  $U_{don}$  - допустиме значення непевності;  $T_{max}$  - подовженого строку служби;  $E$  - значення економічний ефект;  $R$  - значення ризику;  $\Delta T_{ki}$  - міжкалібрувальний інтервал часу після продовження строку служби;  $\Delta T_{np}$  - міжкалібрувальний інтервал часу до продовження строку служби;  $f(G)$  - показник герметичності ДІВ.

#### Висновки.

За умови широкого використання закритих джерел іонізуючого випромінювання в промисловості України, питання можливості продовження строку їх експлуатації не регламентується законодавством нашої країни.

Методика продовження строку служби ДІВ має комплексно забезпечити виконання таких завдань, як збереження метрологічних характеристик закритого ДІВ; збереження герметичності; впевненість у відсутності дефектів та їх ознак на закритому ДІВ.

Сформовані вимоги до методики, які передбачають використання даних результатів попередніх калібрувань ДІВ, застосування

контрольних карт для аналізування даних калібрувань та прогнозування стану ДІВ; визначення граничного значення строку служби ДІВ та вдосконалення методики калібрування щодо перевірки ДІВ на герметичність.

Розроблення методики продовження строку служби закритих ДІВ дозволить продовжити безпечно їх використання в промисловості та принесе значний економічний ефект внаслідок продовження зменшення витрат, пов'язаних з зберіганням та/або захороненням на спеціалізованому підприємстві з поводження з радіоактивними відходами; пов'язаних із закупівлею нових ДІВ за кордоном та постановкою їх на облік.

### Література

1. Постанова Кабінету Міністрів України від 3 серпня 2006 р. № 1092 Про затвердження Державної програми забезпечення безпечного зберігання відпрацьованих високоактивних джерел іонізуючого випромінювання.

2. Вимоги та умови безпеки (ліцензійні умови) провадження діяльності з використання джерел іонізуючого випромінювання [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0978-02#Text>

3. Брегадзе Ю.И., Степанов Э.К., Ярына В.П. Прикладная метрология ионизирующих излучений. Москва.: Энергоатомиздат, 1990.-264 с.

4. Юдин М.Ф., Кармалицин Н.И., Кочин А.Е., Сазонова Т.Е., Фоминых В.И., Фролов Е.А., Хольнова Е.А. Измерение активности радионуклидов. Справочное пособие. Санкт-Петербург, 1997.-398 с.

5. Р. Берестов, І. Кравченко, Н.Гоц, В. Паракуда (2019). Огляд системи метрологічного забезпечення спектрометрії іонізуючого  $\alpha$ -,  $\beta$ -,  $\gamma$ - випромінювання. – Метрологія та прилади № 2, с/р 28 – 35.

6. МВ 12-01:2014 Інструкція з технічного обслуговування джерел іонізуючого випромінювання. Випробування радіонуклідних джерел іонізуючого випромінювання з метою визначення їх технічних характеристик та перевірки на герметичність.

7. Технічний регламент закритих джерел іонізуючого випромінювання [Електронний ресурс]. – Режим доступу:

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1382-2007-%D0%BF#Text>

8. Технічний регламент модулів оцінки відповідності та вимог щодо маркування національним знаком відповідності, які застосовуються в технічних регламентах з підтвердження відповідності [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/npas/3033051>

9. Документ МАГАТЕ Dangerous Quantities of Radioactive Material (D-Values) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.iaea.org/publications/7568/dangerous-quantities-of-radioactive-material-d-values>

10. Норми радіаційної безпеки України (НРБУ – 97) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0062282-97#Text>

11. МК-IR-02:2020 Джерела іонізуючого випромінювання. Методика калібрування.

12. Stanislaw Plaska Wprowadzenie do statystycznego sterowania procesami technologicznymi. Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej.-200.-873s.

13. ДСТУ ISO 9978:2014 Радіаційна безпека. Закриті радіоактивні джерела. Методи випробування на витік (ISO 9978:1992, IDT)

### References

1. Postanova Kabinetu Ministriv Ukrainy vid 3 serpnia 2006 r. N 1092 Pro zatverdzhennia Derzhavnoi prohramy zabezpechennia bezpechnoho zberihannia vidpratsovanykh vysokoaktyvnykh dzherel ionizuiuchoho vuprominiuvannia.

2. Vymohy ta umovy bezpeky (litsenziini umovy) provadzhennia diialnosti z vykorystannia dzherel ionizuiuchoho vuprominiuvannia [Elektronnyi resurs]. – Rezhym dostupu: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0978-02#Text>

3. Brehadze Yu.Y., Stepanov E.K., Yaryna V.P. Prykladnaia metrolohiya yonyzuyushchykh yzluchenyi. Moskva.: Enerhoatomyzdat, 1990. - 264 s.

4. YUdin M.F., Karmalycin N.I., Kochin A.E., Sazonova T.E., Fominyh V.I., Frolov E.A., Hol'nova E.A. Izmerenie aktivnosti radyonuklydov. Spravochnoe posobyie. Sankt-Peterburh, 1997. – 398 s.

5. R. Berestov, I. Kravchenko, N. Hots, V. Parakuda (2019). Ohliad systemy metrolohichnoho zabezpechennia spektrometrii ionizuiuchoho  $\alpha$ -,  $\beta$ -,  $\gamma$ - випромінювання. – Metrolohii ta prylady № 2, s/r 28 – 35.

6. MV 12-01:2014 Instruktsiia z tekhnichnoho obsluhovuvannia dzherel ionizuiuchoho vyprominiuvannia. Vyprobuvannia radionuklidnykh dzherel ionizuiuchoho vyprominiuvannia z metoiu vyznachennia yikh tekhnichnykh kharakterystyk ta perevirky na hermetychnist.

7. Tekhnichniy rehlament zakrytykh dzherel ionizuiuchoho vyprominiuvannia [Elektronnyi resurs]. – Rezhym dostupu: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1382-2007-%D0%BF#Text>

8. Tekhnichniy rehlament moduliv otsinky vidpovidnosti ta vymoh shchodo markuvannia natsionalnym znakom vidpovidnosti, yaki zastosovuiutsia v tekhnichnykh rehlamentakh z pidtverdzhennia vidpovidnosti [Elektronnyi resurs]. – Rezhym dostupu: <https://www.kmu.gov.ua/npas/3033051>

9. Dokument MAHATE Dangerous Quantities of Radioactive Material (D-Values) [Elektronnyi resurs]. – Rezhym dostupu: <https://www.iaea.org/publications/7568/dangerous-quantities-of-radioactive-material-d-values>

10. Normy radiatsiinoi bezpeky Ukrainy (NRBU – 97) [Elektronnyi resurs]. – Rezhym dostupu: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0062282-97#Text>

11. MK-IR-02:2020 Dzherela ionizuiuchoho vyprominiuvannia. Metodyka kalibruvannia.

12. Stanislaw Plaska Wprowadzenie do statystycznego sterowania procesami technologicznymi. Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej.-200.-873

13. DSTU ISO 9978:2014 Radiatsiina bezpeka. Zakryti radioaktyvni dzherela. Metody vyprobuvannia na vytik (ISO 9978:1992, IDT)

## МЕТОДИ І ПРИЛАДИ ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ РІДКОЇ І ГАЗОПОДІБНОЇ ФАЗ

УДК 006.91:681.121

DOI: 10.31471/1993-9981-2021-2(47)-34-45

### ВИЗНАЧЕННЯ МЕТРОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРУБОПОРШНЕВИХ ПОВІРОЧНИХ УСТАНОВОК НА ОСНОВІ КОНЦЕПЦІ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ

*Т. В. Кенещук**Державне підприємство «Івано-Франківськстандартметрологія»**76007, м.Івано-Франківськ, вул.Вовчинецька, 127, тел./факс: (0342)53-02-00, (0342)53-56-21, e-mail: ktv.metr77@gmail.com*

У роботі відмічено, що для визначення кількості нафти застосовуються вузли обліку нафти. На вузлах обліку нафти, що реалізують метод динамічних вимірювань, кількість нафти визначається за показами лічильників нафти (турбінних або масових витратомірів). Такі перетворювачі витрати (витратоміри-лічильники) у процесі експлуатації підлягають повірці. Основними еталонними засобами, що застосовуються для повірки перетворювачів витрати, є трубопоршневі повірочні установки (ТПУ). Калібрування таких еталонних установок може проводитися із застосуванням еталонних мірників, еталонних ваг та за допомогою еталонної трубопоршневої установки (компакт-прувера) з компаратором. Розроблено методики калібрування ТПУ з застосуванням еталонних мірників, а також еталонного компакт-прувера з компаратором, що пройшли апробацію та застосовуються при калібруванні еталонних трубопоршневих установок, які експлуатуються на об'єктах АТ «Укртранснафта». Розглянуто метод, а також наведено структурну схему калібрування ТПУ за допомогою еталонного компакт-прувера з компаратором. Складено математичну модель з врахуванням впливових факторів та алгоритмів їх оцінювання, а також визначено метрологічні характеристики ТПУ - сформовано бюджет невизначеності та здійснено оцінювання невизначеності вимірювання місткості трубопоршневої повірочної установки при проведенні її калібрування за допомогою еталонного компакт-прувера з компаратором. За результатами калібрування ТПУ ВНР -1100 фірми "VEGYEPSZER", Угорщина, що експлуатується у Філії «ПДМН» АТ «Укртранснафта» (м. Кременчук) із застосуванням еталонного компакт-прувера Compact Prover фірми Brooks Instrument Division Emerson Electric Co., США, з компаратором – турбінним перетворювачем витрати Smith Meter серії MVTM, США, відносна розширена невизначеність вимірювання місткості ТПУ склала 0,03%. Основний внесок у розширену невизначеність вимірювання при калібруванні ТПУ склали стандартні невизначеності, обумовлені впливом об'ємного розширення рідини (вимірювання температури рідини) в ТПУ та компакт-прувері, стандартна невизначеність еталонного компакт-прувера та експериментальна стандартна невизначеність середнього результату вимірювання місткості ТПУ.

**Ключові слова:** трубопоршневі повірочні установки, еталони, невизначеність вимірювання, облік нафти.

В работе отмечено, что для определения количества нефти применяются узлы учета нефти. На узлах учета нефти, реализующих метод динамических измерений, количество нефти определяется по показаниям счетчиков нефти (турбинных или массовых расходомеров). Такие преобразователи расхода (расходомеры-счетчики) в процессе эксплуатации подлежат поверке. Основными эталонными средствами, применяемыми для поверки преобразователей расхода, являются трубопоршневые поверочные установки (ТПУ). Калибровка таких эталонных установок может производиться с применением эталонных мерников, эталонных весов и с помощью эталонной трубопоршневой установки (компакт-прувера) с компаратором. Разработаны методики калибровки ТПУ с применением эталонных мерников, а также эталонного компакт-прувера с компаратором, прошедшие апробацию при калибровке эталонных трубопоршневых установок, эксплуатируемых на объектах АО «Укртранснафта». Рассмотрен метод, а также приведена структурная схема калибровки ТПУ с помощью эталонного компакт-прувера с компаратором. Составлена математическая модель с учетом влияющих факторов и алгоритмов их оценки, а также определены метрологические характеристики ТПУ - сформирован

бюджет неопределенности и осуществлено оценивание неопределенности измерения емкости трубопоршневой поверочной установки при проведении ее калибровки с помощью эталонного компакт-прувера с компаратором. По результатам калибровки ТПУ ВНР -1100 фирмы "VEGYEPSZER", Венгрия, эксплуатируемой в Филее «ПДМН» АО «Укртранснафта» (г. Кременчук), с применением эталонного компакт-прувера Compact Prover фирмы Brooks Instrument Division Emerson Electric Co., США с компаратором - турбинным преобразователем расхода Smith Meter серии MVTM, США, относительная расширенная неопределенность измерения емкости ТПУ составила 0,03%. Основной вклад в расширенную неопределенность измерения при калибровке ТПУ составили стандартные неопределенности, обусловленные влиянием объемного расширения жидкости (измерение температуры жидкости) в ТПУ и эталонного компакт-прувера, стандартная неопределенность эталонного компакт-прувера и экспериментальная стандартная неопределенность среднего результата измерения емкости ТПУ.

**Ключевые слова:** трубопоршневые поверочные установки, эталоны, неопределенность измерений, учет нефти.

In this paper noted that oil metering units are used to determine the amount of crude oil. The metering units of crude oil that implement the method of dynamic measurements, the amount of oil is determined by the readings of oil meters (turbine or mass flow meters). Such flow rate transducers (flow meters) are subject to verification during operation. The main reference means used for the calibration of flow transducers are pipe provers (TPP). Calibration of such reference units can be performed using reference meters (compact-prover), reference balance and using a reference pipe prover with a comparator. The methods of calibration pipe provers with the use of reference meters (standard volume measure), as well as a reference compact-prover with a comparator have been developed. These methods of calibration approbation during the calibration of reference pipe prover installations operated at the facilities of JSC "Ukrtransnafta". The method is considered, and also the structural scheme of calibration of TPP by means of the reference compact prover with the comparator is resulted. A mathematical model is developed taking into account the influential factors and algorithms for their evaluation, as well as the metrological characteristics of TPP are determined - the uncertainty budget is formed and the uncertainty of measuring the capacity of the pipe prover calibration unit is estimated. According to the results of calibration of TPP ВНР -1100 company "VEGYEPSZER", Hungary, operated in the Branch "PDMN" JSC "Ukrtransnafta" (Kremenchuk) using the reference Compact Prover company Brooks Instrument Division Emerson Electric Co., USA comparator - turbine flow meter Smith Meter series MVTM, USA, the relative extended uncertainty of TPP capacity measurement was 0,03%. The main contributions to the extended measurement uncertainty during TPP calibration were the standard uncertainties due to the influence of liquid volume expansion (liquid temperature measurement) in TPP and compact-prover, the standard uncertainty of the reference compact-prover and the experimental standard uncertainty of pipe prover capacitance measurement result's mean value.

**Keywords:** pipe provers, standard measuring equipments, the uncertainty measurement, the amount of crude oil.

### Постановка проблеми

Зростання вартості енергоносіїв, зокрема нафти, разом з наростаючим дефіцитом в обсягах її видобутку і підготовки ведуть до підвищення вимог до точності, забезпечення єдності та достовірності вимірювань, удосконалення існуючих та розробки, впровадження нових методів та засобів обліку нафти.

Для визначення кількості нафти застосовуються вузли обліку нафти (ВОН). На ВОН, що реалізують метод динамічних вимірювань, кількість нафти визначається за показами лічильників нафти (турбінних або масових витратомірів). Відповідно до Закону України [1] та нормативно-правових актів [2, 3] такі перетворювачі витрати (витратоміри-

лічильники) у процесі експлуатації підлягають повірці.

При проведенні повірки перетворювачів витрати на ВОН, як еталонні засоби, в основному, застосовуються трубопоршневі поверочні установки (ТПУ). ТПУ дозволяють визначати метрологічні характеристики (МХ) даних засобів вимірювальної техніки (ЗВТ) на місці експлуатації в процесі вимірювання в робочих умовах на реальному робочому середовищі.

Під час експлуатації ТПУ необхідно здійснювати визначення (контроль) їх метрологічних характеристик (МХ). До недавнього часу МХ ТПУ визначались (контролювались) шляхом проведення їх повірки. Методи та засоби повірки

трубопоршневих установок, похибки вимірювань при застосуванні різних засобів повірки ТПУ розглянуті в [4, 5, 6].

Повірка ТПУ здійснювалася відповідно до методик повірки [5, 6], які містили вимоги до процесу проведення повірки, визначення метрологічних характеристик ТПУ з застосуванням теорії похибок, зокрема визначення місткості ТПУ, середнього квадратичного відхилення випадкової складової похибки, границь сумарної систематичної похибки, відносної похибки. Проте, методики повірки не встановлювали процедуру формування бюджету та оцінювання невизначеностей вимірювань [7].

Відповідно до Закону України [1] еталони підлягають калібруванню. При цьому проведення калібрування ЗВТ є одним з чинників, що забезпечує довіру до результатів вимірювань та визначає метрологічну простежуваність.

Калібрування має безпосереднє відношення до метрологічного підтвердження, що визначається як сукупність операцій, необхідних для гарантування відповідності вимірювального обладнання вимогам до його використання за призначенням [8].

Тому на даний час досить актуальними є питання, які стосуються розроблення методик калібрування ЗВТ, зокрема еталонних трубопоршневих установок, складання математичної моделі вимірювань, алгоритмів оцінювання невизначеності вимірювань, визначення складових бюджету та їх внесок у невизначеність вимірювання.

**Мета роботи** – розробити методики калібрування еталонних трубопоршневих установок, скласти математичну модель визначення місткості ТПУ з врахуванням впливових факторів, навести алгоритми оцінювання невизначеності вимірювань, визначити складові бюджету та їх внесок у невизначеність вимірювання. За результатами калібрування ТПУ визначити метрологічні характеристики на основі теорії невизначеності.

#### **Основний текст статті.**

Калібрування трубопоршневих повірочних установок може проводитися із застосуванням еталонних мірників (як правило, на воді), еталонних ваг та за допомогою еталонної ТПУ (компакт-прувера) з компаратором [4, 9].

У ДП «Івано-Франківськ-стандартметрологія» розроблені методики калібрування ТПУ із застосуванням еталонних мірників та за допомогою еталонної ТПУ з компаратором. Вказані методики пройшли апробацію та застосовуються для калібрування еталонних трубопоршневих установок, які експлуатуються на об'єктах АТ «Укртранснафта». Основними операціями, які наведені у методиках калібрування, є опис процедури проведення калібрування, складання математичної моделі вимірювань, опрацювання результатів калібрування і оцінювання невизначеності вимірювань [7].

Процедуру калібрування еталонної трубопоршневої установки (компакт-прувера) із застосуванням еталонного мірника, складання математичної моделі вимірювань, алгоритмів оцінювання невизначеності вимірювань, визначення складових бюджету та їх внесок у невизначеність вимірювання розглянуто в [7].

Розглянемо основні операції при калібруванні трубопоршневої повірочної установки за допомогою еталонної ТПУ (компакт-прувера) з розширеною невизначеність вимірювань 0,014%.

Метод калібрування полягає у визначенні невідомої місткості каліброваної ділянки робочої ТПУ з відомою місткістю каліброваної ділянки еталонної ТПУ з застосуванням компаратора за робочих умов. У якості робочого середовища застосовується робоча рідина (нафта).

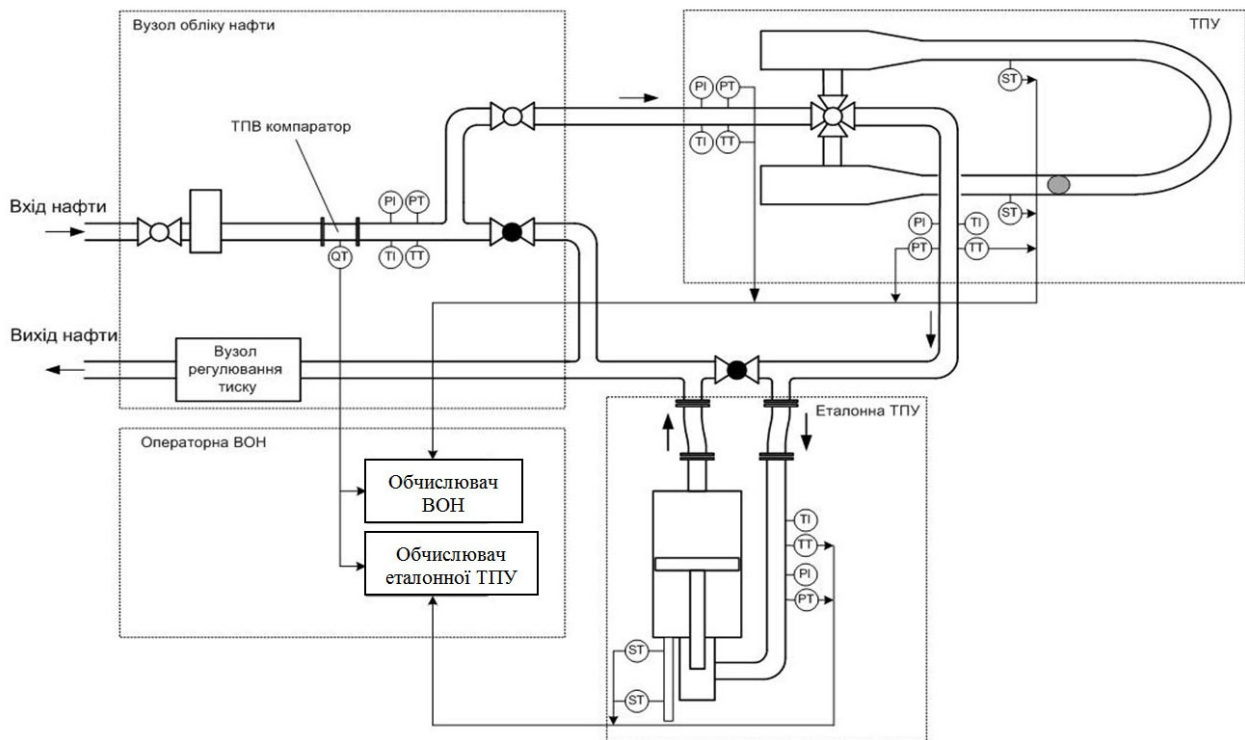
Структурна схема калібрування ТПУ за допомогою еталонної ТПУ (компакт-прувера) та компаратора наведена на рис. 1.

ТПУ, що калібрується, еталонний компакт-прувер та компаратор з'єднуються послідовно (рис.1). Робоча рідина (нафта) поступає на ВОН, пройшовши компаратор-турбінний перетворювач витрати надходить на ТПУ, що калібрується. Після ТПУ нафта поступає на еталонний компакт-прувер і через вузол регулювання тиску поступає на вихід з вузла обліку. Операції по визначенню місткості ТПУ проводяться при постійному значенні витрати робочої рідини.

Під час калібрування запускається поршень еталонного компакт-прувера і вимірюється кількість імпульсів, що видається компаратором за один прохід поршня по каліброваній ділянці

компакт-прувера. Аналогічно вимірюється кількість імпульсів, що видається компаратором за один прохід кульового поршня по каліброваній ділянці робочої ТПУ, що калібрується.

При розробленні методики калібрування, серед іншого, складається математична модель, зокрема алгоритм визначення місткості ТПУ, що калібрується.



*ВОН - вузол обліку нафти; ТПВ – турбінний перетворювач витрати; ТІ – термометри; ТТ – перетворювачі температури; РІ – манометри; РТ – перетворювачі тиску; QT – перетворювач витрати; ST – оптичні перемикачі.*

**Рисунок 1 – Структурна схема калібрування ТПУ за допомогою еталонної ТПУ (компакт-прувера) та компаратора**

ТПУ, що калібрується, еталонний компакт-прувер та компаратор з'єднуються послідовно (рис.1). Робоча рідина (нафта) поступає на ВОН, пройшовши компаратор-турбінний перетворювач витрати надходить на ТПУ, що калібрується. Після ТПУ нафта поступає на еталонний компакт-прувер і через вузол регулювання тиску поступає на вихід з вузла обліку. Операції по визначенню місткості ТПУ проводяться при постійному значенні витрати робочої рідини.

Під час калібрування запускається поршень еталонного компакт-прувера і вимірюється кількість імпульсів, що видається компаратором

за один прохід поршня по каліброваній ділянці компакт-прувера. Аналогічно вимірюється кількість імпульсів, що видається компаратором за один прохід кульового поршня по каліброваній ділянці робочої ТПУ, що калібрується.

При розробленні методики калібрування, серед іншого, складається математична модель, зокрема алгоритм визначення місткості ТПУ, що калібрується.

**Математична модель вимірювання** з врахуванням впливових факторів та алгоритмів їх оцінювання при калібруванні ТПУ за допомогою еталонної ТПУ з компаратором буде наступною.

Значення місткості ТПУ, що калібрується, ( $V_p, \text{м}^3$ ) за нормальних умов відповідно до [6, 7, 9] можна визначати за наступним виразом:

$$V_p = V_{cp} \cdot \frac{N_m^p}{N_m^{cp}} \cdot \frac{K_{tscp} \cdot K_{tInv} \cdot K_{pscp} \cdot K_{tlcp} \cdot K_{plcp}}{K_{tsp} \cdot K_{psp} \cdot K_{tlp} \cdot K_{plp}}, \quad (1)$$

де  $V_{cp}$  - значення місткості еталонної ТПУ за нормальних умов (зі сертифікату/свідоцтва про калібрування еталонної ТПУ),  $\text{м}^3$ ;

$N_m^p$  - кількість імпульсів, які видаються компаратором за період проходження поршня калібною ділянкою ТПУ, що калібрується; де  $N_m^{cp}$  - кількість імпульсів, які видаються компаратором за період проходження поршня калібною ділянкою еталонної ТПУ;

$K_{tscp}$  - коефіцієнт, що враховує вплив теплового розширення матеріалу еталонної ТПУ;

$K_{tInv}$  - коефіцієнт, що враховує вплив теплового розширення інварового стержня;

$K_{pscp}$  - коефіцієнт, що враховує вплив тиску на матеріал еталонної ТПУ;

$K_{tlcp}$  - коефіцієнт, що враховує вплив теплового розширення рідини в еталонній ТПУ;

$K_{plcp}$  - коефіцієнт, що враховує вплив тиску на рідину в еталонній ТПУ;

$K_{tsp}$  - коефіцієнт, що враховує вплив теплового розширення матеріалу ТПУ, що калібрується;

$K_{psp}$  - коефіцієнт, що враховує вплив тиску на матеріал ТПУ, що калібрується;

$K_{tlp}$  - коефіцієнт, що враховує вплив теплового розширення рідини в ТПУ, що калібрується;

$K_{plp}$  - коефіцієнт, що враховує вплив тиску на рідину в ТПУ, що калібрується.

Коефіцієнти, що враховують впливові фактори на місткість ТПУ при її калібруванні, з врахуванням [6, 7, 9] можна визначати за наступними алгоритмами:

$$K_{tscp} = 1 + 2\alpha_{t_{cp}} (t_{cp} - 20), \quad (2)$$

де  $\alpha_{t_{cp}}$  - коефіцієнт лінійного розширення матеріалу стінок еталонної ТПУ,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ .

$t_{cp}$  - середнє значення температури рідини в еталонній ТПУ за калібрувальний прохід,  $^{\circ}\text{C}$ .

$$K_{tInv} = 1 + \alpha_{t_{Inv}} (t_{pInv} - 20), \quad (3)$$

де  $\alpha_{t_{Inv}}$  - коефіцієнт лінійного розширення інварового стержня еталонної ТПУ,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ;

$t_{pInv}$  - середнє значення температури інварового стержня еталонної ТПУ під час калібрувального проходу,  $^{\circ}\text{C}$ .

$$K_{pscp} = 1 + \frac{0,95 D_{cp}}{E_{cp} S_{cp}} \cdot P_{cp}, \quad (4)$$

де  $E_{cp}$  - модуль пружності матеріалу стінок еталонної ТПУ, МПа;

$D_{cp}$  - внутрішній діаметр калібною ділянкою еталонної ТПУ, мм;

$S_{cp}$  - товщина стінок еталонної ТПУ, мм;

$P_{cp}$  - середнє значення тиску в еталонній ТПУ за період калібрувального проходу, МПа.

$$K_{tlcp} = 1 + \beta \cdot (t_{lcp} - 20) \quad (5)$$

де  $\beta$  - коефіцієнт об'ємного розширення рідини,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ .

$$K_{plcp} = 1 + F \cdot P_{cp} \quad (6)$$

де  $F$  - коефіцієнт стисливості рідини,  $\text{МПа}^{-1}$ .

$$K_{tsp} = 1 + 3\alpha_{t_p} (t_p - 20), \quad (7)$$

де  $\alpha_{t_p}$  - коефіцієнт лінійного розширення матеріалу стінок ТПУ, що калібрується,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ .

$t_p$  - середнє значення температури рідини в ТПУ, що калібрується, за калібрувальний прохід,  $^{\circ}\text{C}$ .

$$K_{psp} = 1 + \frac{0,95 D_p}{E_p S_p} \cdot P_p, \quad (8)$$

де  $E$  - модуль пружності матеріалу стінок ТПУ, що калібрується, МПа;

$D$  - внутрішній діаметр калібною ділянкою ТПУ, що калібрується, мм;

$S$  - товщина стінок ТПУ, що калібрується, мм;

$p_p$  - середнє значення тиску в ТПУ, що калібрується, за період калібрувального проходу, МПа.

$$K_{tlp} = 1 + \beta \cdot (t_{lp} - 20) \quad (9)$$

$$K_{plp} = 1 + F \cdot P_p \quad (10)$$

$$u(V) = \sqrt{\begin{aligned} & [c(V_p)^2 + [c(V_{CP}) \cdot u(V_{CP})]^2 + [c(N_m^P) \cdot u(N_m^P)]^2 + [c(N_m^{CP}) \cdot u(N_m^{CP})]^2 + [c(t_p) \cdot u(t_p)]^2 \\ & + [c(t_{CP}) \cdot u(t_{CP})]^2 + [c(t_{Inv}) \cdot u(t_{Inv})]^2 + [c(P_p) \cdot u(P_p)]^2 + [c(P_{CP}) \cdot u(P_{CP})]^2 + \\ & + [c(K_{tscp}) \cdot u(K_{tscp})]^2 + [c(K_{tInv}) \cdot u(K_{tInv})]^2 + [c(K_{isp}) \cdot u(K_{isp})]^2 + [c(t_{lp}) \cdot u(t_{lp})]^2 + \\ & + [c(t_{ICP}) \cdot u(t_{ICP})]^2 + [c(E_p) \cdot u(E_p)]^2 + [c(E_{CP}) \cdot u(E_{CP})]^2 + [c(D_p) \cdot u(D_p)]^2 + \\ & + [c(D_{CP}) \cdot u(D_{CP})]^2 + [c(S_p) \cdot u(S_p)]^2 + [c(S_{CP}) \cdot u(S_{CP})]^2 + [c(SR_p) \cdot u(SR_p)]^2 \end{aligned}} \quad (11)$$

де  $u(V_p)$  – стандартна невизначеність середнього результату вимірювання місткості ТПУ, що калібрується, за нормальних умов, м<sup>3</sup>, відповідно;

$c(V_{CP}), u(V_{CP})$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність еталонної ТПУ, що калібрується, м<sup>3</sup>, відповідно;

$c(N_m^P), u(N_m^P)$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена вимірюванням кількості імпульсів, які видаються компаратором за період проходження поршня каліброваною ділянкою ТПУ, що калібрується, м<sup>3</sup>/імп.; імп., відповідно;

$c(N_m^{CP}), u(N_m^{CP})$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена вимірюванням кількості імпульсів, які видаються компаратором за період проходження поршня каліброваною ділянкою еталонної ТПУ, м<sup>3</sup>/імп.; імп., відповідно;

$c(t_p), u(t_p)$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом вимірювання температури в ТПУ, що калібрується, м<sup>3</sup>/°С; °С, відповідно;

$c(t_{CP}), u(t_{CP})$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом вимірювання температури в еталонній ТПУ, м<sup>3</sup>/°С; °С, відповідно;

$c(t_{Inv}), u(t_{Inv})$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом вимірювання температури інварового стержня в еталонній ТПУ, м<sup>3</sup>/°С; °С, відповідно;

Під час опрацювання результатів калібрування ТПУ за допомогою еталонної ТПУ з компаратором здійснюється оцінювання невизначеності вимірювання місткості ТПУ за наступним алгоритмом.

**Сумарна стандартна невизначеність** вимірювання місткості ТПУ, що калібрується, за нормальних умов розраховується за формулою:

$c(P_p), u(P_p)$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом вимірювання тиску в ТПУ, що калібрується, м<sup>3</sup>/МПа; МПа, відповідно;

$c(P_{CP}), u(P_{CP})$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом вимірювання тиску в еталонній ТПУ, м<sup>3</sup>/МПа; МПа, відповідно;

$c(K_{tscp}), u(K_{tscp})$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом коефіцієнта теплового розширення матеріалу еталонної ТПУ, м<sup>3</sup>/°С; °С<sup>-1</sup>, відповідно;

$c(K_{tInv}), u(K_{tInv})$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом коефіцієнта теплового розширення інварового стержня еталонної ТПУ, м<sup>3</sup>/°С; °С<sup>-1</sup>, відповідно;

$c(K_{isp}), u(K_{isp})$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом коефіцієнта теплового розширення матеріалу ТПУ, що калібрується, м<sup>3</sup>/°С; °С<sup>-1</sup>, відповідно;

$c(t_{lp}), u(t_{lp})$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом об'ємного розширення рідини (вимірювання температури рідини) в ТПУ, що калібрується, м<sup>3</sup>/°С; °С, відповідно;

$c(t_{ICP}), u(t_{ICP})$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом об'ємного розширення рідини (вимірювання

температури рідини) в еталонній ТПУ,  $\text{м}^3/^\circ\text{C}$ ;  $^\circ\text{C}$ , відповідно;

$c(E_p)$ ,  $u(E_p)$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом модуля пружності матеріалу ТПУ, що калібрується,  $\text{м}^3/\text{МПа}$ ; МПа, відповідно;

$c(E_{CP})$ ,  $u(E_{CP})$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом модуля пружності матеріалу еталонної ТПУ,  $\text{м}^3/\text{МПа}$ ; МПа, відповідно;

$c(D_p)$ ,  $u(D_p)$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом вимірювання внутрішнього діаметру ТПУ, що калібрується,  $\text{м}^3/\text{мм}$ ; мм, відповідно;

$c(D_{CP})$ ,  $u(D_{CP})$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом вимірювання внутрішнього діаметру еталонної ТПУ, що калібрується, що калібрується,  $\text{дм}^3/\text{мм}$ ; мм, відповідно;

$c(S_p)$ ,  $u(S_p)$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом вимірювання товщини стінки ТПУ, що калібрується,  $\text{м}^3/\text{мм}$ ; мм, відповідно;

$c(S_{CP})$ ,  $u(S_{CP})$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом вимірювання товщини стінки еталонної ТПУ,  $\text{м}^3/\text{мм}$ ; мм, відповідно;

Таблиця 1 - Бюджет невизначеності

Вхідна величина/ складові невизначеності	Оцінка вхідної величини	Стандартна невизначеність	Коефіцієнт чутливості	Закон розподілу	Внесок невизначеності, $(c_i \cdot u_i)^2, \text{м}^3$ Ваговий внесок у невизначеність
1	2	3	4	5	6
$u(V_p)$	11,92027 $\text{м}^3$	$u(V_p) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_{pi} - \bar{V}_p)^2}{n(n-1)}} =$ $= 0,00069 \text{ м}^3$	-	Нормальний	$4,73934 \cdot 10^{-7}$ 14,74575%
$u(V_{CP})$	0,24745 $\text{м}^3$	$u(V_{CP}) = 1,750 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$	$c(V_{CP}) = \frac{\partial V_p}{\partial V_{CP}} =$ $= 47,86977$	Нормальний	$7,01776 \cdot 10^{-7}$ 21,83470%

$c(SR_p)$ ,  $u(SR_p)$  – коефіцієнт чутливості та стандартна невизначеність, обумовлена впливом оптичного перемикача ТПУ, що калібрується,  $\text{м}^3$ , відповідно.

Стандартна невизначеність середнього результату вимірювання місткості ТПУ, що калібрується, за нормальних умов (за типом А), а також стандартні невизначеності інших складових бюджету невизначеностей (за типом В) з врахуванням [7, 9, 10, 11] визначаються за виразами, наведеними в таблиці 1. Окрім того, в таблиці 1 наведено оцінку вхідних величин та їх внесок у сумарну невизначеність вимірювань для ТПУ, що калібрується.

Розширена невизначеність вимірювання в кожній калібрувальній точці визначається за формулою:

$$U(V) = k \cdot u(V) \quad (12)$$

де  $u(V)$  – сумарна невизначеність вимірювань в кожній калібрувальній точці;

$k$  – коефіцієнт охоплення,  $k=2$  з рівнем довіри 95% при нормальному розподілі.

На основі результатів, отриманих при калібруванні ТПУ за допомогою еталонної ТПУ з компаратором, сформовано бюджет невизначеності (табл.1).

Продовження таблиці 1

1	2	3	4	5	6
$u(N_m^P)$	3243,731 імп.	$u(N_m^P) = \frac{U(N_m^P)}{\sqrt{3}} = 0,00058$ імп.	$c(N_m^P) = \frac{\partial V_P}{\partial N_m^P} =$ $= 0,00367$ $\text{м}^3/\text{імп.}$	Рівно- мірний	$4,54286 \cdot 10^{-12}$
					0,00014%
$u(N_m^{CP})$	67,765 імп.	$u(N_m^{CP}) = \frac{U(N_m^{CP})}{\sqrt{3}} = 0,00058$ імп.	$c(N_m^{CP}) = \frac{\partial V_P}{\partial N_m^{CP}} =$ $= -0,17590$ $\text{м}^3/\text{імп.}$	Рівно- мірний	$1,04090 \cdot 10^{-8}$
					0,32386%
$u(t_P)$	12,38 °C	$u(t_P) = \frac{U(t)}{\sqrt{3}} = 0,1^\circ \text{C}$	$c(t_P) = \frac{\partial V_P}{\partial t_P} =$ $= -4,0062 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/^\circ\text{C}$	Рівно- мірний	$1,60496 \cdot 10^{-9}$
					0,04994%
$u(t_{CP})$	12,37 °C	$u(t_{CP}) = \frac{U(t)}{\sqrt{3}} = 0,1^\circ \text{C}$	$c(t_{Inv}) = \frac{\partial V_P}{\partial t_{CP}} =$ $= 2,57518 \cdot 10^{-4}$ $\text{м}^3/^\circ\text{C}$	Рівно- мірний	$6,63153 \cdot 10^{-10}$
					0,02063%
$u(t_{Inv})$	14,00 °C	$u(t_{Inv}) = \frac{U(t)}{\sqrt{3}} = 0,1^\circ \text{C}$	$c(t_{Inv}) = \frac{\partial V_P}{\partial t_{Inv}} =$ $= 1,28739 \cdot 10^{-4}$ $\text{м}^3/^\circ\text{C}$	Рівно- мірний	$1,65737 \cdot 10^{-10}$
					0,00516%
$u(P_P)$	0,25 МПа	$u(P_P) = \frac{U(P)}{\sqrt{3}} = 0,00087$ МПа	$c(P_P) = \frac{\partial V_P}{\partial P_P} =$ $= -2,15688 \cdot 10^{-3}$ $\text{м}^3/\text{МПа}$	Рівно- мірний	$3,52120 \cdot 10^{-12}$
					0,00011%
$u(P_{CP})$	0,238 МПа	$u(P_P) = \frac{U(P)}{\sqrt{3}} = 0,00087$ МПа	$c(P_{CP}) = \frac{\partial V_P}{\partial P_{CP}} =$ $= 1,38242 \cdot 10^{-3}$ $\text{м}^3/\text{МПа}$	Рівно- мірний	$1,44651 \cdot 10^{-12}$
					0,00004%

Продовження таблиці 1

1	2	3	4	5	6
$u(K_{tscp})$	0,99984	$u(K_{tscs}) = \frac{U(K_{tscp})}{\sqrt{3}} = 6,242 \cdot 10^{-7}$ °C <sup>-1</sup>	$c(K_{tsp}) = \frac{\partial V_P}{\partial \alpha_{tp}} =$ $= -181,93143$ м <sup>3</sup> /°C <sup>-1</sup>	Рівно- мірний	$1,28994 \cdot 10^{-8}$ 0,40135%
$u(K_{tshv})$	0,99999	$u(K_{tshv}) = \frac{U(K_{tshv})}{\sqrt{3}} = 8,092 \cdot 10^{-8}$ °C <sup>-1</sup>	$c(K_{tshv}) = \frac{\partial V_P}{\partial \alpha_{shv}} =$ $= -71,52150$ м <sup>3</sup> /°C <sup>-1</sup>	Рівно- мірний	$3,34994 \cdot 10^{-11}$ 0,00104%
$u(K_{tsp})$	0,99974	$u(K_{tsp}) = \frac{U(K_{tsp})}{\sqrt{3}} = 6,474 \cdot 10^{-7}$ °C <sup>-1</sup>	$c(K_{tsp}) = \frac{\partial V_P}{\partial \alpha_{tp}} =$ $= 272,56439$ м <sup>3</sup> /°C <sup>-1</sup>	Рівно- мірний	$3,11374 \cdot 10^{-8}$ 0,96879%
$u(t_{tp})$	12,38 °C	$u(t_{tp}) = \frac{U(t)}{\sqrt{3}} = 0,1^\circ C$	$c(t_p) = \frac{\partial V_P}{\partial t_p} =$ $= -9,884310^3 \text{ м}^3/\text{°C}$	Рівно- мірний	$9,76994 \cdot 10^{-7}$ 30,39768%
$u(t_{tsp})$	12,37 °C	$u(t_{tsp}) = \frac{U(t)}{\sqrt{3}} = 0,1^\circ C$	$c(t_{tsp}) = \frac{\partial V_P}{\partial t_{tsp}} =$ $= 9,8843610^3 \text{ м}^3/\text{°C}$	Рівно- мірний	$9,77006 \cdot 10^{-7}$ 30,39805%
$u(E_p)$	$2,10 \cdot 10^5$ МПа	$u(E_p) = \frac{U(E_p)}{\sqrt{3}} = 1,2139 \cdot 10^4$ МПа	$c(E_p) = \frac{\partial V_P}{\partial E_p} =$ $= 2,56772 \cdot 10^{-9}$ м <sup>3</sup> /МПа	Рівно- мірний	$9,71494 \cdot 10^{-10}$ 0,03023%
$u(E_{tsp})$	$1,965 \cdot 10^5$ МПа	$u(E_{tsp}) = \frac{U(E_{tsp})}{\sqrt{3}} = 1,1358 \cdot 10^4$ МПа	$c(E_{tsp}) = \frac{\partial V_P}{\partial E_{tsp}} =$ $= -1,67438 \cdot 10^{-9}$ м <sup>3</sup> /МПа	Рівно- мірний	$3,61696 \cdot 10^{-10}$ 0,01113%
$u(D_p)$	400,0 мм	$u(D_p) = \frac{U(D)}{\sqrt{3}} = 0,577$ мм	$c(D_p) = \frac{\partial V_P}{\partial D_p} =$ $= -1,34805 \cdot 10^{-6}$ м <sup>3</sup> /мм	Рівно- мірний	$6,05012 \cdot 10^{-13}$ $1,882 \cdot 10^{-5} \%$
$u(D_{tsp})$	647,7 мм	$u(D_{tsp}) = \frac{U(D)}{\sqrt{3}} = 0,577$ мм	$c(D_{tsp}) = \frac{\partial V_{tsp}}{\partial D_{tsp}} =$ $= 5,07977 \cdot 10^{-7}$ м <sup>3</sup> /мм	Рівно- мірний	$8,59091 \cdot 10^{-14}$ $2,673 \cdot 10^{-6} \%$

Продовження таблиці 1

1	2	3	4	5	6
$u(S_p)$	10 мм	$u(S_p) = \frac{U(S)}{\sqrt{3}} = 0,577$ мм	$c(S_p) = \frac{\partial V_p}{\partial S_p} =$ $= 5,3922 \cdot 10^{-5}$ м <sup>3</sup> /мм	Рівно- мірний	$9,6802 \cdot 10^{-10}$
					0,030112%
$u(S_{CP})$	27 мм	$u(S_{CP}) = \frac{U(S)}{\sqrt{3}} = 0,577$ мм	$c(S_{CP}) = \frac{\partial V_{CP}}{\partial S_{CP}} =$ $= -1,21858 \cdot 10^{-5}$ м <sup>3</sup> /мм	Рівно- мірний	$4,94379 \cdot 10^{-11}$
					0,00154%
$u(SR_p)$	0,0023%	$u(SR) = \frac{U(SR)}{\sqrt{3}} =$ $= 1,583 \cdot 10^{-4}$ м <sup>3</sup>	$c(SR) = \frac{\partial V_p}{\partial V_{SR}} = 1$	Рівно- мірний	$2,50566 \cdot 10^{-8}$
					0,77960%
<b>Вихідна величина</b>	<b>Оцінка вихідної величини</b>	<b>Сумарна стандартна невизначеність</b>	<b>Рівень довіри</b>	<b>Коефіцієнт охоплення</b>	<b>Розширена невизначеність</b>
$V$	11,92013 м <sup>3</sup>	$u(V) = 0,00179$ м <sup>3</sup>	0,95	$K=2$	$U(V) =$ $= 0,00358$ м <sup>3</sup> $U(V) =$ $= 0,03$ %

Таким чином, за результатами калібрування трубопоршневої повірочної установки ВНР -1100 фірми "VEGYEPSZER", Угорщина, що експлуатується у Філії «ПДМН» ЛВДС «Кременчук» АТ «Укртранснафта» (м. Кременчук) із застосуванням еталонного компакт-прувера Compact Prover фірми Brooks Instrument Division Emerson Electric Co., США, з компаратором – турбінним перетворювачем витрати Smith Meter серії MVTM, США, відносна розширена невизначеність вимірювання місткості ТПУ склала 0,03%. Основний внесок у розширену невизначеність вимірювання при калібруванні ТПУ склали стандартні невизначеності, обумовлені впливом об'ємного розширення рідини (вимірювання температури рідини) в ТПУ та компакт-прувері, стандартна невизначеність еталонного компакт-прувера та

експериментальна стандартна невизначеність середнього результату вимірювання місткості ТПУ.

### ВИСНОВКИ

Наведено методи та засоби калібрування ТПУ, що застосовуються для перевірки перетворювачів витрати при обліку нафти; складено математичну модель з врахуванням впливових факторів та алгоритмів їх оцінювання, сформовано бюджет невизначеності, а також наведено алгоритм оцінювання невизначеності вимірювання місткості ТПУ.

Розроблена методика калібрування ТПУ із застосуванням еталонної ТПУ з компаратором, що пройшла апробацію та застосовується при калібруванні ТПУ, які експлуатуються на об'єктах ПАТ «Укртранснафта».

За результатами калібрування ТПУ із застосуванням еталонної ТПУ з компаратором визначено метрологічні характеристики ТПУ на основі концепції невизначеності, а також складові бюджету та їх внесок у невизначеність вимірювання.

### Література

1. Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність». Відомості Верховної Ради (ВВР), 2014, № 30, ст.1008.

2. Постанова Кабінету Міністрів України від 4 червня 2015 р. № 374 «Про затвердження переліку категорій законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, що підлягають періодичній повірці».

3. Наказ Мінекономрозвитку від 21.12.2015 № 1719 «Про затвердження Норм часу, необхідного для проведення повірки законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації».

4. Измерение количества и качества нефти и нефтепродуктов при сборе, транспортировке и коммерческом учете/ Ханов Н.И., Фатхутдинов А.Ш., Слепян М.А., Золотухин Е.А., Фатхутдинов Т.А., Коловертнов Г.Ю.- СПб.: Изд-во СПбУЭФ. 2000. 268 с.

5. Р 081/24.99-99 Рекомендация. Метрология. Установки трубопоршневые. Типовая методика поверки установками на базе весов ОГВ или мерников. Введ. 01.01.2000. – Киев, 1999.- 47 с.

6. МИ 2974-2006 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором. Введ. 01.05.2006. Уфа, 2006.- 52 с.

7. Петришин І.С., Кепешук Т.В. Оцінювання невизначеності вимірювання еталонних трубопоршневих установок під час обліку нафти// Метрологія та прилади. -2020.- №6.-С. 9-14.

8. Малецкая О.Е. Методики калибровки: опыт разработки и проблемы//Метрологія та прилади. 2012. С.35-38.

9. Paul Martin, IMASS. Realistic Pipe Prover Volume Uncertainty//27th International North Sea

Flow Measurement Workshop 20 – 23 October 2009, Tønsberg, Norway.

10. EA-4/02 M:2013 Evaluation of the Uncertainty of Measurement in Calibration. - Date of Implementation. 18.10.2013. EA Laboratory Committee, 2013- 75 p.

11. Захаров И.П. Оценивание неопределенности измерений при проведении калибровок//Метрологія та прилади. 2007.№1. С. 31-42

### References

1. Zakon Ukrainy «Pro metrolohiyu ta metrolohichnu diyal'nist'». Vidomosti Verkhovnoyi Rady (VVR), 2014, № 30, st.1008. (Law of Ukraine «On Metrology and Metrological Activity». Information of the Verkhovna Rada, 2014, № 30, p.1008)

2. Postanova Kabinetu Ministriv Ukrainy vid 4 chervnya 2015 r. № 374 «Pro zatverdzhennya pereliku katehoriy zakonodavcho rehol'ovanykh zasobiv vymiryuval'noyi tekhniky, shcho pidlyahayut' periodychniy povirtsii». (Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine dated June 4, 2015 № 374 «About the statement of the list of categories of legally regulated means of measuring equipment which are subject to periodic verification».)

3. Nakaz Minekonomrozvytku vid 21.12.2015 № 1719 «Pro zatverdzhennya Norm chasu, neobkhdnoho dlya provedennya povirky zakonodavcho rehol'ovanykh zasobiv vymiryuval'noyi tekhniky, shcho perebuvalyut' v ekspluatatsiyi». (Order of the Ministry of Economic Development dated 21.12.2015 № 1719 «On approval of the norms of time required for verification of legally regulated measuring equipment in operation»)

4. Izmereniye kolichestva i kachestva nefli i nefteproduktov pri sbore, transportirovke i kommercheskom uchete / Khanov N.I., Fatkhutdinov A.SH., Slepian M.A., Zolotukhin Ye.A., Fatkhutdinov T.A., Kolovertnov G.YU - SPb.: Izd-vo SPbUEF. 2000.- 268 s. (Measurement of the quantity and quality of oil and oil products in the collection, transportation and commercial account/ Khanov N.I., Fatkhutdinov A.S., Slepian M.A., Zolotukhin E.A., Fatkhutdinov T.A., Kolovertnov G.Y. - St. Petersburg: Publishing SPUEF. 2000.- 268 p).

5. P 081/24.99-99 Rekomendatsiya. Metrologiya. Ustanovki truboporshnevyye. Tipovaya metodika poverki ustanovkami na baze vesov OGV ili mernikov. Vved. 01.01.2000. – Kiyev, 1999.- 47 с. (R 081/24.99-99. Recommendation. Metrology. Pipe provers. Typical verification method with installations based on scales OGV or proving tank volume. Introduced. 01.01.2000. Kiev, 1999.- 47 p.).

6. MI 2974-2006. Rekomendatsiya. GSI. Ustanovki poverochnyye truboporshnevyye 2-go razryada. Metodika poverki truboporshnevoy Prover in Account of Crude Oil. //Metrology and instruments. 2020.№6.P. 9-14).

8. Maletskaya O.Ye. Metodiki kalibrovki: opyt razrabotki i problemy // Metrolohiya ta prylady. 2012. P. 35-38. (Maletskaya O.E. Methods Calibration: development experience and problems// Metrology and instruments. -2012. – P. 35-38).

9. Paul Martin, IMASS. Realistic Pipe Prover Volume Uncertainty//27th International North Sea Flow Measurement Workshop 20 – 23 October 2009, Tønsberg, Norway.

poverochnoy ustanovkoy 1-go razryada s komparatorom. Vved. 01.05.2006. – Ufa, 2006.- 52 с. (MI 2974-2006 Recommendation. Metrology. Pipe provers. Verification method pipe provers using compact prover with master meter. Introduced. 01.05.2006. – Ufa, 2006.- 52 p.)

7. Petryshyn I.S., Kepeshchuk T.V. Otsinyuvannya nevyznachenosti vymiryuvannya etalonnykh truboporshnevnykh ustanovok pid chas obliku nafty // Metrolohiya ta prylady. -2020.-№6.- S. 9-14. (Petryshyn I.S., Kepeshchuk T.V. Evaluation of the Uncertainty of Measurement Pipe 10. EA-4/02 M:2013 Evaluation of the Uncertainty of Measurement in Calibration. - Date of Implementation. 18.10.2013. EA Laboratory Committee, 2013- 75 p.

11. Zakharov I.P. Otsenivaniye neopredelennosti izmereniy pri provedenii kalibrovok // Metrolohiya ta prylady. -2007.-№1.- S. 31-42 (Zakharov I.P. Evaluation of the uncertainty of measurement in calibration// Metrology and instruments. 2007. №1. P. 31-42).

## МЕТОДИ І ПРИЛАДИ КОНТРОЛЮ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ

УДК 004.2

DOI: 10.31471/1993-9981-2021-2(47)-46-54

### СХЕМОТЕХНІКА ВУЗЛІВ ДЛЯ ФОРМУВАННЯ ПОЧАТКОВОГО СТАРТУ ПРОГРАМИ І МОНІТОРИНГУ РОБОТИ МІКРОКОНТРОЛЕРА У АВТОНОМНІЙ СИСТЕМІ ОПРАЦЮВАННЯ ДАНИХ ПРИ НЕРУЙНІВНОМУ КОНТРОЛІ

*Ю. Й. Стрілецький*

*Інститут інформаційних технологій, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; e-mail: inst.energy@gmail.com*

Застосування мікропроцесорів для опрацювання дискретних даних і здійснення регулювання в системах автоматичного управління, вимірювання і контролю дозволяє реалізувати складні і оптимальні алгоритми. Водночас необхідно проводити оптимізацію схемних рішень для побудови цих систем, стійких до збоїв. Однією із задач системи є безперебійна робота при незначному втручанні оператора бо і взагалі без стороннього втручання. Зважаючи на складність повного тестування систем і вплив на мікропроцесорні засоби множини сторонніх факторів виникають ризики неправильного функціонування системи, що призводить до збоїв у опрацюванні даних. Тому вкрай важливо виявляти некоректну роботу мікропроцесорної системи і приймати рішення для виправлення ситуації, а в подальшому не допускати схожих проблем.

Розглянуто варіант схеми вузла подачі живлення на мікроконтролер для забезпечення безпечного припинення роботи програми при раптовому вимкненні напруги живлення системи. Запропоноване рішення дозволяє визначити момент зникнення живлення і дає можливість провести підготовчі операції для закінчення поточних перетворень, підготувати мікроконтролер до зупинки і зупинити роботу програми. Наведене схемне рішення для визначення стану системи перед початком роботи програми із використанням елемента пам'яті на конденсаторі, що дало можливість встановити попередню причину початкового старту програми. Розроблено принципову схему вузла зберігання восьми біт дискретних даних за межами мікроконтролера. Використання вказаної схеми дозволяє зберігати інформацію про номер поточного стану роботи програми і при початковому старті програми збільшити інформативність про його причини. За допомогою вказаного методу зберігання можна визначити при якому стані роботи програми відбувся збій, що привів до початкового старту програми і в подальшому врахувати ці відомості для усунення таких збоїв. Також розроблено схему, що дозволяє сформувати апаратний сигнал початкового старту програми мікроконтролера при приєднанні роз'єму USB. В схемі передбачено можливість заборонити формування апаратного сигналу, що потрібно під час виконання критичних ділянок програми.

**Ключові слова:** мікроконтролер, початковий старт, сторожовий таймер, монітор живлення, стан роботи програми.

Применение микропроцессоров для обработки дискретных данных и регулирования в системах автоматического управления, измерения и контроля позволяет реализовать сложные и оптимальные алгоритмы. В то же время, необходимо проводить оптимизацию схемных решений для построения этих систем, устойчивых к сбоям. Одной из задач системы является бесперебойная работа при незначительном вмешательстве оператора или вообще без постороннего вмешательства. Учитывая сложность полного тестирования систем и влияние на микропроцессорные средства множества посторонних факторов, возникают риски неправильного функционирования системы, что приводит к сбоям в обработке данных. Поэтому очень важно выявлять некорректную работу микропроцессорной системы и принять решения для исправления ситуации, а в дальнейшем не допускать схожих проблем.

Рассмотрен вариант схемы узла подачи питания на микроконтроллер для обеспечения безопасного прекращения работы при внезапном выключении напряжения питания системы. Предложенное решение

позволяє визначити момент вичезнення живлення і дозволяє провести підготовчі операції для закінчення поточних перетворень, підготувати мікроконтролер до зупинки і зупинити роботу програми. Представлено схемне рішення для визначення стану системи перед початком роботи програми з використанням елемента пам'яті на конденсаторі, що дозволило встановити попередню причину початку програми. Розроблено принципову схему вузла зберігання восьми біт дискретних даних за межами мікроконтролера. Використання вказаної схеми дозволяє зберігати інформацію про номер поточного стану роботи програми і на початку програми збільшити інформативність про її причину. З допомогою даного методу зберігання можна визначити при якому стані роботи програми стався збій, що привело до початку програми і в подальшому учести ці дані для усунення причин таких збоїв. Також розроблено схему, що дозволяє сформувати апаратний сигнал початку програми мікроконтролера при підключенні роз'єму USB. В схемі передбачено можливість заборони формування апаратного сигналу, який потрібен при виконанні критичних частин програми.

**Ключові слова:** мікроконтролер, початок, сторожевий таймер, монітор живлення, стан роботи програми.

The use of microprocessors for processing discrete data and control in automatic control, measurement and control systems allows you to implement complex and optimal algorithms. At the same time, it is necessary to optimize circuit solutions to build these fault-tolerant systems. One of the tasks of the system is uninterrupted operation with little operator intervention or without any outside interference. Due to the complexity of complete testing of systems and the impact on microprocessors of many external factors, there are risks of system malfunction, which leads to failures in data processing. Therefore, it is extremely important to detect the incorrect operation of the microprocessor system and make decisions to correct the situation, and in the future to prevent similar problems.

A variant of the circuit of the power supply unit to the microcontroller is considered to ensure the safe termination of the program when the system supply voltage is suddenly turned off. The proposed solution allows you to determine the time of power failure and allows you to perform preparatory operations to complete the current transformations, prepare the microcontroller for stop and stop the program. Was presented the circuitry solution for determining the state of the system before starting the program using a memory element on the capacitor, which made it possible to establish the preliminary cause of the initial start of the program. The schematic diagram for store eight bits of discrete data outside the microcontroller is developed. Using of this circuit allow store information about the number of the current state of the program and at the initial start of the program will increase information about causes of reset.

With using the specified storage method, able to determine the state of the program that failed, and was causing the initial start of the program, and then take this information into account to eliminate such failures. Another circuit also developed to generate the hardware signal of the initial start of the microcontroller program when the USB connector is connected. The scheme provides the ability to prohibit the forming hardware signal. That require during the execution of critical parts of the program.

**Key words:** microcontroller, initial start, watchdog timer, power monitor, program operation status.

**Актуальність проблеми** За допомогою мікропроцесорів вирішується широке коло задач. Дуже важливо, щоб вони працювали стабільно, без збоїв. Однак існує багато факторів здатних зашкодити нормальній роботі програми. Неправильна послідовність включення джерел живлення, повільне наростання напруги живлення, погана її стабілізація, стрибки напруги живлення при приєднанні зовнішнього навантаження або коли напруга живлення у навантаженні виходить за межі допустимого діапазону. Все це може призвести до збоїв в роботі мікропроцесорної системи. До того ж, незважаючи на тривалий аналіз програмного забезпечення в коді

програми містяться помилки. Наявність помилок і збоїв призводить до зупинки коректної роботи мікропроцесорної системи. У разі автономної роботи така зупинка призводить до втрати даних. Тому розробка нових підходів до виявлення і усунення некоректної роботи програми в автономних мікропроцесорних системах є актуальною задачею.

**Постановка задачі** Вдосконалення існуючих методів підвищення стійкості роботи автономно працюючої мікропроцесорної системи досягається розробкою принципової схеми блоків для: підвищення стійкості мікропроцесорної системи до появи збоїв

внаслідок різкого вимкнення живлення, підвищення інформативності про причини виникнення збоїв у роботі програми і формування сигналу апаратного початкового старту програми.

#### Аналіз літературних джерел

Проектувальники систем роблять все, щоб мінімізувати вплив дестабілізуючих подій. Система повинна бути надійною навіть при впливі шкідливих факторів. При цьому основна мікропроцесорна система повинна кожен раз надійно стартувати, визначати наявність помилки системи, або можливість усунути чи мінімізувати її деструктивний вплив на хід програми. Крім цього, система повинна безпечно повертатися зі стану помилки з мінімальними втручаннями оператора, або й взагалі без нього. Особливого значення безперебійна робота мікропроцесорних систем має при віддаленому опрацюванні даних. Така потреба виникає при оцінці стану технологічних об'єктів [1,2].

Навіть добре опрацьовані системи мають помилки, що виникають не тільки при коливанні напруги живлення. Поганий код програми, неправильні сигнали синхронізації, або хибні відповіді зовнішніх пристроїв можуть примусити процесор працювати не за задуманим алгоритмом, або завести його в нескінченний цикл.

Мікроконтролери мають вмонтовані засоби моніторингу роботи програми, які контролюють періодичність виконання певної функції. Якщо періодичність порушується, то відбувається системне перезавантаження роботи програми. Вмонтовані системи можуть бути суб'єктами впливу всіх видів завад, викидів енергії, просідання напруги, закорочування виводів. Все це може призвести до неочікуваних збоїв, як в схемі так і в програмі.

Наслідки збоїв можуть бути від простого руйнування даних при передачі по шині до руйнування вмісту внутрішніх регістрів центрального процесора, можуть виключитися пристрої вводу/виводу, генератор швидкості може отримати помилкове значення швидкості і т.ін.

Інтегральні схеми моніторів роботоздатності мікропроцесора забезпечують дешевий і ефективний метод контролю

виконання описаних дій в системі. Скидання при включенні живлення реалізується вбудованими в мікроконтролери засобами. Найширше використовується захист мікропроцесорних систем від збоїв при включенні живлення. Більшість мікроконтролерів мають вбудовані засоби скидання при включенні живлення і при виявленні повільного зменшення напруги живлення нижче допустимої межі. Надійність цих схем цілком достатня. Існують також інтегральні генератори скидання. Найбільш відомим виробником таких мікросхем є фірма MAXIM. Цією фірмою випускаються генератори скидання в корпусах SOT23 MAX6332-MAX6334 і SC70 MAX809/ MAX810/ MAX803[3]. Об'єднуючи точний монітор напруги з точною схемою селектора часу, сучасні генератори скидання визначають, коли напруга живлення знаходиться в допустимих для роботи процесора межах і забезпечують гарантовану тривалість сигналу початкового старту.

Коли системі недостатньо часу, щоб перемістити великі кількості даних в енергонезалежну пам'ять можна скористатися батарейним живленням оперативного запам'ятовуючого пристрою (ОЗП)[4]. Щоб поєднати подвійне живлення, служать мікросхеми MAX6361/MAX6363/MAX6364. Вони забезпечують один вхід для первинного Vcc і один для бортового акумулятора.

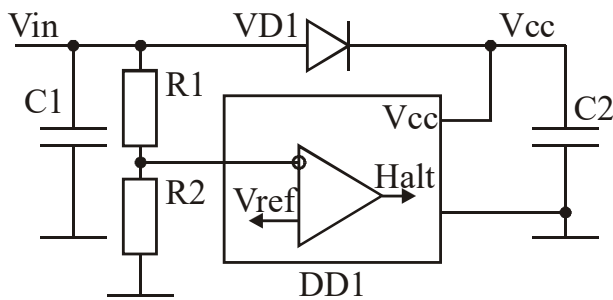
Коли рівень живлення достатній для збереження діяльності ОЗП, внутрішній перемикач з'єднує вихід напруги супервізора з Vcc. Коли Vcc падає нижче певного порогу, супервізор забороняє подальший запис в пам'ять, і починає скидання мікропроцесора. Якщо Vcc зменшується так сильно що вміст ОЗП може зруйнуватися, супервізор включає живлення ОЗП від резервного акумулятора. Запам'ятовуючі пристрої з малим струмом в неактивному режимі, можуть зберігати дані дуже довго, поки системне живлення Vcc не повернеться до встановленого рівня.

Випускається багато мікросхем супервізорів, які поєднують в собі ще й сторожовий таймер (промисловий стандарт MAX823 і більш нові MAX6316-MAX6318), які включають сторожовий таймер як дешевий засіб забезпечення періодичності виконання коду.

Система сторожового таймера має періодично скидатися. Якщо скидання не відбулося за певний час, то ця система ініціює початковий старт програми.

Багато мікропроцесорів тепер мають внутрішній сторожовий таймер, для контролю внутрішнього стану. Оскільки сторож - тільки елемент підтримки процесора, він звичайно програмований за часом і діапазоном періодів блокування. Процесор може також змінювати функцію сторожа за допомогою програмного забезпечення.

**Основна частина** При вимкненні напруги живлення, навіть при існуючих системах контролю мікроконтролер знаходиться в неконтрольованому режимі. Для зменшення впливу такого режиму у разі вимкнення живлення необхідно перевести мікроконтролер в режим очікування. На закінчення поточної дії програми і виконання процедури переходу в режим очікування необхідний певний час. Якщо живлення вимкнено, то певний заряд залишається в фільтруючих конденсаторах. Подовжити час роботи мікроконтролера на цьому заряді можна при відокремленні заряду декількох таких конденсаторів від загальної частини схеми. Найбільш просто це зробити послідовним включенням діода. Спрощена схема реалізації методу безпечного вимкнення живлення наведена на рис.1.

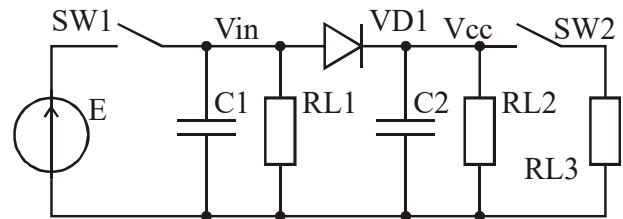


**Рисунок 1-** Схема затримки розрядження фільтруючих конденсаторів живлення мікроконтролера

Більшість мікроконтролерів мають вбудований аналоговий компаратор напруги із внутрішньою опорною напругою  $V_{ref}$ .

Вибравши рівень напруги  $V_{lim}$  при якій зниження живлення стає загрозливим для роботи мікроконтролера розраховують параметри подільника напруги  $R1, R2$  так щоб при  $V_{in} = V_{lim}$  на виході подільника було напруга  $V_{ref}$ .

Спрощена схема моделі роботи в режимі безпечного вимкнення представлена на рис.2.



**Рисунок 2-** Спрощена схема моделі роботи системи при безпечному вимкненні живлення

Модель містить джерело живлення  $E$ , фільтруючі конденсатори системи  $C1$  і фільтруючі конденсатори мікроконтролера  $C2$ , навантаження системи  $RL1$  і навантаження пов'язане із роботою мікроконтролера в різних режимах  $RL2, RL3$ . Діод  $VD1$  запобігає споживання струму, призначеного для роботи мікроконтролера. Ключ  $SW1$  моделює раптове вимкнення напруги живлення, а ключ  $SW2$  моделює різне навантаження, яке спричиняє мікроконтролер в різних режимах роботи.

Діаграма зміни напруги представлена на рис.3. При нормальній роботі системи (Normal) на вхід  $V_{in}$  поступає напруга живлення. Джерело живлення  $E$  в якийсь момент часу вимикається ключем  $SW1$ . Ключ  $SW2$  при цьому залишається замкненим, імітуючи навантаження, яке створює мікроконтролер на джерело живлення в режимі нормальної роботи. За рахунок накопиченого в конденсаторі  $C1$  заряду, напруга  $V_{in}$  не зникає вмиль. Напруга  $V_{in}$  починає стрімко зменшуватися через велике споживання струму основною частиною системи через опір  $RL1$ . Однак напруга  $V_{cc}$  зменшується повільніше, оскільки мікроконтролер створює менше навантаження на конденсатор  $C2$ .

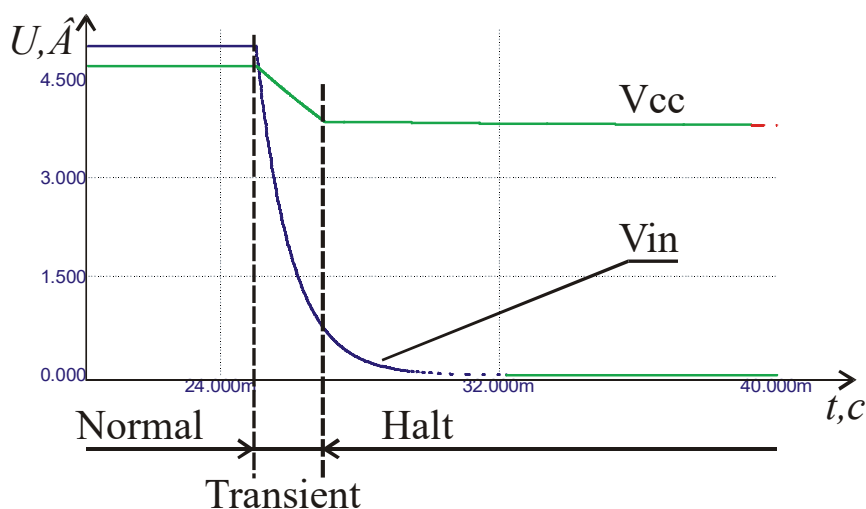


Рисунок 3 - Залежність напруги живлення мікроконтролера в часі при раптовому вимкненні живлення

Виявивши зменшення напруги  $V_{in}$  нижче допустимої межі, яка в даному випадку вибрана 4.5 В, відбувається перехід в режим збереження проміжних результатів роботи (Transient) і підготовка до переходу в режим зупинки роботи ядра мікроконтролера. По закінченню всіх підготовчих дій мікроконтролер переходить в режим зупинки (Halt). В такому режимі мікроконтролер може безпечно вимкнутися. Споживання струму в цьому режимі зменшується. Перехід в режим супроводжується розмиканням ключа SW2. Навантаженням на C2 залишається тільки RL2. Повторний запуск відбудеться зі стану виключеної напруги живлення.

Не зважаючи на існуючі схеми і системи, що забезпечують формування початкового старту програми, необхідно проводити селекцію причин цієї події. Програма повинна оцінити причину початкового старту і внести корективи у свою подальшу роботу для зменшення ризиків втрати даних.

При цьому передбачається одна з двох причини виникнення скидання: включення системи і проблеми із виконанням програми, які призвели до спрацювання захисних механізмів системи і як наслідок до програмного скидання. Виявити причину скидання можна із використанням елемента пам'яті, який буде фіксувати наявність напруги живлення до моменту скидання.

Проблемою визначення причини початкового старту є те, що при старті стан внутрішніх елементів пам'яті мікроконтролера

не контролювані. Використання зовнішніх інтегральних запам'ятовуючих пристроїв із аварійним батарейним живленням вимагає більше затрат, а використання перезаписуваних запам'ятовуючих пристроїв має обмежений ресурс.

Найбільш простий елемент пам'яті в даному випадку є конденсатор, приєднаний до однієї із входних ліній мікроконтролера. Спрощена схема реалізації пам'яті стану живлення зображено на рис.4.

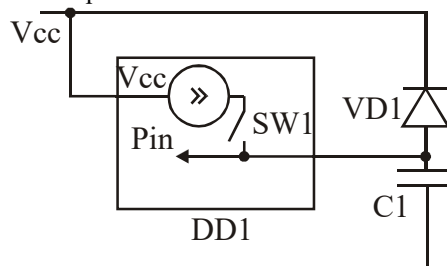
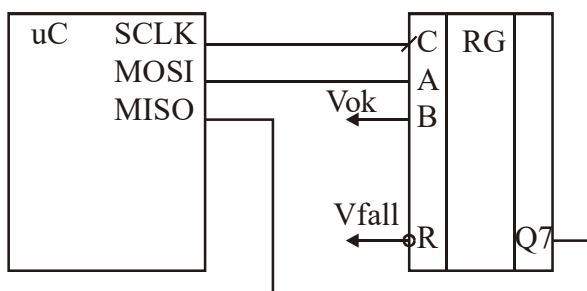


Рисунок 4 - Схема формування елемента пам'яті стану живлення на момент скидання.

Приєднаний до одного із входів вводу виводу загального призначення конденсатор C1 заряджається від внутрішнього джерела струму, який вмикається ключем SW1 після старту програми. Відповідно, коли система стартує вперше від початку включення живлення конденсатор є розряджений. Тому на вході Pin буде отримано рівень логічного нуля. Після вдалого старту ключ SW1 замикається і конденсатор за короткий час заряджається до напруги живлення. У випадку виникнення проблем в роботі програми і програмного скидання, ключ SW1 розмикається, всі змінні в

регістрах приймають початковий стан, однак заряд на конденсаторі залишається мало зміненим. Отримавши на вході Pin сигнал логічної одиниці, алгоритм опрацювання старту повинен врахувати наявність програмного скидання. Діод VD1 необхідний для швидкого розрядження конденсатора, щоб запобігти хибного висновку про причину початкового старту при проблемах з напругою живлення.

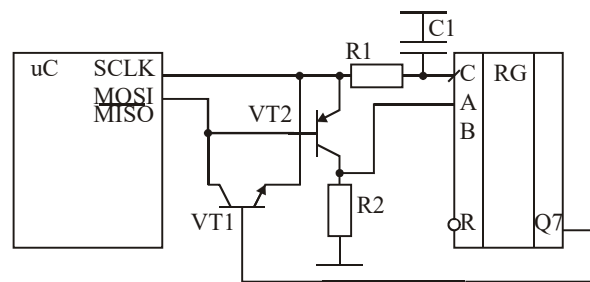
Більше інформації про початковий стан роботи системи може дати інформація записана в пам'ять самим мікроконтролером в процесі роботи. Використання для цього енергонезалежної пам'яті знову ж таки є недоцільним через недостатній ресурс перезапису. Самим простим рішенням цієї задачі є використання послідовного 8-ми розрядного регістра типу 74164. Схема включення такого регістра представлено на рис.5.



**Рисунок 5 - Схема включення регістра 74164 для зберігання стану роботи програми**

Таке включення регістра забезпечує зберігання 8-ми біт інформації із можливістю її зчитування впродовж 8-ми тактів на вході C. Для захисту від хибних записів в регістр використовується сигнал справності живлення Vok. При його встановленні в стан логічної 1 всі дані з входу A будуть записані в регістр і в подальшому зчитані. Також схема містить систему контролю наявності мінімальної напруги живлення. Якщо живлення знизиться нижче критичного значення вміст регістра може пошкодитися і тому варто його взагалі очистити низьким рівнем сигналу Vfall.

Таке включення регістра вимагає три лінії вводу виводу: SCLK, MISO, MOSI. Змінивши схему, як представлено на рис.6 можна скоротити цю кількість до двох.



**Рисунок 6 - Схема включення регістра 74164 для зберігання стану роботи програми зі зменшенням ліній інтерфейсу**

Зважаючи на те, що запис в регістр проходить по передньому фронту тактового сигналу C в схемі (рис.6) реалізовано формування інформаційного сигналу A по високому рівню сигналу на виводі SCLK. Зчитування записаного в регістр через вісім тактів здійснюється з виходу Q7 при низьких рівнях сигналу SCLK. Така комутація одного сигналу на дві лінії досягається включенням транзисторів VT1, VT2. В залежності від рівня сигналу на виводі SCLK інвертором сигналу на базах в лінію колекторів стають то транзистор VT1, то транзистор VT2. Так при високому рівні SCLK, VT2 транслює інвертований сигнал MISO|MOSI на вхід A. При зміні полярності SCLK на низький рівень колектор розмикає сигнал і він встановлюється резистором R2. При цьому з виходу Q7 через VT1 сигнал поступає на вхід MISO|MOSI.

В даній схемі застосовано цифрові транзистори типу Q1- DTA113 Q2- PDTA143. На елементах R1, C1 реалізовано лінію затримки.

В програмі такий елемент пам'яті використовується для запису стану в якому знаходиться, чи в який намагається перейти програма. В разі успішного виходу з чергового стану, в пам'ять буде записано номер наступного стану, а в разі проблем, при повторному завантаженні, програма зможе оцінити, з якого стану їй не вдалося безпечно вийти.

Сучасні мікропроцесорні системи на мікроконтролерах є лише частиною системи керування чи вимірювання. З'єднання між двома системами здійснюється за допомогою інтерфейсу USB. При виникненні проблем із обміном даних із віддаленою системою

необхідно її перезавантажити. Інтерфейс USB забезпечує як передачу сигналів так і живлення на віддалений хост. Віддалені пристрої які користуються живленням лінії USB легко перезапускаються при фізичному від'єднанні і повторному приєднанні роз'єму USB.

Однак мікропроцесорна система, яка є елементом складної технологічної установки, і проводить регулювання процесом чи збір даних має власне джерело живлення. Тому просте переприєднання роз'єму може ініціалізувати тільки канал зв'язку, але не сам мікроконтролер. Особливо це стосується систем в яких обмін здійснюється через інтегральні мостові перетворювачі інтерфейсів типу CP2102.

Рішенням для початкового старту програми віддаленої мікропроцесорної системи, приєднаної до основного комп'ютера за допомогою інтерфейсу USB, є формування сигналу скидання, при появі живлення, внаслідок приєднання роз'єму USB.

На рис.7 наведена схема вузла, який дозволяє сформувати сигнал початкового старту програми при появі живлення на лінії USB.

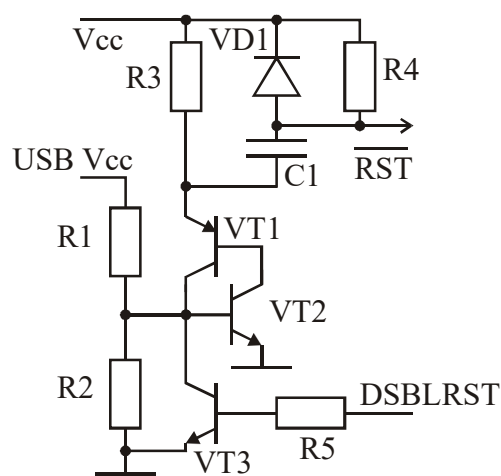


Рисунок 7- Схема формування сигналу скидання при підключенні роз'єму USB

Сигнал початкового старту  $\overline{RST}$  формується при підключенні роз'єму USB, який подає і забезпечує сигнал USB Vcc. При цьому форсовано відкривається пара транзисторів VT1, VT2. Конденсатор C1, який розряджений через резистор R3 приєднується до спільної лінії і в цей момент на виході  $\overline{RST}$  формується імпульс низької напруги, доки через R4 конденсатор C1 не зарядиться. Підбираючи

ємність C1 можна встановити достатню для скидання мікроконтролера тривалість сигналу низького рівня. Резистори R1, R2 обмежують базовий струм транзистора VT2.

Зважаючи на особливості роботи мікроконтролера у системі управління, у схемі передбачено можливість заборони скидання при перепідключенні роз'єма USB. Заборона здійснюється подачею високого рівня на вхід сигналу DSBLRST. Сигнал заборони виставляється мікроконтролером при виконанні програми в критичні моменти, коли втрата можливості з'єднання менш важлива ніж втрата контролю над системою під час перезавантаження.

**Дискусія** Оскільки внутрішній сторож, працює від тієї ж напруги живлення що і тактовий генератор процесора, то він часто схильний до тих же короточасних помилок що й процесор. Отже, найбільш стійкі системи змушені використовувати незалежного сторожа, який гарантує відповідні сигнали скидання на процесорі.

Окрім ефективних описаних рішень контролю часу виконання окремих процедур, можна контролювати перебір адрес при зверненні до зовнішньої пам'яті програм, або наявності певних специфічних сигналів на зовнішніх портах вводу/виводу. Проте цей спосіб вимагає строгої продуманості в кожному конкретному випадку і при модифікації програми з таким сторожем можуть виникнути проблеми.

Складність роботи сторожа в правильному написанні програми. Якщо код має помилку, яка призводить до виникнення безмежного циклу і щось в циклі скидає сторожа - система "повисає". Код буде ефективний, якщо програма написана з врахуванням цього небажаного явища.

Є два методи використання в програмі інтерфейсу зі схемою сторожа. Перший метод простіший. При виконанні програми прямо спілкуватися зі схемою. Другий метод передбачає використання абстрактного рівня між схемою і задачею. Саме цей рівень керує сторожем. Цей рівень зазвичай називають драйвером. Програма ставить завдання драйверу, а драйвер за всіма правилами роботи із конкретною схемою виконує це завдання.

Самим простим способом є очищення сторожа напругу. Однак при детальному розгляді він не кращий. Програма повинна вздовж всього коду вставляти очищення сторожа і при цьому може втратитися ідея самої програми. При зміні коду все повинно повторюватися спочатку. Програма може керувати механічними системами, збирати цифрові дані, проводити швидкі розрахунки. В цьому випадку найпростіше скидати сторожа, наприклад, кожних 20 ліній коду. При подальшому розвитку програми сторож практично пересичує програму.

Під дією шкідливих факторів в більшості випадків процесор виконує код, але в неправильній послідовності. Причиною збою може бути правильна послідовність дій, але із зіпсованими даними через пошкоджені входи/виходи.

Процесори з гарвардською архітектурою більш схильні виконувати неправильні інструкції[5]. При гарвардській архітектурі код програми записується здебільшого одним словом і тому практично в кожній комірці програми код правильний. Тому сторож очищатиметься як і раніше, хоч програма виконуватиметься неправильно.

Для керування сторожем за другим методом можна використати як мінімум два типи драйверів. Один з використанням базової системи переривань, другий із залученням викликаючого драйвера. Обидва способи перевіряють цілість оточення задачі системи перед скиданням сторожа. В принципі використання базової системи переривання не дуже вдала ідея, оскільки програма може збитися, а переривання через встановлений час буде викликатися і очищати сторожа.

Віртуальний сторож є простим програмним лічильником, який задача збільшує, а переривання зменшує. Якщо віртуальний сторож досягне 0, то переривання визначить що головна задача працює неправильно, забороняються переривання і вводиться визначений цикл протягом якого зовнішній сторож перезапустить процесор (тобто скидання зовнішнього сторожа припиняється і він спрацює).

Одиничний віртуальний сторож не ефективніший ніж просте розсіпання очищення сторожа вздовж коду. Однак якщо

використовується масив віртуальних сторожів можна перевіряти багато точок головної задачі. Це забезпечує більш-менш правильне спрацювання сторожа при помилковому перескакуванні лічильника програм на непередбачену послідовність. Наприклад обслуговується одна ділянка програми перед роботою якої вибирається власний номер віртуального сторожа. При перескакуванні на іншу ділянку модифікується інший віртуальний сторож а він системою переривань не обслуговується і проходить перезапуск процесора, або перехід на початок ділянки, яка була запрограмована для контролю. При багатозадачному ядрі повідомляється яка саме задача виконується неадекватно.

У випадку використання віртуального сторожа з масивом точок контролю загальна стійкість системи зростає.

На додаток до програмного сторожа драйвер можна розумно перевіряти адресу вершини стека. Частий симптом виходу процесора з під контролю є переповнення чи руйнування стеку. Хорошою практикою перед очищенням сторожа є перевірка стану стека. В залежності від специфіки конкретного процесу можна перевіряти й інші величини, наприклад статус критичних входів/виходів, контрольну суму запам'ятовуючих пристроїв.

Процесор може виконати скидання і в некерованому стані. Це може статися при послідовному наблизенні програмного лічильника до місця де знаходиться обробка переривання, або при випадковому переході в результаті збою програмного лічильника на ділянку коду обробки переривання.

Для вирішення цих проблем перед процедурою обробки ставлять зациклений код. При попаданні в цей цикл програма зависає. Тоді, можливо, віртуальний сторож визначить зависання і перезапустить процесор. Для захисту від випадкового попадання всередину процедури обробки сторожа на виході з неї можна здійснити перевірку коректного початку. Перші інструкції заповнюють фіксовану ділянку пам'яті а перед очищенням "сторожа" ця ділянка перевіряється. Якщо встановлене значення не знайдене то сторож не очищається. Остання команда обробки очищає контрольну ділянку пам'яті.

Набагато простіше контролювати цілість одного куска коду, що використовується для скидання сторожа. Такий спосіб ефективніший. Однак використання віртуального сторожа ускладнює програму і тому треба ретельно стежити за розробкою такого типу захисту.

**Висновки** Розроблено схемне рішення вузла забезпечення безпечного завершення роботи програми при раптовому вимкненні живлення. Розроблено схему вузла запису стану програми, що дозволяє встановити стан при якому виникли причини початкового старту програми. Розроблено схему формування сигналу апаратного початкового старту програми із можливістю його апаратної заборони. Розроблені схеми в комплексі із відповідною алгоритмічною підтримкою дозволяють підвищити надійність роботи системи і забезпечити зберігання опрацьовуваних даних при роботі системи в автономних умовах.

Запропоновані схеми легко реалізуються і не вимагають додаткових коштів. При цьому вони доповнюють існуючі інтегральні рішення, призначені для формування початкового старту програми і збільшують інформативність при аналізі причин початкового старту програми.

### Література / References

1. Striletskyi Y.Y. Using broadband signals for structural change detection in metal details / Striletskyi, Y.Y., Melnychuk, S.I., Gryga, V.M., Pashkevych, O.P. //Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu, 2020, 2020(3), pp. 19–26. DOI.ORG/10.33271/nvngu/2020-3/019

2. Striletskyu Yu.Yo. Method of determination of changes of plastic properties of a metal plate by means of frequencies of modes of the string stretched above it /Striletskyu, Yu.Yo., Rovinskyu, V.A.// Metallofizika i Noveishie Tekhnologii. 2017. 39(10). pp. 1377–1393. DOI:10.15407/mfint.39.10.1377

3. Keep the Product Working— Microprocessor Supervisors Offer Big Insurance in Small Packages / Maxim integrated// <https://pdfserv.maximintegrated.com/en/an/AN720.pdf> [електронний ресурс]

4. Microprocessor-based System and Supervisory Circuits / Maxim integrated//<https://www.maximintegrated.com/en/design/technical-documents/app-notes/6/655.html> [електронний ресурс]

5. Perrin Bob. Pedigree Protection – Watchdog Circuits, Considering the Details #1// Circuit Cellar Online. July 1. 1999.

УДК 62-519

DOI: 10.31471/1993-9981-2021-2(47)-55-61

## РОЗРОБЛЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЕКОЛОГО-ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ГПА

*О. Ю. Мірзоєва, О. І. Белей, Р. Б. Стасюк, О. В. Кучмистенко*

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

Застарілість обладнання компресорних станцій лінійно-виробничих управлінь магістральних газопроводів призводить до частої їх поломки та збільшення кількості шкідливих викидів під час роботи таких об'єктів компресорних станцій як камери згоряння газоперекачувальних агрегатів. У цій роботі розглянуто особливості та класифікація факторів шкідливих впливів працюючих газоперекачувальних агрегатів на навколишнє середовище. Також авторами проаналізовано основні існуючі методи моделювання, технічні засоби та програмні продукти, які використовуються для контролю еколого-технічного стану газоперекачувальних агрегатів. Запропонована система контролю еколого-технічного стану газоперекачувальних агрегатів це – автоматизована система управління, яка складається з двох рівнів: перший рівень – нижній, основною задачею якого є збір даних під час роботи камери згоряння газоперекачувального агрегату за допомогою газоаналізаторів; верхній – опрацьовує ці дані, в той же час порівнює їх з гранично-допустимими концентраціями шкідливих речовин. Дана система розроблена за допомогою програмного забезпечення Siemens Simatic Step-7. Вихідними даними для розробки інформаційної системи є тиск, температура і двоокис вуглецю. Контроль за цими фізичними величинами дозволить контролювати їхню кількість, мінімізувати їх шкідливий вплив з метою покращення умов праці операторів, машиністів по обслуговуванні газоперекачувальних агрегатів на лінійно-виробничих управліннях магістральних газопроводів та з метою зменшення негативного впливу на навколишнє середовище. Розроблена автоматизована система успішно аналізує дані в реальному часі та дозволяє оптимізувати режими роботи газоперекачувальних агрегатів, тим самим знижуючи експлуатаційні витрати та зменшуючи кількість шкідливих викидів з камери згоряння газоперекачувального агрегату.

**Ключові слова:** шкідливі викиди, газоперекачувальний агрегат, компресорна станція, збурення, система контролю.

Устаревший оборудование компрессорных станций линейно-производственных управлений магистральных газопроводов приводит к частой их поломке и увеличению количества вредных выбросов во время работы таких компрессорных станций как камеры сгорания газоперекачивающих агрегатов. В данной работе рассмотрены особенности и классификация факторов вредных воздействий работающих газоперекачивающих агрегатов на окружающую среду. Также авторами проанализированы основные методы моделирования, технические средства и программные продукты, которые используются для контроля эколого-технического состояния газоперекачивающих агрегатов. Предложенная система контроля эколого-технического состояния газоперекачивающих агрегатов – автоматизированная система управления, которая состоит из двух уровней: первый уровень – нижний, основной задачей которого является сбор данных при работе камеры сгорания газоперекачивающего агрегата с помощью газоанализаторов; верхний – прорабатывает эти данные, в то же время сравнивает их с предельно допустимыми концентрациями вредных веществ. Данная система разработана с помощью ПО Siemens Simatic Step-7. Исходными данными для разработки информационной системы являются давление, температура и двуокись углерода. Контроль этих физических величин позволит контролировать их количество, минимизировать их вредное влияние с целью улучшения условий труда операторов, машинистов по обслуживанию газоперекачивающих агрегатов на линейно-производственных управлениях магистральных газопроводов и с целью уменьшения негативного влияния на окружающую среду. Разработанная автоматизированная система успешно анализирует данные в реальном времени и позволяет оптимизировать режимы работы газоперекачивающих агрегатов, снижая эксплуатационные расходы и уменьшая количество вредных выбросов из камеры сгорания газоперекачивающего агрегата.

**Ключевые слова:** вредные выбросы, газоперекачивающий агрегат, компрессорная станция, возмущение, система контроля.

Obsolete equipment of compressor stations of linear production departments of main gas pipelines leads to their frequent breakage and increase in the number of harmful emissions during the operation of such compressor stations as combustion chambers of gas pumping units. In this paper, the features and classification of factors of harmful effects of operating gas pumping units on the environment are considered. The authors also analyzed the main modeling methods, hardware and software products that are used to monitor the environmental and technical condition of gas pumping units. The proposed system of monitoring the environmental and technical condition of gas pumping units - an automated control system, which consists of two levels: the first level - lower, the main task of which is to collect data during the combustion chamber of the gas pumping unit using gas analyzers; top - processes these data, at the same time compares them with the maximum allowable concentrations of harmful substances. This system was developed using Siemens Simatic Step-7 software. The initial data for the development of an information system are pressure, temperature and carbon dioxide. Control of these physical quantities will allow to control their quantity, to minimize their harmful influence for the purpose of improvement of working conditions of operators, drivers on service of gas pumping units on line production departments of the main gas pipelines and for the purpose of reduction of negative impact on environment. The developed automated system successfully analyzes the data in real time and allows to optimize the operating modes of the gas pumping units, reducing operating costs and reducing the number of harmful emissions from the combustion chamber of the gas pumping unit.

**Keywords:** harmful emissions, gas pumping unit, compressor station, disturbance, control system.

**Вступ.** Збільшення виробництва енергії є стійкою тенденцією людської діяльності. Зусилля країн, потужних підприємств, міжнародних виробничих компаній, а також прагнення приватних підприємств, організацій і людей створити максимально комфортні умови для роботи, побуту та відпочинку призвели до збільшення споживання енергії та надмірного негативного людського впливу на навколишнє середовище.

Впровадження енерго-екологічного аналізу із застосуванням ідентифікації фактичних значень параметрів та показників експлуатації устаткування на кожному об'єкті, діяльність якого пов'язана з процесами енергоперетворення, дає можливість створити умови об'єктивного аналізу та постійного якісного моніторингу за станом роботи та рівнем екологічної безпеки, розробляти та впроваджувати відповідні заходи підвищення рівня екологічної безпеки та енергоефективності, що є необхідною та актуальною задачею для паливно-енергетичного комплексу країни [1, 2, 3].

**1. Особливості та класифікація факторів шкідливих впливів працюючих ГПА на довкілля.** Експлуатація компресорного обладнання і технологічних систем пов'язана з негативним впливом на навколишнє середовище. До таких впливів варто віднести:

- викиди шкідливих речовин в атмосферу;
- скиди забруднюючих речовин у водойми;
- токсичні відходи;
- вплив на ґрунт і надра;
- шум і інші.

Шкідливі викиди, які утворюються внаслідок роботи обладнання компресорних станцій можна розділити на дві основні групи:

- викиди (емісія) природного газу;
- викиди продуктів згоряння (вихлопних газів).

Викиди природного газу при його транспортуванні відбуваються в наступних випадках:

- при пусках і зупинках ГПА;
- витоки;
- внаслідок роботи запобіжних клапанів;
- ремонтні роботи тощо.

Крім викидів природного газу (метану), на компресорних станціях присутні ще й викиди шкідливих речовин, що утворюються в результаті згоряння палива на ГПА. До їх числа відносяться:

- продукти згоряння (азот, водяна пара, вуглекислий газ);
- оксиди азоту;
- двоокис вуглецю;
- оксиди сірки;
- вуглеводні (в тому числі в повному обсязі згорілий метан);
- сажа.

**2. Огляд і аналіз існуючих методів моделювання, технічних засобів та програмних продуктів для систем контролю еколого-технічного стану ГПА.** Для забезпечення надійної та безпечної роботи газоперекачувального агрегату потрібна об'єктивна інформація про фактичні показники роботи всіх його елементів та агрегату в цілому, що дає можливість контролювати

експлуатаційні, енергетичні та екологічні показники газоперекачувального агрегату.

Автоматизована система управління (АСУ) технологічним процесом (ТП) включає комплекс технічних засобів і методів збору, обробки, аналізу, видачі інформації та реалізації керуючого впливу на процес ТП, який у взаємодії з диспетчером КС забезпечує планову подачу ТП (рис. 1). На сьогоднішній день системи управління компресорною станцією України відповідають світовому рівню надійності та інформативності, дозволяють вирішувати питання оптимізації режимів роботи газо-перекачувальних агрегатів, тим самим знижуючи експлуатаційні витрати.



Рисунок 1 - Загальна структура АСУ ТП

Автоматизовану систему управління газоперекачувального агрегату (ГПА) умовно ділять на два рівні[4]:

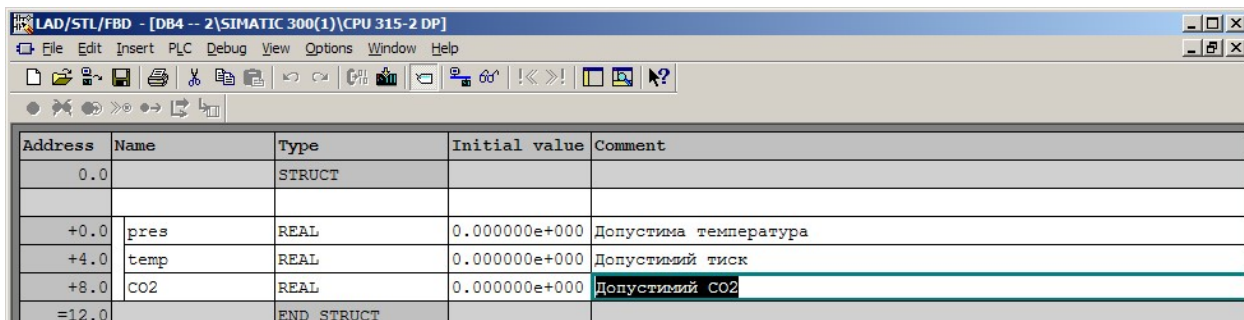
- обладнання нижнього рівня, що дозволяє керувати агрегатом через технологічний контролер;
- обладнання верхнього рівня, що безпосередньо керує агрегатом через автоматизоване робоче місце (АРМ) диспетчера компресорної станції, з якого можна впливати на роботу нижнього рівня, а також забезпечувати обробку технологічної інформації, її оперативне представлення, формування архівів аварійних зупинок, архівів параметрів вимірювань та технологічних станів, параметрів виконавчих механізмів.

На нижньому рівні використовують мікропроцесорні пристрої, пов'язані мережею всередині однієї компресорної станції. Вони призначені для збору та попередньої обробки інформації, що надходить із датчиків, а також для видачі керуючих сигналів виконавчим елементам ГПА. Шина, у свою чергу, забезпечує обмін інформацією по послідовному каналу між контролерами, агрегатами, станцією індикації змінного інженера-технолога та іншими АРМ та агрегатами з відповідними каналами або контролерами зв'язку[5, 6].

Верхній рівень автоматизованої системи управління газо-перекачувальним агрегатом повинен надавати інформацію з усіх датчиків у системі, аналізувати її, зберігати та передавати диспетчеру. Після аналізу отриманих даних диспетчер приймає рішення щодо необхідності оптимізації режимів роботи газоперекачувального агрегату і тим самим оптимізує обсяг шкідливих викидів внаслідок роботи ГПА.

Слід зазначити, що кількість параметрів та величин, що характеризують стан та режим роботи ГПА, перевищує 600 одиниць. Відповідно, аналіз стану ГПА вимагає ретельного та постійного контролю якості роботи датчиків, приладів та системи контролю та моніторингу в цілому.

**3. Розроблення автоматизованої системи контролю еколого-технічного стану ГПА.** Доведено, що найбільш шкідливими викидами, які утворюються внаслідок роботи камери згоряння ГПА і забруднюють навколишнє середовище є викиди двоокису вуглецю. У зв'язку із цим авторами розроблена автоматизована система управління, яка дозволяє моніторити діяльність камери згоряння ГПА та регулювати кількість шкідливих викидів за допомогою оптимізації паливно-повітряної суміші, яка згоряє в камері згоряння. Дану систему розроблено в програмному середовищі Siemens Simatic Step-7. Основними показниками, які контролюються системою є викиди двоокису вуглецю, тиск та температурний режим. Основним елементом, який знімає та передає дані системі є лямбда зонд.



Address	Name	Type	Initial value	Comment
0.0		STRUCT		
+0.0	pres	REAL	0.000000e+000	Допустима температура
+4.0	temp	REAL	0.000000e+000	Допустимий тиск
+8.0	CO2	REAL	0.000000e+000	Допустимий CO2
=12.0		END_STRUCT		

Рисунок 2 – Відображення гранично-допустимих концентрації температури, тиску та двоокису вуглецю

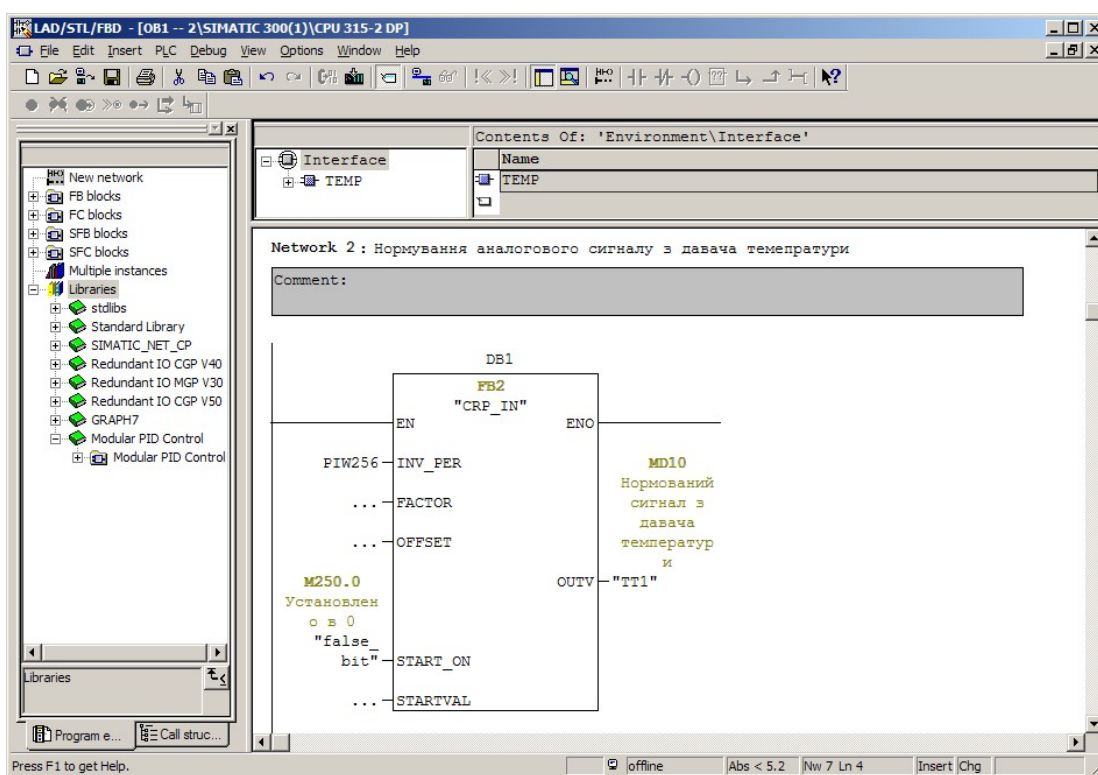


Рисунок 3 – Нормування аналогового сигналу від датчика температури

Перш за все створюємо блок даних, в якому вказуємо гранично-допустимі концентрації температури, тиску та двоокису вуглецю. Далі потрібно здійснити нормування аналогових сигналів із давачів температури, тиску та вуглекислого газу (рис.3-5). Після отримання даних на нижньому рівні потрібно порівняти їх з гранично-допустимими концентраціями температури, тиску та двоокису вуглецю (рис. 6).

З метою забезпечення ефективного перебігу хімічних реакцій в камері згоряння ГПА та зменшення кількості шкідливих викидів під час діяльності обладнання, подальші наукові дослідження будуть спрямовані на підвищення енергетичної ефективності роботи компресорних станцій удосконаленням способів розрахунку характеристик та режимів роботи обладнання КС.

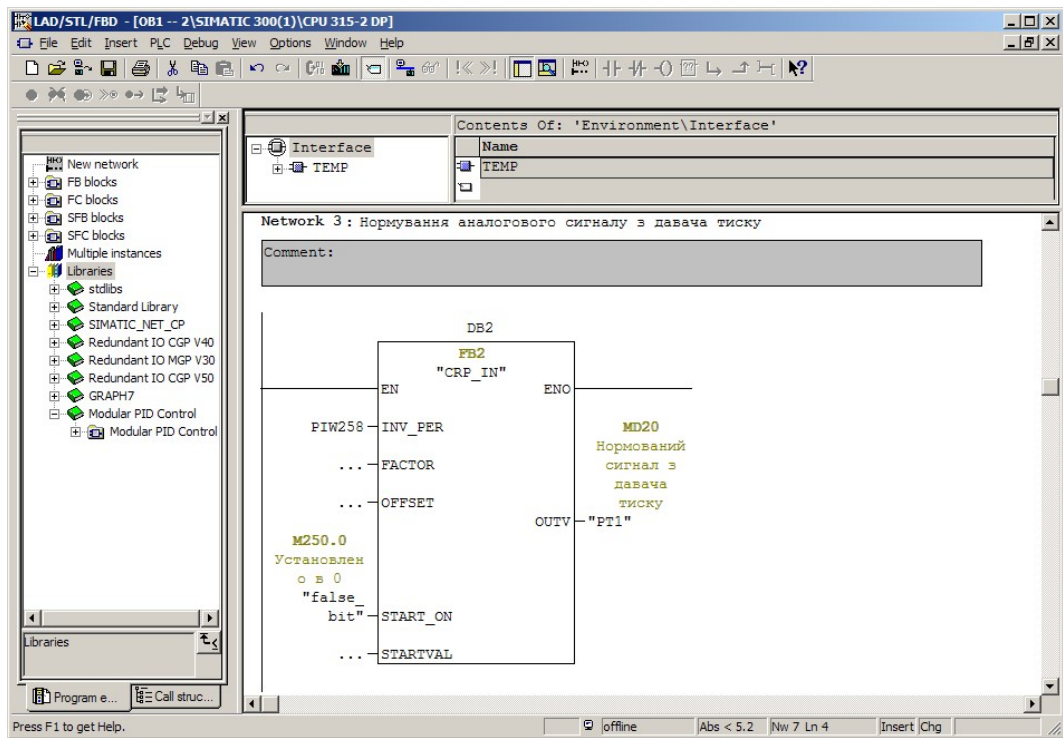


Рисунок 4 – Нормування аналогового сигналу від датчика тиску

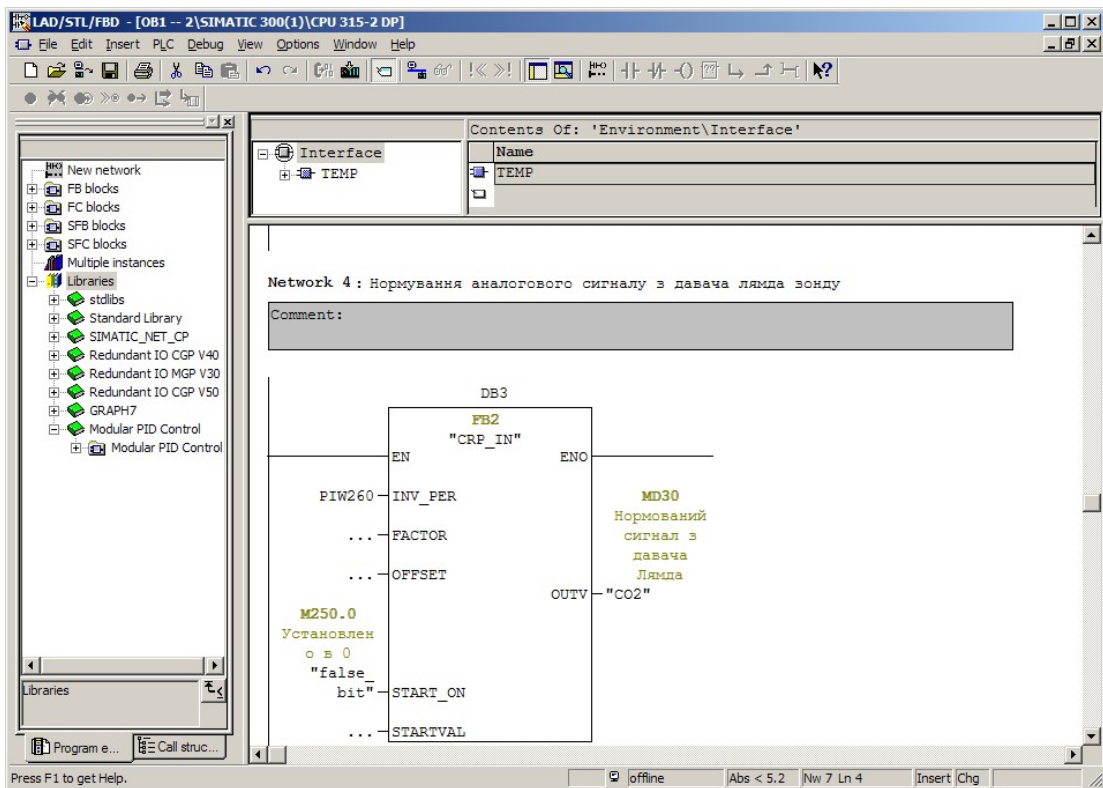


Рисунок 5 – Нормування аналогового сигналу від лямбда зонду

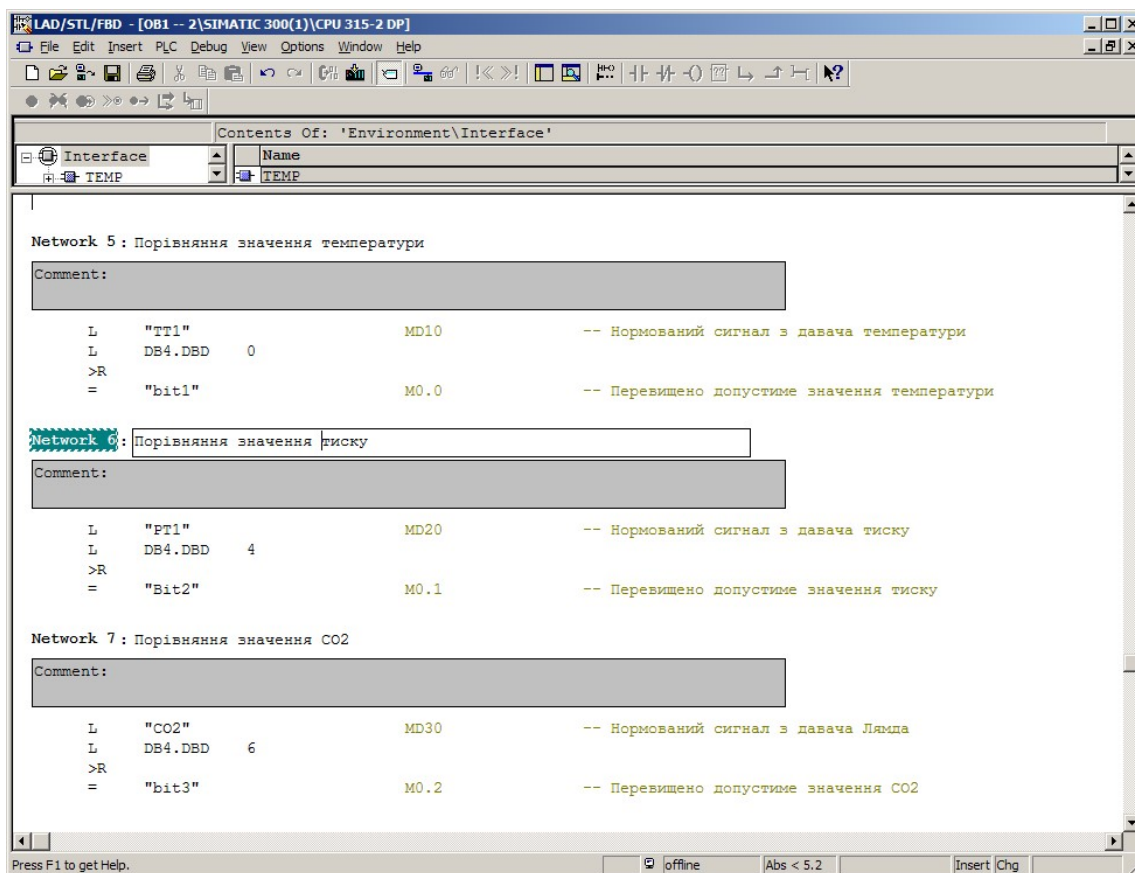


Рисунок 6 - Порівняння значень нормованих сигналів датчиків температури, тиску та двоокису вуглецю

Степеневі функції дозволяють ефективно описувати складні характеристики ГПА, представлені кількома технологічними параметрами.

Отже, складну площину можна уявити з урахуванням базових функцій Кобба-Дугласа[1]. У загальному вигляді функції Кобба-Дугласа є моделями складних степеневих регресій:

$$y_1 = f(x_1 \dots x_i) = \beta_0 * x_1^{\beta_1} \cdot x_2^{\beta_2} \cdot \dots \cdot x_i^{\beta_i} \cdot \varepsilon_i \quad (1)$$

Функція Кобба-Дугласа є нелінійною за параметрами регресійної моделі і в окремому випадку має вигляд:

$$f(x, y) = z = A \cdot \alpha \cdot y^{\beta} \quad (2)$$

де A,  $\alpha$ ,  $\beta$  - коефіцієнти апроксимації  
 z, x, y – залежна та незалежні змінні у тривимірній системі координат.

Проведені дослідження дозволяють отримати функцію, яка є математичною моделлю для розрахунку режимів роботи ГТУ, що в свою чергу дозволить зменшити кількість шкідливих викидів та мінімізує негативний вплив на навколишнє середовище.

**Висновок.** Теоретична значимість результатів полягає в тому, що вони дозволяють розробити технічний паспорт (інструкцію з експлуатації) системи керування камерою згоряння газоперекачувального агрегату, навчити персонал обслуговування нижнього та верхнього рівнів системи, а також вибрати технічні засоби.

Практичне значення розробленої системи нижнього та верхнього рівнів контролю технічного стану камери згоряння та контролю викидів двоокису вуглецю полягає у забезпеченні екологічної безпеки навколишнього середовища та запобіганні збоєм у роботі камери згоряння.

**Література**

1. Halimi D. Maintenance actions planning in industrial centrifugal compressor based on failure analysis / D. Halimi, A. Hafaifa, E. Boualie // Eksplotacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability. 2014. №16 (1). P.17-21.
2. Ільченко Б. С. Діагностування функціонально-технічного стану газоперекачувальних агрегатів: монографія / Б. С. Ільченко. – Харків: ХНАМГ, 2011. 228 с.
3. Парафейник В. П. Анализ режимов работы ГПА с газотурбинным приводом на стадии проектирования агрегата / В. П. Парафейник, А. В. Смирнов, И. Н. Тертышный, А. Н. Неведов // Авиационно-космическая техника и технология. 2011. № 9. С. 25-32.
4. Ковалів Є. О. Оптимізація роботи газоперекачувальних агрегатів з різними типами приводів / Є. О. Ковалів // Нафтогазова енергетика. 2007. №2 (3). С. 80-86.
5. Кушков В. М. Людино-машинні інтерфейси: Конспект лекцій для студ. напряму 6.050202 – «Автоматизація та комп'ютерноінтегровані технології» ден. та заоч. форм. навч. К.: НУХТ, 2012. 100 с.
6. Кучмистенко О. В. Синтез системи керування газотурбінним двигуном на базі нечіткої логіки / О. В. Кучмистенко, М. В. Шавранський, Б. С. Незамай, О. Г. Малько// Методи і прилади контролю якості. 2021. №1(46). С.53-62

**References**

1. Halimi D. Maintenance actions planning in industrial centrifugal compressor based on failure analysis / D. Halimi, A. Hafaifa, E. Boualie // Eksplotacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability. 2014. №16 (1). P.17-21.
2. Il'chenko B. S. Diagnostuvannya funkcional'no-texnichnogo stanu gazoperekachuval'ny'x agregativ: monografiya / B. S. Il'chenko. – Xarkiv: XNAMG, 2011. – 228 s.
3. Parafejny'k V. P. Analy'z rezhymov roboty GPA s gazoturbynym pry'vodom na stady'y' proekty'rovany'ya agregata / V. P. Parafejny'k, A. V. Smy'rnov, Y'. N. Tertyshnyj, A. N. Nefedov // Avy'acy'onno-kosmy'cheskaya texny'ka y' texnologiy'a. 2011. # 9. P. 25-32.
4. Kovaliv Ye. O. Opty'mizaciya roboty' gazoperekachuval'ny'x agregativ z rizny'my' ty'pamy' pry'vodiv / Ye. O. Kovaliv // Naftogazova energety'ka. – 2007. #2 (3). P. 80-86.
5. Kushkov V. M. Lyudy'no-mashy'nni interfejsy': Konspekt lekcij dlya stud. napryamu 6.050202 – «Avtomatyzaciya ta komp'yuternointegrovani texnologiyi» den. ta zaoch. form. navch. K.: NUXT, 2012. 100 p.
6. Kuchmystenko O. V. Syntez systemy keruvannia hazoturbinnym dvyhunom na bazi nechitkoi lohiky / O. V. Kuchmystenko, M. V. Shavranskyi, B. S. Nezamay, O. H. Malko// Metody i prylady kontroliu yakosti. 2021. №1(46) P.53-62

## АВТОМАТИЗАЦІЯ І КОМП'ЮТЕРНО-ІНТЕГРОВАНІ ТЕХНОЛОГІЇ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ

УДК 378.018.43:004.774

DOI: 10.31471/1993-9981-2021-2(47)-62-71

### ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ДИСТАНЦІЙНОЇ ФОРМИ ПРОВЕДЕННЯ ЛАБОРАТОРНИХ ЗАНЯТЬ З КОНТРОЛЮ І УПРАВЛІННЯ В ТЕХНІЧНИХ СИСТЕМАХ

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

На основі використання експериментальної лабораторної установки призначеної для визначення гідравлічних характеристик свердловинного струминного насоса запропонована методика дистанційного проведення лабораторної роботи із забезпеченням віддаленого доступу студентів до безпосереднього регулювання та контролю в режимі реального часу режимних параметрів повнорозмірної дослідної установки. Спрощений варіант проведення лабораторних робіт передбачає залучення оператора, який за допомогою відеотелефонного віддаленого конференц-зв'язку та «хмарних» технологій з використанням безкоштовного додатку Google Meet отримує необхідні команди та здійснює безпосередній запуск і регулювання режиму роботи дослідного стенда. Для дистанційного регулювання та моніторингу режиму роботи дослідної установки запропонована структурна схема проведення лабораторної роботи, яка складається з підключених до «хмарного» сховища персональних комп'ютерів (планшетів, смартфонів) викладача і студентів, смарт-давачів для транслювання показів манометрів та витратомірів, електроприводу регульовальних засувки та дистанційного вимикача електричного живлення двигуна відцентрового насоса. Привід регульовальних засувки містить кінцеві і проміжні вимикачі обладнані давачами, які виконують функцію дистанційного моніторингу та керування за допомогою цифрових інтерфейсів. Керування двигуном насоса дослідного стенда здійснюється за допомогою бездротового вимикача. Для вимірювання режимних параметрів можуть застосовуватись витратоміри з імпульсним виходом та цифрові манометри і мановакууметри. Для захисту лабораторних робіт рекомендовано використання онлайн-сервісів Google Classroom та Moodle.

**Ключові слова:** дистанційне навчання, інформаційні технології, «хмарні» обчислення, віддалений доступ, дистанційний моніторинг та регулювання.

На основе использования экспериментальной лабораторной установки служащей для определения гидравлических характеристик скважинного струйного насоса предложена методика дистанционного проведения лабораторной работы с обеспечением удаленного доступа студентов к непосредственному регулированию и контролю в режиме реального времени режимных параметров полноразмерной исследовательской установки. Упрощенный вариант проведения лабораторных работ предусматривает привлечение оператора, который с помощью видеотелефонной удаленной конференц-связи и «облачных» технологий с использованием бесплатного приложения Google Meet получает необходимые команды и осуществляет непосредственный запуск и регулирование режима работы исследовательского стенда. Для дистанционного регулирования и мониторинга режима работы опытной установки предложена структурная схема проведения лабораторной работы, которая состоит из подключенных к «облачному» хранилищу персональных компьютеров (планшетов, смартфонов) преподавателя и студентов, смарт-датчиков для трансляции показаний манометров и расходомеров, электропривода регулировочных задвижек и дистанционного выключателя электропитания двигателя центробежного насоса. Привод регулирующих задвижек содержит конечные и промежуточные выключатели оборудованные датчиками, которые выполняют функцию дистанционного мониторинга и управления с помощью цифровых интерфейсов. Управление двигателем насоса исследовательского стенда осуществляется с помощью беспроводного выключателя, для измерения режимных параметров могут применяться расходомеры с импульсным выходом и цифровые

манометры и мановакууметры. Для защиты лабораторных работ рекомендуется использование онлайн-сервисов Google Classroom и Moodle.

**Ключевые слова:** дистанционное обучение, информационные технологии, «облачные» вычисления, удаленный доступ, дистанционный мониторинг и регулирование.

Based on the use of an experimental laboratory installation designed to determine the hydraulic characteristics of the downhole jet pump, a method of remote laboratory work with remote access of students to direct regulation and real-time control of mode parameters of a full-scale experimental installation is proposed. A simplified version of the laboratory work involves an operator who uses videophone remote conferencing and "cloud" technology using the free application Google Meet receives the necessary commands and directly launches and regulates the mode of operation of the experimental stand. For remote control and monitoring of the experimental setup, a structural scheme of laboratory work is proposed, which consists of personal computers (tablets, smartphones) of teachers and students connected to the "cloud" storage, smart sensors for broadcasting readings of manometers and flow meters, electric control latches and remote switch of electric power supply of the engine of the centrifugal pump. The actuator of the control valves contains limit and intermediate switches equipped with sensors that perform the function of remote monitoring and control via digital interfaces. The motor of the pump of the experimental stand is controlled by means of the wireless switch. For measurement of mode parameters the flowmeters with a pulse exit and digital manometers and manovakuumetry can be applied. To protect laboratory work, it is recommended to use the online services Google Classroom and Moodle.

**Keywords:** distance learning, information technology, "cloud" computing, remote access, remote monitoring and control.

### **Вступ**

Впровадження карантинних заходів, викликаних поширенням вірусу Covid-19, зумовило необхідність переходу закладів вищої освіти на дистанційні форми навчального процесу. Поряд з технічними проблемами використання дистанційних методів навчання, зокрема відсутністю необхідного рівня розвитку всесвітньої комп'ютерної мережі та засобів її використання, виявились суттєві недоліки, пов'язані з невідповідністю наявного методичного забезпечення (особливо при проведенні лабораторних занять з технічних дисциплін) вимогам вищої школи. На відміну від дисциплін гуманітарного та економічного напрямку, на технічних дисциплінах лабораторні роботи передбачають ознайомлення з реальними приладами та устаткуванням, вимірювальною апаратурою, обчислювальною технікою, отримання навичок роботи з ними та з методикою експериментальних досліджень у конкретній предметній галузі. Відмінність від проведення лекційних занять, де викладач транслює інформацію у вигляді презентації, полягає в наявності при проведенні лабораторних занять експериментальної складової. В інженерних галузях лабораторна діяльність відіграє важливу роль. Незадовільний рівень проведення лабораторних занять з технічних дисциплін пояснює відсутність необхідних результатів при застосуванні

дистанційної форми навчання в інженерних галузях. Потреба забезпечення необхідної якості навчання вимагає реального дистанційного виконання лабораторних робіт без присутності студента у навчальному закладі. Зважаючи на визначальну роль лабораторних занять у формуванні навиків майбутнього фахівця технічного напрямку удосконалення дистанційної форми їх проведення є актуальною задачею.

### **Аналіз сучасних досліджень і публікацій**

Для дистанційного проведення лабораторних робіт застосовуються відеотехнології у вигляді відеодемонстрування навчальних матеріалів і виконання дій чи технологічних операцій; відеоінструкцій до виконання окремих завдань; створення анімацій (наприклад у програмі Adobe Photoshop) за рахунок покадрового додавання зображень шкали вимірювального приладу та іншої необхідної інформації поверх основного відео [1]. В національному університеті «Чернігівська політехніка» здобувачі вищої освіти працюють з реальними лабораторними стендами на базі мікроконтролерів STM32H7 [2], отриманих від компанії AgileVision. Здобувачі дистанційно заходять на персональні комп'ютери (ПК), розміщені в лабораторії, створюють та відлагоджують програмне забезпечення для мікроконтролера, яке запускають на реальному стенді, підключеному до ПК. Спостерігати за

результатами роботи вони можуть через режим відлагодження у програмному забезпеченні Atollic True Studio, а також за допомогою Web-камер, підключених до ПК, які виводять відеозображення стенду. В процесі передачі відео- та аудіо- інформації у синхронному режимі можуть застосовуватись відеоконференції на платформі Zoom [3]. В роботі [4] запропоновано використання мережевих технологій (електронний лімінг) для створення, сприяння, забезпечення та полегшення навчання. Відповідно до розробленої моделі сформована однорангова міжконтинентальна мережа віддалених лабораторій за підтримки європейських та латиноамериканських вищих навчальних закладів. У цьому мережевому контексті було визначено модель спільної роботи для студентів, які працюють з різних місць. Це дозволяє отримати доступ до вартісного обладнання включаючи безкоштовну пропозицію навчальних матеріалів для всієї інженерної галузі, незалежно від різного рівня економічного стану університетських закладів. Соціальна участь принаймні одного високомотивованого гравця є ключем до успіху такої однорангової мережі. Прикладом такої мережі є консорціум утворений двома збалансованими групами з Європи та Латинської Америки, кожна з яких очолюється Вищим навчальним закладом з координаційними обов'язками. Це: Політехнічний інститут Порту (IPP), Університет Порту (UP), Університет Бремена (UB), Технічний університет Берліна (TUB), Університет Данді (UD), Федеральний університет Санта Катаріни (UFSC), Федеральний університет Ріо-Гранде-ду-Сул (UFRGS), Католицький університет Чилі (PUC), Католицький університет Темуко (UCTemuco), Інститут технологій та вищої освіти Монтеррея (ITESM), Мексика. Відоме використання для дистанційного професійного навчання та освіти програми віртуальних приладів LabVIEW [5], яка за допомогою камер, давачів та контролерів дозволяє здійснювати управління рівнями освітлення при застосуванні освітлювальних технологій, а синхронізований (одночасний) віддалений доступ студентів до приладів забезпечується спеціально розробленою веб-сторінкою. Кожен користувач може запускати

програми протягом певного періоду через цей веб-сайт із індивідуальним збереженням даних, отриманих у моделі.

### **Виділення частини невирішеної проблеми**

Модель однорангової міжконтинентальної мережі віддалених лабораторій [4] апробована при проведенні дистанційних лабораторних занять з інформатики і не має досвіду використання в умовах залучення до навчального процесу обладнання експериментальних установок. Використання віртуальних лабораторних робіт та тренажерів [6] незважаючи на застосування сучасного програмного забезпечення (Model Vision Studium, LabVIEW, Internet Space Builder, Internet Scene Assembler, VRML-технологія), а також застосування комп'ютерних моделей не забезпечує повне відтворення виконання реальної лабораторної роботи. При цьому втрачаються уміння виконувати вимірювання і керувати лабораторним обладнанням. Вирішення проблеми дистанційного використання навчальних тренажерів особливо актуальне при застосуванні повномасштабного обладнання, зокрема тренажерів-імітаторів. Значний досвід застосування даного виду навчального обладнання починаючи з 2004 року (тренажери-імітатори DRILLSIM 5000 та «DrillSim-20») накопичений в тренажерному буровому центрі Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

### **Мета досліджень**

Мета роботи полягає в розробленні методики дистанційного проведення лабораторної роботи із забезпеченням віддаленого доступу студентів до безпосереднього регулювання та контролю в режимі реального часу режимних параметрів повнорозмірної дослідної установки.

### **Висвітлення основного матеріалу**

В процесі проведення досліджень, спрямованих на підвищення ефективності дистанційної форми проведення лабораторних занять, використана експериментальна лабораторна установка [7] призначена для визначення гідравлічних характеристик свердловинного струминного насоса.

Експериментальна установка (рисунок 1) складається з приймальної ємності 1,

відцентрового насоса 2, струминного насоса у вигляді робочої насадки 3, камери змішування 4 та дифузора 5, всмоктувальної лінії 6 у вигляді додаткового замкненого контура циркуляції та напірної лінії 7. Регулювання режиму роботи силового приводу та струминного насоса

здійснюється за допомогою засувок 10, 11. Для контролю за роботою струминного насоса використовують витратоміри 12–14, манометри 15, 17 та мановакууметр 16.

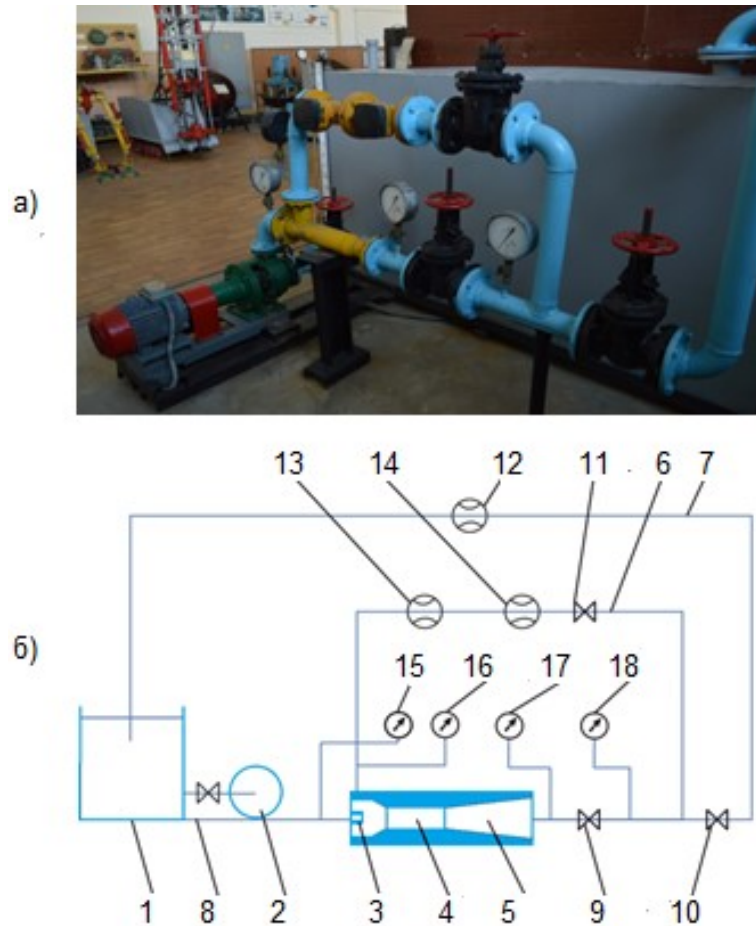


Рисунок 1 – Зовнішній вигляд (а) та гідравлічна схема (б) лабораторної установки

Запуск установки здійснюється на закриття засувки 10, яку відкривають після включення відцентрового насоса 2. Степінь відкриття засувки 10 визначається величиною робочої витрати, яку необхідно отримати при проведенні лабораторної роботи. Режим роботи струминного насоса регулюється зміною степені відкриття засувки 11, розміщеної на всмоктувальній лінії ежекційної системи. Витратомір 12 дозволяє визначити витрату робочого потоку, а витратоміри 13, 14 – витрату інжектованого потоку відповідно для прямого та зворотного режимів експлуатації струминного насоса. При проведенні

експериментальних досліджень для визначення витрати інжектованого потоку, зазвичай, використовують один витратомір. Манометричні прилади 15, 16, 17 (клас точності 0,4) дозволяють контролювати тиски відповідно робочого, інжектованого та змішаного потоків.

Таким чином, регулювання режиму роботи лабораторної установки здійснюється двома засувками, а контроль робочих параметрів – двома витратомірами та трьома приладами для вимірювання тиску.

Конструкція лабораторної установки допускає можливість розміщення приладів для

вимірювання тиску на одній контрольно-вимірювальній панелі (рисунок 2, а, б, в).

Спрощений варіант проведення лабораторних робіт передбачає залучення проміжної ланки у вигляді оператора, який за допомогою відеотелефонного віддаленого конференц-зв'язку (із залученням «хмарних» обчислень) з використанням безкоштовного додатку Google Meet отримує необхідні команди та здійснює безпосередній запуск і регулювання режиму роботи відцентрового насоса шляхом зміни ступеня відкриття відповідних засувок лабораторної установки (рисунок 1). Спрощений варіант дистанційного

проведення лабораторних робіт вимагає облаштування робочого місця оператора у складі персонального комп'ютера з необхідним програмним забезпеченням відеозв'язку з віддаленими учасниками конференції та безперервної якісної трансляції відео- та аудіо-файлів. Покази приладів для вимірювання тиску при цьому у синхронному режимі передаються за допомогою спільної веб-камери, а передавання показів витратомірів здійснюється трьома індивідуальними веб-камерами, об'єднаними в систему відеоспостереження і віддаленого моніторингу на персональному комп'ютері.



**Рисунок 2 – Контрольно-вимірювальна панель для визначення тиску у всмоктувальній (а), робочій (б) і змішаній (в) лініях та витрати робочого (г), і інжектованого потоку при роботі струминного насоса у прямому (д) та зворотному (е) режимах**

За наявності угоди між навчальним закладом і компанією Google про співпрацю в освітній галузі оператору надається можливість здійснення запису лабораторної роботи (за допомогою внутрішньої функції програми Google Meet «Запис») із збереженням даного файлу у «хмарному» сховищі та подальшим

наданням відкритого доступу до даної інформації студентам в асинхронному режимі. При цьому учасники навчального процесу не залежать від будь-якої апаратної платформи і географічної території, можуть працювати з «хмарними» сервісами з будь-якої точки планети і з будь-якого пристрою, що має доступ

в інтернет, а також оперативно реагувати на зміни умов дистанційного навчання.

Підсумовуючи відзначимо, що реалізація даного варіанта дистанційного проведення лабораторних робіт не вимагає значних матеріальних витрат і потребує використання персонального комп'ютера з відповідним програмним забезпеченням та чотирьох веб-камер.

Максимальна ефективність проведення лабораторних занять реалізується при забезпеченні доступу учасників навчального процесу до безпосереднього дистанційного регулювання режиму роботи дослідної установки та неперервного моніторингу параметрів її експлуатації. Відповідно до конструкції дослідної установки (рисунок 1) та методики проведення лабораторного заняття процес дистанційного регулювання режиму роботи струминного насоса передбачає наступні стадії:

- повне закриття розміщеної на вихідній лінії стенда засувки з дистанційним керуванням (засувка 10);
- запуск відцентрового насоса (позиція 2 на рисунку 1) за допомогою дистанційного пускового пристрою;
- часткове відкриття засувки з дистанційним керуванням (засувка 10) для досягнення необхідної величини робочої витрати. Контроль витрати робочого потоку здійснюється з використанням витратоміра 12 (рисунок 1), обладнаним дистанційним доступом до моніторингу значень вимірювальних параметрів;
- повне закриття засувки з дистанційним керуванням розміщеної на всмоктувальній лінії струминного насоса (засувка 11 на рисунку 1). Фіксація тиску інжектowanego потоку для повністю закритої засувки 11, який приймає

мінімальні значення, за допомогою мановакууметра 16, обладнаного дистанційним доступом до моніторингу значень вимірюваного параметра;

– повне відкриття засувки з дистанційним керуванням розміщеної на всмоктувальній лінії струминного насоса (засувка 11 на рисунку 1). Фіксація тиску інжектowanego потоку для повністю відкритої засувки 11, який приймає максимальні значення, за допомогою мановакууметра 16, обладнаного дистанційним доступом до моніторингу значень вимірюваного параметра;

– визначення різниці тисків інжектowanego потоку для граничних положень запірного елемента засувки 11, поділ отриманого діапазону зміни тиску на очікувану кількість експериментальних точок та встановлення низки величин тиску інжектowanego потоку для яких необхідно проводити виміри;

– фіксація витрати інжектowanego потоку за допомогою витратоміра 14, обладнаного дистанційним доступом до моніторингу значень вимірюваних параметрів для попередньо встановлених величин тиску інжектowanego потоку. Одночасно з фіксацією витрати інжектowanego потоку визначаються тиски робочого та змішаного потоків за допомогою манометрів 15, 17, обладнаних дистанційним доступом до моніторингу значень вимірюваних параметрів.

Запропонована структурна схема дистанційного проведення лабораторної роботи (рисунок 3) включає підключені до «хмарного сховища» персональні комп'ютери (планшети, смартфони) викладача і студентів, смарт-давачі для транслявання показів манометрів та витратомірів, електроприводи регулювальних засувок та дистанційний вимикач електричного живлення двигуна відцентрового насоса.

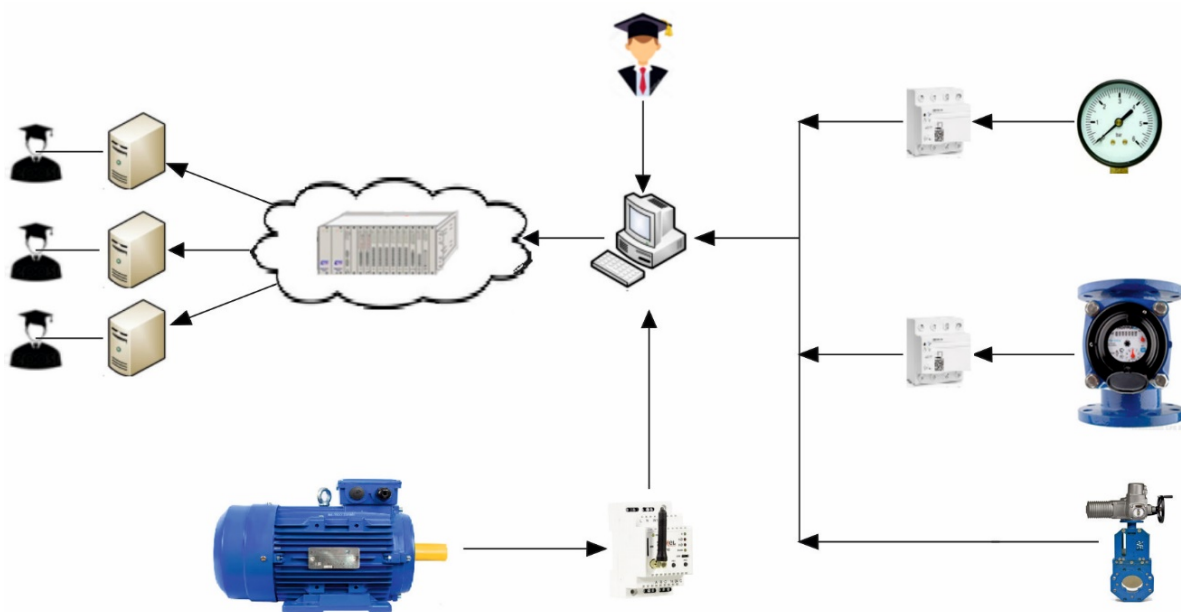


Рисунок 3 – Структурна схема дистанційного проведення лабораторної роботи

Для забезпечення дистанційного керування засувками 10, 11 можна використовувати різні типи приводів: гідравлічний, пневматичний, електричний. Для лабораторної установки приведеної на рисунку 1 рекомендовано обрати засувку з електроприводом, яка є сучасним запірним пристроєм і успішно застосовується при водопостачанні та в інших системах. Електропривід може використовуватись не тільки для перемикання арматури між режимами «закрито», «відкрито», а і для

регулювання проміжного положення запірного елемента. Основним компонентом електроприводу засувки є електродвигун. Найчастіше використовуються електродвигуни змінного струму, редуктор, що перетворює і передає обертання електродвигуна на шпindelь арматури та кінцеві і проміжні вимикачі обладнані датчиками, які виконують функцію дистанційного моніторингу та керування за допомогою цифрових інтерфейсів (рисунок 4 а)

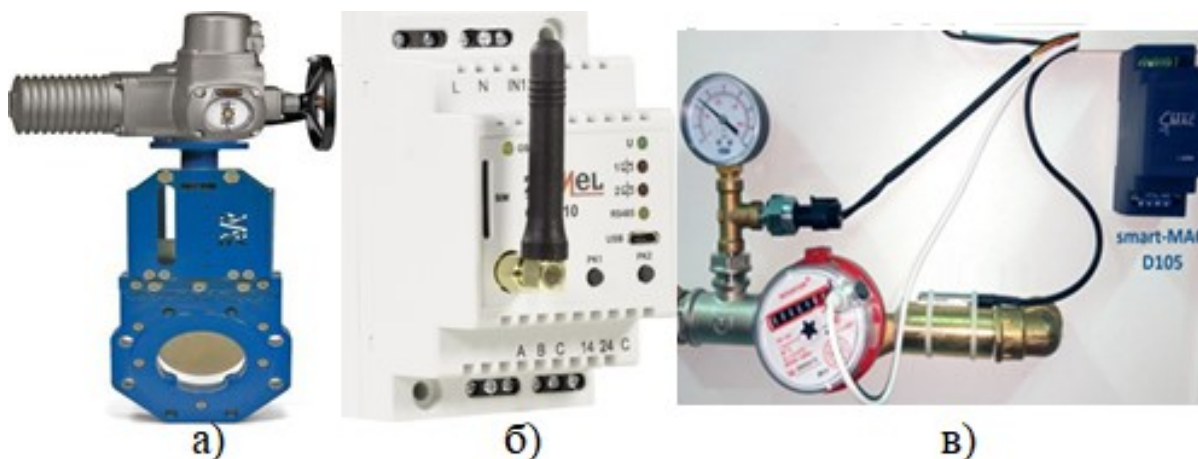


Рисунок 4 – Засоби дистанційного регулювання та моніторингу режимних параметрів лабораторної установки: а) засувка з електроприводом дистанційного керування, б) дистанційний вимикач, в) прилади для вимірювання тиску та витрати і smart-пристрій для передачі даних

Електропривід засувки має кріплення для з'єднання з арматурою (зазвичай використовуються фланці), електричні з'єднання та роз'єми для підключення до промислової мережі.

З метою повної автоматизації установки та керування двигуном насоса 2 (рисунок 1) може застосовуватись бездротовий вимикач, призначений для віддаленого управління електротехнікою, що дозволяє виконувати ряд додаткових функцій. Основна функція даного приладу вмикати та вимикати під'єднані електроприлади, сприймаючи сигнал з віддаленого пристрою управління. Крім того, вони оснащуються додатковими можливостями, до складу яких входить керування таймером вмикання та вимикання, а також надають можливість моніторингу напруги струму та потужності в реальному часі.

Трифазне WiFi реле напруги українського виробництва (фірма "Баклер" КСР-321-60) використовується для керування пристроєм за допомогою мережі WiFi та передачі даних на віддалений сервер, доступ до якого можна отримати з особистого кабінету чи сайту з телефону, планшета або настільного комп'ютера за допомогою відповідного додатку. У випадку, коли доступ до інтернету неможливий доцільне застосування приладу GRM-10 (рисунок 4 б), який призначений для дистанційного керування електрообладнанням через мережу мобільного зв'язку GSM за допомогою дзвінка на номер пристрою або надсилання і прийому закодованих SMS-повідомлень. Дистанційне керування роботою електроприладів здійснюється командами (вхідний дзвінок, SMS-повідомлення), що відправляються з мобільного телефону. До переваг такого пристрою можна віднести зручне управління важкодоступними пристроями в умовах відсутньої або слабкої мережі WiFi, наявність двох релейних виходів з максимальною здатністю навантаження 16А, оптичної сигналізації роботи (живлення, стану реле, стану GSM-модуля), низьке споживання потужності, можливість постійної роботи.

Для вимірювання режимних параметрів струминного насоса (експериментальні значення відносного напору та коефіцієнта інжекції), які визначаються за експериментальними значеннями тисків робочого, інжектованого та змішаного потоків та експериментальними

значеннями витрати інжектованого та робочого потоків, оптимальним рішенням буде використання витратомірів з імпульсним виходом, які призначені для обліку витрат рідини та транслявання сигналу на вторинний прилад управління або на смарт-пристрій (рисунок 4 в) та цифрові манометри (мановакууметри). Вторинний прилад (смарт-пристрій) перетворює виміряні параметри в інформаційні сигнали, які відправляються за допомогою кабельного з'єднання з сервером або бездротовою технологією WiFi на «хмарний» сервер даних. Всі накопичені дані можуть зберігатись на сервері даних з хвилинною деталізацією. При роботі в режимі реального часу показання лічильників оновлюються з інтервалом до 5 секунд. Доступ до «хмарного» сервера і історичних даних можна отримати з особистого кабінету чи сайту з телефону, планшета або настільного комп'ютера.

Призначення та технічні характеристики пристроїв для дистанційного регулювання та вимірювання параметрів лабораторної установки приведені в таблиці 1.

Особливу увагу при організації дистанційного проведення лабораторних занять необхідно звернути на електронні підручники з додатковими можливостями отримання знань і підвищення кваліфікації. Для покращення контролю знань студентів за допомогою сервісу Google Forms до кожного тестового завдання інтегрований безкоштовний додаток Form Limiter, який дозволяє встановити часові обмеження при захисті лабораторних робіт. Розвиток таких комп'ютерних технологій полегшує контроль знань при дистанційному навчанні з використанням низки онлайн-сервісів на безоплатній основі і, зокрема, таких як Google Classroom та Moodle.

**Таблиця 1. Пристрої для дистанційного регулювання та контролю параметрів лабораторної установки**

№	Назва пристрою	Призначення пристрою	Технічні характеристики пристрою
1	Засувка 30с941нж	Регулювання витрати робочого та інжектваного потоку	Номінальний діаметр 50 мм Номінальний тиск до 1,6 МПа
2	Wifi реле «Баклер» КСР-321-60	Дистанційний запуск двигуна відцентрового насоса	Номінальний струм 60 А Напруга 110...630 В Швидкодія 0,009...0,02 с
3	Імпульсний лічильник фланцевий ETATRON D.S.	Визначення витрати робочого та інжектваного потоку	Діаметр 65 мм (2 ½'') Подача 25 м3/год
4	Прецизійний цифровий манометр ДМ 500 2М	Визначення тиску інжектваного потоку	Діапазон показів від -1 до 1,5 кгс/см2. Клас точності 0,4. Діаметр корпусу 100 мм
5	Прецизійний цифровий манометр ДМ 500 2М-Г	Визначення тиску робочого та змішаного потоку	Діапазон показів від 0 до 6,0 кгс/см2. Клас точності 0,4. Діаметр корпусу 100 мм

### Висновки

1. Визначальною умовою надання студентам технічних спеціальностей необхідних умінь та навиків з формуванням відповідних компетентностей є дистанційне проведення лабораторних робіт з використанням у синхронному або асинхронному режимі реального повнорозмірного обладнання і наявністю експериментальної складової.

2. Спрощений варіант дистанційного проведення лабораторних занять не вимагає значних матеріальних витрат і передбачає залучення до керування дослідною установкою проміжної ланки у вигляді оператора, персонального комп'ютера з чотирма об'єднаними в систему відеоспостереження веб-камерами та програмним забезпеченням відеотелефонного зв'язку з віддаленими учасниками конференції з використанням безкоштовного додатку Google Meet та технологій віддаленої обробки та зберігання даних.

3. Розроблена методика дистанційного проведення лабораторної роботи технічного спрямування із забезпеченням безпосереднього

віддаленого доступу студентів до запуску, регулювання та контролю в режимі реального часу режимних параметрів повнорозмірної дослідної установки. Запропонована структурна схема включає під'єднані до «хмарного сховища» засоби відеотелефонного віддаленого конференц-зв'язку, смарт-давачі моніторингу режимних параметрів лабораторної установки та засоби дистанційного запуску і регулювання режиму її роботи.

4. Розроблення методів віддаленого регулювання та моніторингу режимів роботи повнорозмірного нафтогазового обладнання дозволяє здійснювати дистанційне підвищення кваліфікації персоналу бурових та нафтогазовидобувних компаній.

Завдання подальших досліджень полягає у розробленні сервісної бази дистанційного навчання на основі «хмарних» технологій та методичних вказівок для виконання конкретних лабораторних робіт.

### Подяка

Робота виконана під керівництвом та за безпосередньої участі ректора ІФНТУНГ академіка НАН України професора Крижанівського Євстахія Івановича.

### Коментар

Виконання лабораторних робіт із віддалених доступом є невід'ємною ланкою в цілісній системі дистанційного навчання студентів за складними технічними та технологічними спеціальностями, де використовується складне технологічне обладнання (наприклад, при реалізації процесів буріння свердловин, видобування нафти і газу та інше). Удосконалення форми віддаленого доступу до лабораторного обладнання дозволяє дистанційно проводити міжнародну сертифікацію фахівців високої кваліфікації з використанням тренажерів-імітаторів DRILLSIM 5000 та «DrillSim-20».

Професор Крижанівський Є. І.

### Література

1. Джевага Г. Підготовка лабораторних робіт до виконання студентами в умовах дистанційного навчання // Проблеми підготовки сучасного вчителя. – 2017. – № 15. – С.42–49.
2. Дистанційне проведення лабораторних робіт: кафедра радіотехнічних та вбудованих систем національного університету «Чернігівська політехніка». – 03.04.2021. <http://rtes.stu.cn.ua> > dist-learn...
3. Тарасенко В.Г., Бойко В.С. Особливості проведення лабораторних занять з дисципліни «процеси і апарати» в умовах дистанційного навчання // Збірник науково-методичних праць Таврійського державного технологічного університету ім. Дм.Моторного. 2021. № 24. С. 462–466.
4. Herrera O.A., Alves G.R., Fuller D., Roberto G., Aldunate R.G. Remote Lab Experiments: Opening Possibilities for Distance Learning in Engineering Fields // International Federation for Information Processing. 2006. Vol. 210. P. 321-325.
5. Polat Z., Ekren N. Remote laboratory trends for Distance Vocational Education and Training (D-VET): A real-time lighting application // The International Journal of Electrical Engineering & Education. 2020. no 6. P. 206–217.
6. Сокурєнко В.І., Солод Л.В., Чорнойван А.А. Застосування інтерактивних моделей лабораторних робіт для дистанційного навчання на технічних спеціальностях // Вісник

Придніпровської державної академії будівництва та архітектури. 2011. № 1. С. 5–8.

7. Kryzhanivskiy Ye.I., Panevnyk D.O. Experimental investigation of the near-bit jet pump // Oil and gas exploration and production. 2019. Vol.6. Issue 2. P.35-40.

### References

1. Dzhevaha H. Pidhotovka laboratornykh robit do vykonannya studentamy v umovakh dystantsiinoho navchannia // Problemy pidhotovky suchasnoho vchytelia. 2017. № 15. P.42-49.
2. Dystantsiine provedennia laboratornykh robit: kafedra radiotekhnichnykh ta vbudovanykh system natsionalnoho universyteta «Chernihivska politehnika». – 03.04.2021. <http://rtes.stu.cn.ua> > dist-learn...
3. Tarasenko V.H., Boiko V.S. Osoblyvosti provedennia laboratornykh zaniat z dystsypliny «protsezy i aparaty» v umovakh dystantsiinoho navchannia // Zbirnyk naukovo-metodychnykh prats Tavriiskoho derzhavnoho tekhnolohichnoho universytetu im. Dm.Motornoho. 2021. № 24. P. 462–466.
4. Herrera O.A., Alves G.R., Fuller D., Roberto G., Aldunate R.G. Remote Lab Experiments: Opening Possibilities for Distance Learning in Engineering Fields // International Federation for Information Processing. 2006. Vol. 210. P. 321-325.
5. Polat Z., Ekren N. Remote laboratory trends for Distance Vocational Education and Training (D-VET): A real-time lighting application // The International Journal of Electrical Engineering & Education. 2020. no 6. P. 206–217.
6. Sokurenko V.I., Solod L.V., Chornoivan A.A. Zastosuvannia interaktyvnykh modelei laboratornykh robit dlia dystantsiinoho navchannia na tekhnichnykh spetsialnostiakh // Visnyk Prydniprovskoi derzhavnoi akademii budivnytstva ta arkhitektury. 2011. № 1. P. 5–8.
7. Kryzhanivskiy Ye.I., Panevnyk D.O. Experimental investigation of the near-bit jet pump // Oil and gas exploration and production. 2019. Vol.6. Issue 2. P.35-40.

УДК 621.691.4

DOI 10.31471/1993-9981-2021-2(47)-72-82

## ОПТИМІЗАЦІЯ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ З ВИКОРИСТАННЯМ ПСГ

**О. Т. Чернова, В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, М. М. Якимів**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;  
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна  
тел./факс: (380) 0342 72-71-38; e-mail: oksana.chernova@nung.edu.ua*

Системи газопроводів «Союз», «Уренгой-Помари-Ужгород» і «Прогрес» утворюють основу транзитної трансукраїнської системи трубопровідної мережі. Складна газотранспортна система містить ряд газопроводів, що утворюють лінійну частину, та декілька компресорних станцій. Від кількості і характеристик компресорних станцій залежить величина пропускної здатності трубопроводів. Надійність роботи, регулювання транзитних потоків та забезпечення безперебійного постачання газу відбувається з допомогою підземних сховищ газу, які є невід'ємною технологічною ланкою ГТС України. Використання підземних сховищ вважається одним з найефективніших способів газопостачання, підвищення якості поставок газу споживачам і ефективності реалізації газу всередині країни та за кордоном. За допомогою використання сховищ можна зменшити нерівномірність сезонного споживання та забезпечити надійність поставок. Використання підземних сховищ є невід'ємною частиною, оскільки протягом року максимальне добове відбирання газу перевищує мінімальне більше ніж у три рази, а подавання газу по магістральних газопроводах відбувається практично з постійною швидкістю. Максимальна продуктивність сховища не може бути представленою у вигляді суми абсолютно вільних дебітів усіх експлуатаційних свердловин. Пояснюється це тим, що на продуктивність підземного сховища газу в період відбирання впливає гідравлічний опір системи збирання газу на ПСГ і її технічний стан, який визначається коефіцієнтом гідравлічної ефективності шлейфів і колекторів.

Дослідження показують, що розміщення сховищ газу в системі має вплив на величину енерговитрат. Тому в основу стратегії раціонального використання підземних сховищ газу при трубопровідному транспорті (з точки зору мінімізації енерговитрат) покладено дослідження впливу їх розміщення в газотранспортній системі. Принцип енергоефективності використання сховищ підземного зберігання газу для транспортування на далекі відстані (з метою вирівнювання нерівномірності газоспоживання) базується на послідовності: найперше слід використовувати ПСГ найбільш віддалені. Це ті об'єкти, які розміщені в кінцевих точках траси ГТС і розташування яких відповідає наближеності до споживачів.

**Ключові слова:** трубопровідний транспорт; пропускна здатність; підземне зберігання; газотранспортна система.

Системы газопроводов «Союз», «Уренгой-Помари-Ужгород» и «Прогресс» образуют основу транзитной трансукраинской системы трубопроводной сети. Сложная газотранспортная система содержит ряд газопроводов, которые образуют линейную часть, и несколько компрессорных станций. От количества и характеристик компрессорных станций зависит величина пропускной способности трубопроводов. Надежность работы, регулирования транзитных потоков и обеспечения бесперебойных поставок газа происходит с помощью подземных хранилищ газа, которые являются неотъемлемым технологическим звеном ГТС Украины. Использование подземных хранилищ считается одним из самых эффективных способов газоснабжения, повышение качества поставок газа потребителям и эффективности реализации газа внутри страны и за рубежом. С помощью использования хранилищ можно уменьшить неравномерность сезонного потребления и обеспечить надежность поставок. Использование подземных хранилищ является неотъемлемой частью, поскольку в течение года максимальное суточное отбора газа превышает минимальное больше чем в три раза, а подача газа по магистральным газопроводам происходит практически с постоянной скоростью. Максимальная производительность хранилища не может быть представлена в виде суммы абсолютно свободных дебитов всех эксплуатационных скважин. Объясняется это тем, что на производительность подземного хранилища газа в период отбора влияет гидравлическое сопротивление системы сбора газа на ПХГ и ее техническое состояние, которое определяется коэффициентом гидравлической эффективности шлейфов и коллекторов.

Исследования показывают, что размещение хранилищ газа в системе влияет на величину энергозатрат. Поэтому, в основу стратегии рационального использования подземных хранилищ газа при трубопроводном транспорте (с точки зрения минимизации энергозатрат) положено исследование влияния их размещения в газотранспортной системе. Принцип энергоэффективности использования хранилищ подземного хранения газа для транспортировки на дальние расстояния (с целью выравнивания неравномерности газопотребления) базируется на последовательности: в первую очередь следует использовать ПХГ наиболее отдаленные. Это те объекты, которые расположены в конечных точках трассы ГТС и расположение их соответствует близости к потребителям.

**Ключевые слова:** трубопроводный транспорт; пропускная способность; подземное хранение; газотранспортная система.

The Soyuz, Urengoy-Pomary-Uzhhorod and Progress gas pipeline systems form the basis of the trans-Ukrainian trans-Ukrainian pipeline system. The complex gas transmission system contains a number of gas pipelines forming a linear part and several compressor stations. The amount of capacity of pipelines depends on the number and characteristics of compressor stations. Reliability of work, regulation of transit flows and ensuring uninterrupted gas supply is carried out with the help of underground gas storage facilities, which are an integral part of the GTS of Ukraine. The use of underground storage facilities is considered to be one of the most efficient ways of gas supply, improving the quality of gas supplies to consumers and the efficiency of gas sales within the country and abroad. With the use of storage, you can reduce the unevenness of seasonal consumption and ensure security of supply. The use of underground storage facilities is an integral part, as during the year the maximum daily gas extraction exceeds the minimum more than three times, and the supply of gas through the main gas pipelines is almost constant. The maximum storage capacity cannot be represented as the sum of the absolutely free flow rates of all production wells. This is explained by the fact that the productivity of the underground gas storage during the extraction period is affected by the hydraulic resistance of the gas collection system to the underground storage and its technical condition, which is determined by the coefficient of hydraulic efficiency of loops and collectors.

Studies show that the location of gas storages in the system has an impact on the amount of energy consumption. Therefore, the strategy of rational use of underground gas storage facilities in pipeline transport (in terms of minimizing energy consumption) is based on the study of the impact of their location in the gas transmission system. The principle of energy efficiency of the use of underground gas storage facilities for long-distance transportation (in order to equalize the unevenness of gas consumption) is based on the sequence: the most remote UGS should be used first. These are the objects that are located at the end points of the GTS route and whose location corresponds to the proximity to consumers.

**Key words:** pipeline transport; capacity; underground storage; gas transmission system.

**Постановка проблеми.** На даний час роботу газотранспортної системи України доповнюють 11 підземних сховищ газу ПСГ. На балансі також є ще 1 ПСГ, (Вергунське) яке знаходиться на тимчасово непідконтрольній території (Луганська область). До зростання енергетичних витрат на транспортування газу, або на їх зниження призводить використання даних сховищ. Якщо розглядати, з точки зору оптимізації керування режимами роботи газотранспортної системи найбільш раціональним є режими, що мінімізують енерговитрати на транспортування газу.

При розгляді питань мінімізації енерговитрат критерій оптимальності режиму не є єдиним при використанні ПСГ в комплексі перекачування газу при транспортуванні газу. Також до даних критеріїв необхідно віднести мінімізацію втрат газу при зберіганні, підвищення надійності газозабезпечення

споживачів, питання екологічної безпеки та ін. Однак, енерговитрати на транспортування газу в цьому комплексі повинні відігравати першочергову роль, оскільки сьогодні вони визначають ефективність енергопостачання. Цей підхід повинен базуватися на сучасних методах прогнозування, оптимізації режимів роботи газопроводів та попередженні аварійних ситуацій.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Вивченням характеристик, параметрів роботи ГТС, до якої входить лінійна ділянка, компресорні станції, а також підземні газові сховища, займалися як вітчизняні, так і зарубіжні науковці та наукові школи. Серед них необхідно відзначити: Грудза В. Я. [1-3, 15], Костіва Я. В. [1, 8, 11, 12], Тимківа Д. Ф. [1, 3, 12], Ковалко М. П. [13], Середюк М. Д. [18] та ін.

Вивчення та дослідження показали, що для стабілізації оптимальних параметрів роботи

газопроводу у відповідних режимах необхідно розробити математичні моделі оперативного керування складними газотранспортними системами. При цьому, в моделі необхідно врахувати роботу підземних сховищ газу в сезони відбирання та нагнітання газу.

В роботі [7] автор показав, що нехтування в моделях взаємовпливами теплових і гідравлічних полів призведе до підвищення аварійності.

У працях [8, 9] процеси перекачування газу трубопроводами, задачі гідродинаміки і теплообміну наведені окремо, незалежно одна від одної. Задача теплообміну газу авторами була розв'язана без урахування перепадів тиску в часі з навколишнім середовищем, але за умови стаціонарності динамічних процесів. У роботах [1, 2] авторами для полегшення методики розрахунку неусталених режимів запропоновано розглядати протікання газу в два етапи: розрахувати зміну тиску та швидкості газу за стабільної температури та визначити нестационарний теплообмін між газом та оточуючим газопровід ґрунтом. Даний теплообмін проходить доти, поки в ґрунті не створиться стаціонарне температурне поле (розподіл швидкості та тиску вважати усталеним). Однак результати досліджень [16, 17] засвідчують, що зміна швидкості потоку газу за течією та вздовж газопроводу має вплив на характер й швидкість теплообміну газопроводу з навколишнім середовищем, а перепад температури викликає новий розподіл швидкостей та зміну режиму течії газу. Тому задача моделювання процесів течії газу в ГТС об'єднує дві структури - термодинамічну і гідравлічну в єдину систему.

Отже, з'являється потреба у вирішенні задачі досить загального характеру, а саме: визначення методів розрахунку неусталених неізотермічних режимів транспортування газу складними взаємопов'язаними газотранспортними магістралями з врахуванням роботи підземних газосховищ.

Висвітлення невіршених раніше частин загальної проблеми. Пропускна здатність сітки газопроводів з врахуванням режимів роботи сховищ газу як функція параметрів режиму є одним з основних виробничих показників, який аналізує ступінь роботи як газопроводів, так і підземних сховищ газу за призначенням.

Збільшення чи зменшення газоспоживання дозволяє регулювати продуктивності газотранспортної системи з допомогою підземних сховищ. При наявності широкого спектру сховищ газу (що мають різноманітні експлуатаційні параметри та неоднакові обсяги активного газу і різноманітне розташування трасою газотранспортної системи) можна виробити принципову стратегію використання ПСГ у певному конкретному випадку, яка б призводила, в остаточному рахунку, до зниження енерговитрат на транспортування газу.

В основу стратегії раціонального використання підземних сховищ газу при трубопровідному транспорті, з точки зору мінімізації енерговитрат, закладено вивчення впливу розташування сховища газу на шляху газотранспортної системи на число енерговитрат.

Формулювання цілей статті. Мета роботи полягає в аналізі та дослідженні енергоефективних параметрів роботи складної газотранспортної системи в комплексі з підземними сховищами газу (за умови змінного їх завантаження).

В основу стратегії раціонального використання підземних сховищ газу, при трубопровідному транспорті, для врахування мінімізації енерговитрат закладено визначення впливу розташування сховища газу на трасі газотранспортної системи на показник енерговитрат.

З метою аналітичного дослідження залежності енерговитрат на транспортування газу від розташування ПСГ на трасі, аналізується гіпотетична газотранспортна система, що утворюється з трьох компресорних станцій і трьох лінійних ділянок з певними відомими їх технічними і режимними показниками. Вважається, що підземне сховище газу може розташовуватись після КС-2 (варіант 1), або після КС-3 (варіант 2). Підземні сховища газу прийнято однотипними (як за фільтраційними показниками пласта, так і за об'ємами активного і буферного газу). Газ в ПСГ закачується з виходу відповідної КС, а відбирання здійснюється безкомпресорним методом.

Задача оптимального керування режимами ГТС з використанням комплексу ПСГ полягає у

дослідженні впливу енерговитрат на показник компримування газу протягом року з врахуванням варіантів 1 і 2. Мінімальні витрати енергії на транспорт газу допоможуть знайти раціональний шлях визначення режимів роботи газотранспортної системи в комплексі з ПСГ.

#### **Виклад основного матеріалу дослідження.**

Використання підземних сховищ газу при експлуатації газотранспортної системи з неповним завантаженням дозволить, окрім вирівнювання сезонної нерівномірності транспортування газу, збільшити надійність забезпечення газом споживачів і енергоефективність газотранспортного комплексу. За таких умов зберігання газу в ПСГ, параметри закачування і відбирання газу повинні забезпечити мінімальні затрати енергоресурсів на експлуатацію газотранспортної системи в цілому.

Насамперед, використання ПСГ повинно розвантажити газотранспортну систему в час зростання подачі газу на її початку та зменшення його відбирання в кінці.

Важливе значення також відіграє географічне розташування кожного з сховищ і його технологічні характеристики, до яких слід віднести активний об'єм сховища, максимальний пластовий тиск, допустиму депресію тиску на пласт, і які визначають максимальну продуктивність ПСГ.

Визначення максимального значення продуктивності підземного сховища газу потрібне для формування критерію оптимальності експлуатаційних режимів складної газотранспортної системи з точки зору енерговитратності.

При вирішенні практичної реалізації запропонованої моделі прогнозування параметрів роботи ГТС в системі з підземними сховищами газу необхідно враховувати інформацію про величину шляхових зосереджених відборів (підкачок) газу, які проходять з використанням ПСГ. Задача визначення максимальної добової продуктивності сховища є частиною більш узагальненої задачі прогнозування параметрів ГТС у цілому з метою їх подальшого аналізу за визначеними критеріями оптимальності. Тому реалізація поставленої задачі можлива тільки аналітичними методами.

Очевидно, що максимальна продуктивність підземного сховища газу в період відбирання не може бути показаною у вигляді суми абсолютно вільних дебітів всіх експлуатаційних свердловин, оскільки при її розрахунку слід враховувати гідравлічний опір системи збирання газу на ПСГ і її технічний стан, який оцінюється коефіцієнтом гідравлічної ефективності шлейфів і колекторів.

Як відомо, продуктивність газового родовища визначається не тільки характером фільтрації газу в пористому середовищі продуктивного горизонту, а й газодинамічним опором системи збирання газу, який показує реальний дебіт свердловин. Протягом періоду експлуатації сховища існує тенденція зростання газодинамічного опору системи збирання газу, що викликає додаткові енерговитрати і зменшення продуктивності сховища. Процес старіння газопроводів, в газодинамічному сенсі, характеризується гідравлічною ефективністю, яку потрібно оцінювати коефіцієнтом, що є співвідношенням фактичної витрати газу через поперечний переріз трубопроводу до її проектної величини.

Продуктивність ПСГ в період відбирання розраховувалась для кожного сховища (за умов нелінійної фільтрації газу в продуктивному горизонті і середніх значеннях коефіцієнтів фільтраційного опору). Загальна продуктивність ПСГ визначалася як сума дебітів експлуатаційних свердловин, тобто

$$Q = \sum_{i=1}^n g_i = n g$$

При відомих тисках в пласті і трубопроводі дебіт свердловини визначався за формулою

$$q = -\frac{a}{2(b - c_{cic}^2 e^{2s})} + \sqrt{\frac{a^2}{4(b - c_{cic}^2 e^{2s})} + \frac{p_{\Pi}^2 - p_k^2 e^{2s}}{b - c_{cic}^2 e^{2s}}} \quad (1)$$

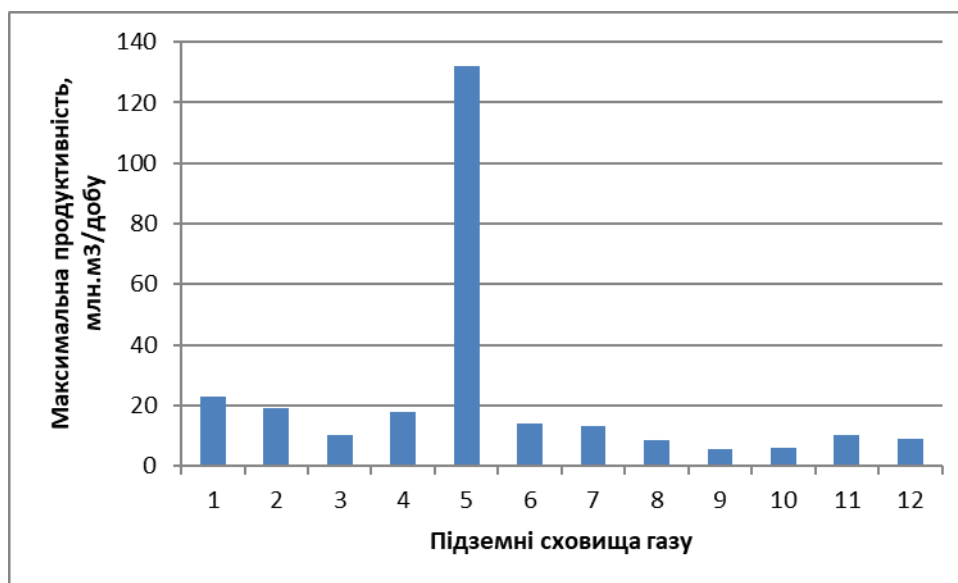
Задача розрахунку максимальної добової продуктивності сховища є частиною більш загальної задачі прогнозування режимів ГТС у цілому з метою їх подальшого аналізу за відповідними критеріями оптимальності. Тому реалізація поставленої задачі можлива тільки аналітичними методами.

Оскільки середній дебіт свердловини залежить від коефіцієнта газодинамічного опору системи  $c_{сист.}$ , який своєю чергою, є функцією гідравлічної ефективності кожного елемента системи, то дебіт свердловини можна

представити функцією гідравлічної ефективності системи за кожним її елементом, а продуктивність ПСГ визначити на основі (1). На рисунку 1 дана порівняльна характеристика ПСГ України за критерієм добової продуктивності. Подальші дослідження потрібні для оцінки впливу розташування газосховища на трасі газотранспортної системи на енергоефективність транспортування газу.

Нехай в момент часу  $t_0$  через зменшення попиту на газ у споживачів (початок неопалювального сезону) величина продуктивності газопроводу зменшилась на  $\Delta Q$ . У такому випадку величина зменшення продуктивності закачується в ПСГ і зберігається там до початку опалювального сезону  $t_1$ . Таким

чином, протягом проміжку часу поточного року  $(t_0, t_1)$  споживання газу складатиме  $Q - \Delta Q$ , а на проміжку часу опалювального сезону  $(t_1, t_0)$  споживання газу зросте до  $Q + \Delta Q$ . Отже, (варіант 1) компресорні станції КС-1 і КС-2 на проміжку часу неопалювального сезону  $(t_0, t_1)$  працюватимуть з продуктивністю  $Q$  і продовжуватимуть працювати з тією ж продуктивністю на період опалювального сезону  $(t_1, t_0)$ . Станція КС-3 на період неопалювального сезону працюватиме з продуктивністю  $Q - \Delta Q$ , а на період опалювального сезону її продуктивність зросте до  $Q + \Delta Q$ .



1-Богородчанське; 2-Дашавське; 3-Опарське; 4- Угерське;  
 5-Більче-Волицьке; 6-Червонопартизанське; 7- Солохівське;  
 8-Кегечівське; 9-Красноповське; 10 – Вергунське;  
 11- Пролетарське; Олішевське.

Рисунок 1 – Максимальна розрахункова продуктивність ПСГ

У варіанті 2 всі компресорні станції цілий рік працюватимуть з продуктивністю  $Q$ .

Виникає задача, яка полягає у визначенні витрат енергії на компримування газу протягом року відповідно до варіантів 1 і 2. Найменші витрати енергії на транспорт газу вказуватимуть на раціональний шлях визначення режимів роботи газотранспортної системи в комплексі з ПСГ.

Таким чином, виникає задача вибору оптимального розташування підземного сховища газу на трасі газотранспортної системи за параметром мінімальних енерговитрат на трубопровідний транспорт газу.

При формуванні математичних моделей лінійної частини і компресорних станцій газотранспортної системи приймалось, що режим руху газу в газопроводах стаціонарний.

Компресорні станції гіпотетичної газотранспортної системи приймалися однотипними і обладнаними повнонапірними газоперекачувальними агрегатами ССР-224, з паралельною їх роботою по два робочих і одному резервному на кожній КС. Характеристики одиничного ГПА вказаного типу апроксимуються залежностями

$$\varepsilon^2 = a - bQ_b^2$$

$$\left[ \frac{N_i}{\rho} \right] = C_0 + C_1 Q + C_2 Q_b^2, \quad (2)$$

де  $\varepsilon$  - ступінь підвищення тиску ГПА;  $Q_b$  - об'ємна продуктивність ГПА за умов входу;  $\left[ \frac{N_i}{\rho} \right]$  - внутрішня зведена потужність;  $a, b, C_i$  - апроксимаційні коефіцієнти як параметри моделювання графічного вигляду характеристики.

Апроксимаційні коефіцієнти в залежності від швидкості обертання ротора нагнітача близькі до лінійних і можуть бути виражені формулами

$$a = \alpha + \beta \bar{n}; \quad b = \gamma + \theta \bar{n}, \quad (3)$$

де  $\bar{n}$  - відносна швидкість обертання роторів нагнітача;  $\alpha, \beta, \gamma, \theta$  - сталі коефіцієнти.

У випадку сумісності роботи двох різнотипних нагнітачів їх характеристику доцільно показати у вигляді

$$\varepsilon^2 = A - B Q_b^2$$

де  $A, B$  - коефіцієнти характеристики сумісної роботи нагнітачів,  $Q_b$  - об'ємна продуктивність системи за умов всмоктування.

Лінійні ділянки гіпотетичної газотранспортної системи представлені одноступінчастим газопроводом, характеристики ділянок представлені у вигляді

$$P_H^2 = P_K^2 - C_j Q^2, \quad (4)$$

де  $P_H, P_K$  - тиск на початку і в кінці ділянки;  $C_j$  - коефіцієнт пропорційності для ділянки з номером  $J$

$$c_j = \frac{\lambda_i \Delta z T_j L_j}{(0.326 \cdot 10^{-6} d_j^{2.5})^2}$$

Коефіцієнт  $c_j$  у загальному випадку, залежить від витрати газу  $Q$ , тому це рівняння не є показником роботи ділянки газопроводу. Ця залежність характерна тільки в зоні шорстких труб турбулентного режиму, де коефіцієнт гідравлічного опору не залежить від критерію Рейнольдса. В інших випадках для побудови характеристики лінійної ділянки слід враховувати метод ітерацій, прийнявши за початкове наближення рух газу в зоні шорстких труб турбулентного режиму.

Коли лінійна частина складної газотранспортної системи складається з кінцевого числа паралельних ниток, з'єднаних перемичками, лупінгів і вставок, то постановка задачі може бути зведена до простого одноступінчастого газопроводу методом еквівалентного діаметру.

У результаті вирішення отриманої системи рівнянь із невідомою пропускною здатністю  $Q$  маємо розв'язок у вигляді

$$Q = \sqrt{\frac{\prod_{j=1}^n A_j P_{B_j}^2 - P_k^2}{\sum_{i=1}^n \prod_{j=1}^n A_{j+1} (\bar{B}_j + C_j)}} \quad (5)$$

За допомогою даної моделі можна прогнозувати режим роботи газотранспортної системи зі шляховими відборами (підкачками) газу, наприклад, у комплексі з підземними сховищами газу. Якщо на вході КС- $j$  здійснюється відбирання газу з витратою  $q$ , то характеристика станції має вигляд

$$P_{H_j}^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j (Q - q)^2$$

або

$$P_{H_j}^2 = A_j P_{H_j}^2 - B_j Q^2 \left( 1 - \frac{q}{Q} \right)^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j Q^2 (SQ)^2 \quad (6)$$

де  $\delta Q = 1 - \frac{q}{Q}$  - відносне зменшення

продуктивності.

Якщо відбирання  $q$  здійснюється з виходу КС- $j$ , то рівняння її характеристики не змінюється, а рівняння наступної лінійної ділянки має вигляд:

$$P_{H_j}^2 - P_{B_{j+1}}^2 = C_j (Q - q)^2 = C_j Q^2 (\delta Q)^2 \quad (7)$$

Якщо відбирання газу з витратою  $q$  здійснюється на  $j$ -тій лінійній ділянці на відстані  $l_j$  - від КС- $j$ , то характеристика  $j$ -тої лінійної ділянки будується на основі системи алгебраїчних рівнянь, яка може бути зведена до рівняння

$$P_{H_j}^2 - P_{B_{j+1}}^2 = C_j Q^2 [\delta L_j (1 - \delta Q^2) - \delta Q^2], \quad (8)$$

де  $\delta L_j = \frac{l_j}{L_j}$  - відносна відстань від КС- $j$  до

шляхового відбору.

Якщо величина шляхового відбирання  $\delta Q$  постійна в часі, то врахування шляхових

відборів зведеться до коректування коефіцієнта  $C_j$  у характеристиці лінійної ділянки.

$$C_j^* = C_j [\delta L_j (1 - \delta Q^2) - \delta Q^2] \quad (9)$$

Для гіпотетичної газотранспортної системи, що аналізується, пропускна здатність у випадку, коли закачування газу в ПСГ здійснюється з виходу КС-2, на основі (4.9) отримаємо

$$Q = \sqrt{\frac{A_1 A_2 A_3 P_{B_1}^2 - P_K^2}{A_2 A_3 (B_1 + C_1) + A_3 (B_2 + C_2 \delta Q^2) + (B_3 + C_3) \delta Q^2}} \quad (10)$$

Нехай відбирання газу з магістралі в ПСГ складе 20% від обсягу перекачування, тобто  $q/Q=0,2$ , а всі КС однотипні і всі лінійні ділянки однакові, то визначимо значення пропускної здатності системи в період

закачування газу в ПСГ  $Q=22,41$  млн.м<sup>3</sup>/добу.

Використовуючи рівняння характеристики кожної з КС і характеристики кожної з лінійних ділянок у формі, визначимо значення тисків на вході і виході кожної з КС. За показниками розрахунків побудовано лінії депресії тисків, показано у вигляді графіків на рисунку 2 (синій колір).

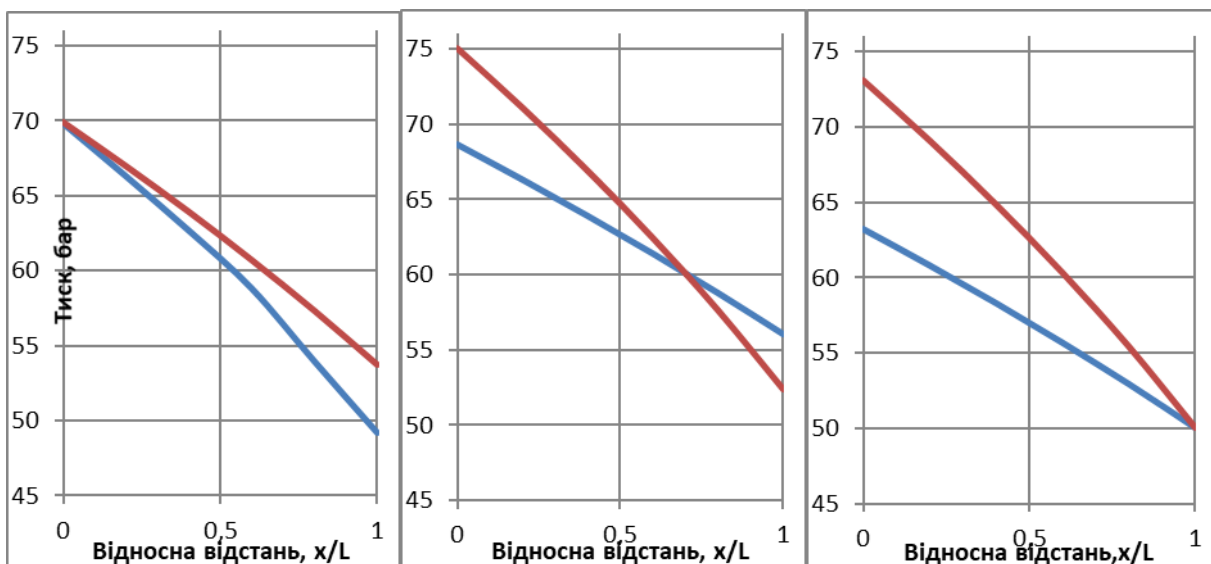


Рисунок 2 – Режим роботи газотранспортної системи при закачуванні і відбиранні газу з ПСГ після КС-2

В період відбирання газу з ПСГ продуктивність системи після КС-2 зросте на величину  $q/Q=0,2$  тобто складатиме  $Q(1+q/Q)=1,2 Q$ . Використавши побудовану модель,

знайдемо пропускну здатність системи в період відбору (вона складе на початку системи 18,969 млн.м<sup>3</sup>/добу) і тиски на вході і виході кожної КС. Лінії депресії тиску представлені на рисунку 1 червоним кольором.

Коли відома продуктивність кожної КС і тиски газу на вході і виході, визначимо сумарну потужність всіх ГПА на КС з умови ізотермічного стиску газу. Оскільки потужності при закачуванні і відбиранні необхідні виключно для порівняння варіантів, то умова ізотермічного стиску буде прийнятною, тому що виключить з розгляду вплив температурного фактора при компримуванні. Таким чином, сумарна потужність компримування газу в період закачування складе

$$N_3 = Q_{B1} P_{B1} \ln \frac{P_{H1}}{P_{B1}} + Q_{B2} P_{B2} \ln \frac{P_{H2}}{P_{B2}} + Q_{B3} P_{B3} \ln \frac{P_{H31}}{P_{B3}} \quad (11)$$

Сумарні енерговитрати на транспортування газу за варіантом 1 визначатимуться сумою

$$E_\Sigma = N_3(t_0 - t_1) + N_B(t_1 - t_0)$$

де:  $(t_0 - t_1); (t_1 - t_0)$  - періоди закачування і відбирання відповідно.

За рівних тривалостей періодів закачування і відбирання сумарні енерговитрати на транспортування газу дорівнюватимуть сумарній потужності ГПА на КС за вказані періоди

$$E_\Sigma = N_\Sigma = N_3 + N_B.$$

За результатами зроблених розрахунків витрати газу і тисків на вході і виході кожної КС енерговитрати на транспорт складають 29,2819 МВт год.

Розглянемо варіант 2 роботи системи, в якому закачування і відбір газу в ПСГ здійснюються після КС-3.

Математична модель для даного випадку, побудована на базі аналогічних рівнянь, дозволяє вивести формулу пропускної здатності

$$Q = \sqrt{\frac{A_1 A_2 A_3 P_{B1}^2 - P_K^2}{A_2 A_3 (B_1 + C_1) + A_3 (B_2 + C_2) + B_3 + C_3}} \cdot Q^2 \quad (12)$$

Розрахунки, проведені при аналогічних параметрах КС і лінійної частини показують результат:

- для періоду закачування газу  
 $Q = 21,21$  млн.м<sup>3</sup>/добу
- для періоду відбирання газу  
 $Q = 18,71$  млн.м<sup>3</sup>/добу

Враховуючи рівняння характеристики кожної з КС і характеристик кожної з лінійних ділянок, отримаємо значення тисків на вході і виході кожної з КС. Лінії депресії тисків, побудовані за даними розрахунків, представлені у вигляді графіків на рисунку 3 (синій колір).

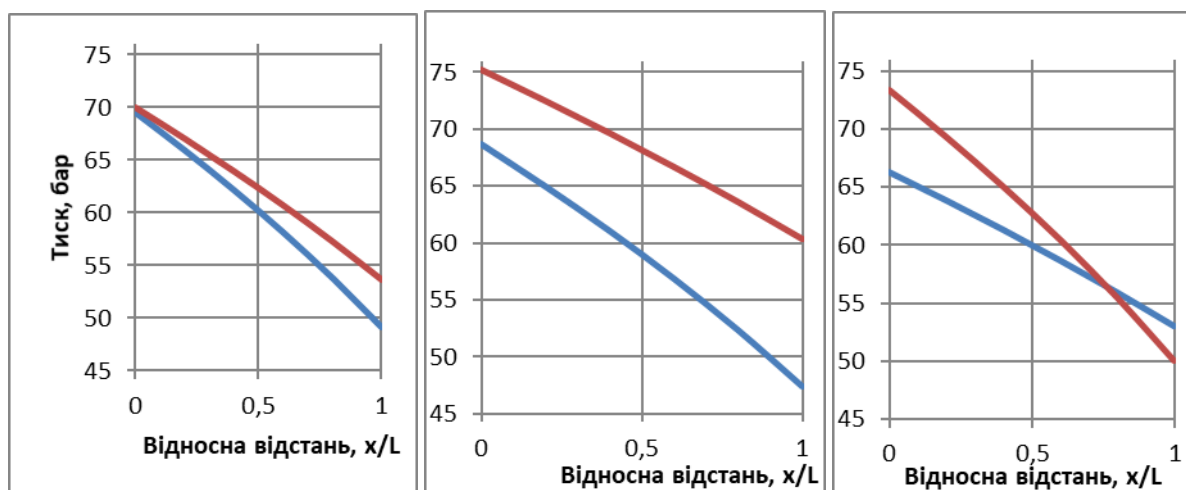


Рисунок 3 – Режим роботи газотранспортної системи при закачуванні і відбиранні газу з ПСГ після КС-3

За аналогією з варіантом 1 за відомими тисками на вході і виході і продуктивності кожної з КС розраховано ступені підвищення тиску і потужність компресорних станцій за умови ізотермічного стискування газу для умов закачування і відбиранні газу з ПСГ. Їх величини склали 28,999 МВт год.

Різниця між енерговитратами на транспортування газу по варіанту 1 і варіанту 2 складе 0,2821 МВт год (0,97%), що свідчить про енерговигідність варіанту 2 порівняно з варіантом 1.

Невеликий процент економії енерговитрат за варіантом 2 порівняно з варіантом 1 пояснюється незначним обсягом закачування

газу в ПСГ (20 % від продуктивності газопроводу) і невеликим числом КС на трасі ГТС.

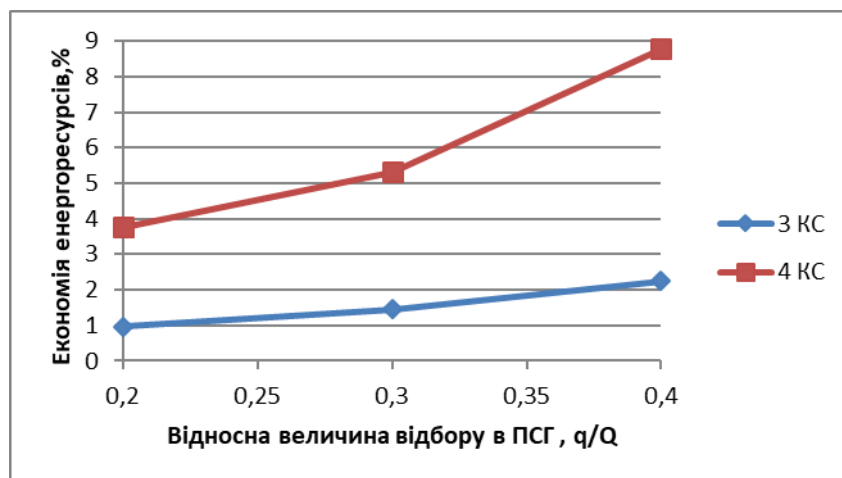


Рисунок 4 – Залежність економії енерговитрат на транспорт газу від обсягів закачування в ПСГ за різних кількостей КС у ГТС.

Аналогічні розрахунки, що проводились для вказаної гіпотетичної газотранспортної системи при співвідношенні обсягу закачування і продуктивності газопроводу  $q/Q=0,3$ , вказують на зростання економії енергоресурсів на транспорт газу до 1,455 %, а при співвідношенні  $q/Q=0,4$ , вказана величина економії сягає 2,245 %.

При збільшенні числа КС у газотранспортній системі величина економії енергоресурсів збільшується. Так, при загальній кількості КС в газотранспортній системі 4 одиниці за умови, що закачування газу в ПСГ здійснюється після виходу КС-2 (варіант 1), порівняно з варіантом 2, в якому закачування газу в ПСГ здійснюється після виходу КС-4.

Економія енергоресурсів при  $q/Q=0,2$  згідно з розрахунками складає 3,763 %, при співвідношенні обсягу закачування і продуктивності  $q/Q=0,3$  ця величина збільшується до 5,312 %, а при  $q/Q=0,4$  – складає 8,773 %.

#### Висновки і перспективи досліджень:

1. Принцип енергоефективності застосування ПСГ в системах транспортування газу на далекі відстані з метою вирівнювання нерівномірності газоспоживання полягає в тому, що найперше слід використовувати ПСГ, які найближче розташовані до споживачів, тобто знаходяться в кінцевих точках траси ГТС. Це підтверджує зроблений раніше висновок про те,

що зі збільшенням номера КС її вплив на пропускну здатність газотранспортної системи зменшується.

2. При визначенні максимальної добової продуктивності ПСГ недостатньо користуватися коефіцієнтами фільтраційного опору пористого середовища; при цьому слід враховувати газодинамічний опір системи збирання газу, зокрема, її гідравлічну ефективність.

#### Література

1. Грудз В. Я. Математичне моделювання складних газотранспортних систем в комплексі з ПСГ / Грудз В. Я., Костів Я. В., Процюк В. Р., Тимків Д. Ф. Scientific Journal «ScienceRise». 2016. № 4/2 (21). С.44-49.
2. Грудз В. Я. Пускові динамічні параметри газу на дільниці магістрального газопроводу / Грудз В. Я., Тутко Т. Ф.. Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Транспорт і зберігання нафти і газу. 2001. Вип.38 (т. 5). С.45-61.
3. Грудз В. Я. Керування режимами газотранспортних систем / Грудз В. Я., Тимків Д. Ф., Михалків В. Б., Лінчевський М. П.. - К.: Укргазпром, 1996. 150 с.
4. Olijnyk A. O. Estimation of gas losses based on the characteristic of the state of wells of dashava storage / Olijnyk A., Chernova O. // Eastern-evropean journal of enterprise technologies (2017). 6/8 (90). С. 25-32.

5. Жидкова М.А. О точности линеаризации уравнения движения газа. Газовая промышленность. 1965. №11. С. 20-26.

6. Жидкова М.А. Переходные процессы в магистральных газопроводах. - К.: Наукова думка, 1979. 255 с.

7. Зарицкий С.П. О влиянии температуры на входе в компрессор на мощность ГТУ ГТН-10И. / Зарицкий С.П., Деев В.С., Корнеев В.И. Транспорт и хранение газа. 1979. №2. С.1-10.с.

8. Костів Я. В. Розробка методів керування складною газотранспортною системою при різних режимах загрузки. Нафтогазова енергетика-2015.МНПК. - Івано-Франківськ, 15-19.05.2017. С. 272-273.

9. Яковлев Е.И. Методика оперативного диспетчерского управления режимами сложных газотранспортных систем / Яковлев Е.И., Крылов Г.В., Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф. К- 1986.

10. Яковлев Е.И. Методика расчета сложных газотранспортных систем с пересеченным профилем трассы / Яковлев Е.И., Казак А.С., Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф. -К., 1984.

11. Тимків Д. Ф. Газодинамічні розрахунки технологічних показників експлуатації багатопластових газосховищ (на прикладі Пролетарського) / Тимків Д. Ф., Заєць В. О., Костів Я. В. Технологический аудит и резервы производства.- 2016. № 3(2). С. 20-24.

12. Тимків Д. Ф. Рациональне керування газотранспортним комплексом з урахуванням підземних сховищ газу / Тимків Д. Ф., Костів Я. В. «Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання». Зб. Тез доп. науково-практ. конф. студентів і молодих вчених. Івано-Франківськ. 24-25 листопада 2015. С.107-108

13. Ковалко М. П. та ін. Трубопроводный транспорт газа. -К.: АренаЕКО, 2002, 600 с.

14. Бобровский С. А. и др. Трубопроводный транспорт газа.- М., 1976.

15. В.Я. Грудз. Особливості прогнозування гідрогазодинамічних процесів в ПСГ за умов пружного режиму нагнітання газу / В.Я. Грудз, Р.Я. Шимко, О.Т. Чернова // Науковий вісник. – 2004. – Т.2, № 2. - С. 55-61.

15. Jaeschke Manfred. Accurate prediction of compressibility factors by the GERG virial equation / Manfred Jaeschke [et al.] // SPE Production engineering. 1991. P. 343-349 st.

16. LeVeque R. J. A study of numerical methods for hyperbolic conservation laws with stiff source terms / LeVeque R. J., H. C. Yee // Journal of computational physics. 1990. № 86. 187-210 st.

17. Середюк М. Д. Підземне зберігання газу / Середюк М. Д. Савків Б. П.: навчальний посібник: ІФНТУНГ. 2015. 232 с.

18. Чернова О. Т., Гершун Б. І. Аналіз зростання дебіту свердловини за рахунок збільшення діаметру фонтанних труб Дашавського ПСГ. Науково-технічний журнал «Методи та прилади контролю якості» Івано-Франківськ, № 1 (44) 2020 р. ст. 76-88.ст.

19. Halyna Zelinska. Modeling of the Gas Transmission Reliability as a Component of Economical Security of Ukrainian Gas Transmission System / Halyna Zelinska, Irina Fedorovyc, Uliana Andrusiv, Oksana Chernova, Halyna Kupalova. Machine Learning for Prediction of Emergent Economy Dynamics Proceedings of the Selected Papers of the Special Edition of International Conference on Monitoring, Modeling & Management of Emergent Economy (M3E2-MLPEED 2020), - Odessa, Ukraine July 13-18, 2020. Arnold Kiv (Ed.). 415-433 st.

## References

1. Hrudz V. Ya. Matematychnе modeliuвання skladnykh hazotransportnykh system v kompleksi z PSH / Hrudz V. Ya. ,Kostiv Ya. V., Protsiuk V. R., Tymkiv D. F. Scientific Journal «ScienceRise». 2016. № 4/2 (21). P.44-49.

2. Hrudz V. Ya. Puskovi dynamichni parametry hazu na dilnytsi mahistralnoho hazoprovodu / Hrudz V. Ya. , Tutko T. F.. Rozvidka i rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. Seria: Transport i zberihannia nafty i hazu. 2001. Vyp.38 (t. 5). P.45-61.

3. Hrudz V. Ya. Keruvannia rezhymamy hazotransportnykh system / Hrudz V. Ya., Tymkiv D. F., Mykhalkiv V. B., Linchevskyi M. P.. - К.: Ukhazprom, 1996. 150 p.

4. Olijnyk A. O. Estimation of gas losses based on the characteristic of the state of wells of dashava storage / Olijnyk A., Chernova O. // Eastern-evropean journal of enterprise techologies) – 2017. – 6/8 (90). – P. 25-32.

5. Zhydkova M.A. О тоchnosti lynearyzatsyy uravneniya dvyzheniya haza. Hazovaia promishlennost. 1965. №11. P. 20-26.

6. Zhydkova M.A. Perekhodnye protsessy v mahystralnykh hazoprovodakh. - K.: Naukova dumka, 1979. 255 p.
7. Zarytskyi S.P. O vlyiany temperature na vkhode v kompressor na moshchnost HTU HTN-10Y. / Zarytskyi S.P., Deev V.S., Korneev V.Y. Transport y khraneny haza. 1979. №2. P.1-10.
8. Kostiv Ya. V. Rozrobka metodiv keruvannia skladnoiu hazotransportnoiu systemoiu pry riznykh rezhymakh zahruzky. Naftohazova enerhetyka-2015.MNPK. - Ivano-Frankivsk, 15-19.05.2017. P. 272-273.
9. Iakovlev E.Y. Metodyka operatyvnoho dyspetcherskoho upravleniia rezhymamy slozhnykh hazotransportnykh system / Yakovlev E.Y., Krilov H.V., Hrudz V.Ia., Tumkyv D.F. K-1986.
10. Iakovlev E.Y. Metodyka rascheta slozhnykh hazotransportnykh system s peresechennum profylem trassu / Yakovlev E.Y., Kazak A.S., Hrudz V.Ia., Tumkyv D.F. -K., 1984.
11. Tymkiv D. F. Hazodynamichni rozrakhunky tekhnolohichnykh pokaznykiv ekspluatatsii bahatoplastovykh hazoskhovyshch (na prykladi Proletarskoho) / Tymkiv D. F., Zaiets V. O., Kostiv Ya. V. Tekhnolohycheskyi audyt y rezervi proyzvodstva. 2016. № 3(2). P. 20-24.
12. Tymkiv D. F. Ratsionalne keruvannia hazotransportnym kompleksom z urakhuvanniam pidzemnykh skhovyshch hazu / Tymkiv D. F., Kostiv Ya. V. «Metody ta zasoby neruivnoho kontroliu promyslovoho obladnannia». Zb. Tez dop. naukovo-prakt. konf. studentiv i molodykh vchenykh. Ivano-Frankivsk. 24-25 lystopada 2015. P.107-108
13. Kovalko M. P. ta in. Truboprovodnyi transport hazu. K.: ArenaEKO, 2002, 600 p.
14. Bobrovskyi S. A. y dr. Truboprovodnii transport haza. M., 1976.
15. V.Ia. Hrudz. Osoblyvosti prohnozuvannia hidrohazodynamichnykh protsesiv v PSH za umov pruzhnoho rezhymu nahnitannia hazu / V.Ia. Hrudz, R.Ia. Shymko, O.T. Chernova // Naukovyi visnyk. 2004. T.2, № 2. P. 55-61.
16. LeVeque R. J. A study of numerical methods for hyperbolic conservation laws with stiff source terms / LeVeque R. J., H. C. Yee // Journal of computational physics. 1990. № 86. 187-210 p.
17. Serediuk M. D. Pidzemne zberihannia hazu / Serediuk M. D. Savkiv B. P.: navchalnyi posibnyk: IFNTUNH. 2015. - 232 s.
18. Chernova O. T., Hershun B. I. Analiz zrostannia debitu sverdlovyny za rakhunok zbilshennia diametru fontannykh trub Dashavskoho PSH. Naukovo-tekhnichnyi zhurnal «Metody ta pryklady kontroliu yakosti» Ivano-Frankivsk, № 1 (44) 2020 r. p. 76-88.
19. Halyna Zelinska. Modeling of the Gas Transmission Reliability as a Component of Economical Security of Ukrainian Gas Transmission System / Halyna Zelinska, Irina Fedorovyc, Uliana Andrusiv, Oksana Chernova, Halyna Kupalova. Machine Learning for Prediction of Emergent Economy Dynamics Proceedings of the Selected Papers of the Special Edition of International Conference on Monitoring, Modeling & Management of Emergent Economy (M3E2-MLPEED 2020), Odessa, Ukraine July 13-18, 2020. Arnold Kiv (Ed.). 415-433 p.

## МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ В ЗАДАЧАХ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ

УДК 681.51

DOI:10.31471/1993-9981-2021-2(47)-83-95

### МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ПІДГРІВНИКА З ПРОМІЖНИМ ТЕПЛОНОСІЄМ

*М. І. Горбійчук, М. І. Козутяк, В. М. Гарасимів*

*Інститут інформаційних технологій, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; e-mail: kafatp@ukr.net*

Шляхові підігрівачі є одним із елементів технологічного обладнання на нафтових та газоконденсатних родовищах та при транспортуванні нафти, нафтопродуктів і природного газу. Встановлено, що для м'якого підігріву в'язких нафтопродуктів, а також уникнення гідратуутворення при дроселюванні природного газу, з метою подальшого транспортування трубопроводами до місця збору, переробки і споживання, доцільно застосувати шляхові підігрівачі з проміжним теплоносієм (водою), яка нагрівається при спалюванні попутного (комерційного) газу і передає тепло технологічному потоку через теплообмінну поверхню. Значна частина наукових публікацій присвячена підвищенню ефективності роботи таких апаратів із застосуванням різноманітних технологічних новацій по рекуперації тепла димових газів, а також застосуванням якісних систем регулювання. На основі аналізу підігрівника як об'єкта автоматизації встановлено основні вхідні, збурювальні чинники та вихідні параметри контролю та регулювання і розроблено інформаційну структуру підігрівника як кібернетичної системи. Ґрунтуючись на рівняннях матеріального та теплового балансу апарату розроблено математичну модель динаміки процесу підігріву технологічних потоків, яка включає диференціальні рівняння теплового балансу продуктового теплообмінника, проміжного теплоносія, димових газів у газоході, що утворились при спалюванні газу. Система рівнянь доповнена рівняннями теплопередачі через дві поверхні теплообмінну від води до цільового продукту та від димових газів проміжному теплоносію. Проведено лінеаризацію нелінійних складових розробленої моделі в околі робочої точки. На основі отриманого математичного опису підігрівника синтезовано структурну схему моделі, яка показує взаємозв'язки вхідних параметрів, керувальної дії та вихідних змінних у відхиленнях від базової точки робочого режиму.

**Ключові слова:** непрямий підігрів, кібернетична модель, теплопередача, енергетичний баланс, система управління.

Путевые подогреватели один из элементов технологического оборудования на нефтяных и газоконденсатных месторождениях и при транспортировке нефти, нефтепродуктов и природного газа. Установлено, что для мягкого подогрева вязких нефтей и нефтепродуктов, а также во избежание гидратообразования при дроселировании природного газа, с целью дальнейшей транспортировки по трубопроводам к месту сбора, переработки и потребления, целесообразно применить путевые подогреватели с промежуточным теплоносителем (водой), которая нагревается при сжигании попутного (комерционного) газа и передает тепло технологическому потоку через теплообменную поверхность. Значительная часть научных публикаций относится к повышению эффективности работы таких аппаратов с применением различных технологических новацій по рекуперации тепла дымовых газов, а также применением качественных систем регулювання. На основании анализа подогревателя как объекта автоматизации установлены основные входные, возмущающие факторы и выходные параметры контроля и регулювання и разработана информационная структура подогревателя как кибернетической системы. Основываясь на уравнениях материального и теплового баланса аппарата разработана математическая модель динамики процесса подогрева технологических потоков, которая включает дифференциальные уравнения теплового баланса продуктового теплообменника, промежуточного теплоносителя, дымовых газов в газоходе, образовавшихся при сжигании газа. Система уравнений дополнена уравнениями теплопередачи через две поверхности теплообмена от воды к целевому продукту и от дымовых газов к промежуточному теплоносителю. Проведено лінеаризацію нелінійних составляющих разработанной модели в окрестности рабочей точки. На основании

полученного математического описания подогревателя синтезировано структурную схему модели, которая показывает взаимосвязи входных параметров, управляющего действия и выходных переменных в отклонениях от базовой точки рабочего режима.

**Ключевые слова:** непрямой подогрев, кибернетическая модель, теплопередача, энергетический баланс, система управления.

Track heaters are one of the technological equipment's elements of oil and gas condensate deposits during the transportation of oil, oil products and natural gas. It was found that it is advisable to use line heaters with an intermediate heat carrier (water), which is heated during combustion associated (commercial) gas and transfers heat to the process flow through the heat exchange surface for soft heating of viscous oils and oil products to avoid hydrate formation during throttling of natural gas, with the aim of further transportation through pipelines to the place of collection, processing and consumption. A significant part of scientific publications relates to improving the efficiency of such devices with the use of various technological innovations for heat recovery from flue gases, as well as the use of high-quality control systems. On the basis of the analysis of the heater as an object of automation, the main input, disturbing factors and output parameters of control and regulation were established, and the information structure of the heater as a cybernetic system was developed. Based on the equations of the material and heat balance of the apparatus, the mathematical model of the dynamics of the process of heating technological streams has been developed, which includes the differential equations of the heat balance of the product heat exchanger, intermediate heat carrier, flue gases in the gas duct formed during gas combustion. The system of equations is supplemented by equations of heat transfer through two heat exchange surfaces from water to the target product and from flue gases to an intermediate heat carrier. The linearization of the nonlinear components of the developed model in the vicinity of the operating point is carried out. Based on the obtained mathematical description of the heater, a block diagram of the model was synthesized, which shows the relationship of input parameters, control action and output variables in deviations from the base point of the operating mode.

**Key words:** indirect heating, cybernetic model, heat transfer, energy balance, control system.

### Вступ.

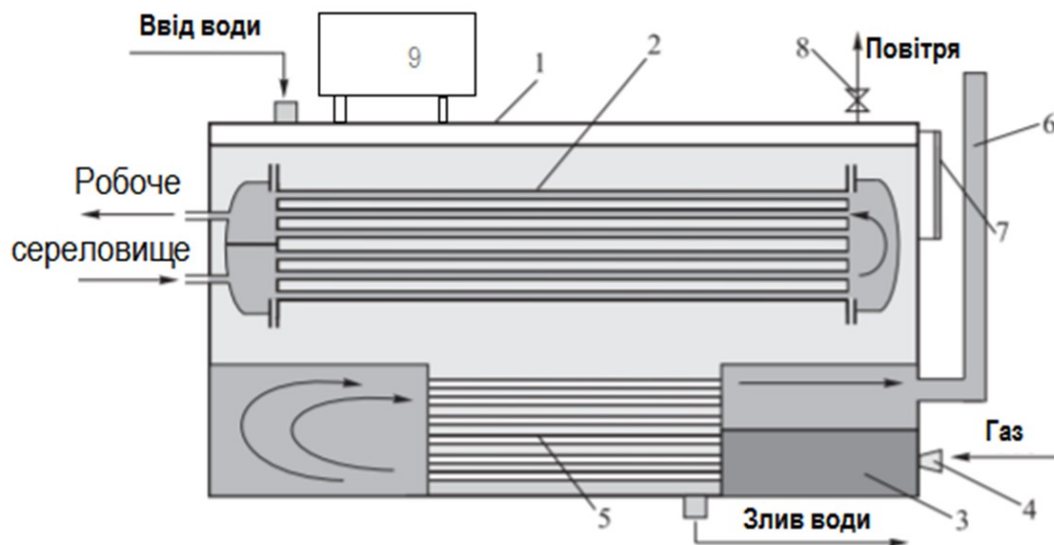
Нагрівачі непрямого типу з водяною ванною (Indirect Water Bath Heaters) в основному використовуються в нафтовій і газовій промисловості для нагрівання робочих середовищ [1]. Механізм теплопередачі відбувається опосередковано через ванну (ємність), на відміну від нагрівання безпосередньо полум'ям або піччю. Використання ванни сприяє рівномірному нагріванню та зменшує ймовірність появи гарячих ділянок. Гарячі ділянки часто виникають у нагрівачах з прямим підігрівом димовими газами в результаті накопичення відкладень на стороні робочої рідини. Якщо його не контролювати, це накопичення може стати джерелом деградації технологічної рідини та може призвести до розривів, вибухів та витоків. Через непрямий характер нагрівачів ризик небезпеки значно нижчий (горючі потоки ізольовані) порівняно з нагрівачами з прямим підігрівом, тому їх можна використовувати у небезпечних зонах, де безпека викликає занепокоєння.

"Непряма" назва походить від того факту, що жарова труба занурена у ванну, яка забезпечує нагрівання через проміжне середовище зануреного пучка труб, що містить

технологічний потік. Зазвичай теплоносієм є вода, але залежно від клімату та вимог до нагріву це також може бути масло (здатне нагрівати технологічні рідини до більш високих температур) або суміш води та гліколю (використовується в холодному кліматі для зниження температури замерзання). Типова схема нагрівача показана на рис. 1.

Складається підігрівач з таких основних вузлів: блок нагріву (призначений для передачі тепла від продуктів згорання до продукту, який нагрівається); блок підготовки палива; система автоматики і безпеки.

Шляховий підігрівач (рис.1) — це апарат прямокутної або циліндричної форми заповнений теплоносієм. У ванну 1 занурені теплообмінні труби 2, по яким протікає нафта, що нагрівається, або інша рідина чи газ. У нижній частині корпусу 1 встановлені жарові труби 5 газоходу, що теж омиваються теплоносієм. На вході газоходу розміщені пальники з форсунки газу 4. До корпусу 1 також примикають вихлопна труба 6, покажчик рівня води 7 і патрубок з краном 8 для скидання газу, що виділюється з води, в атмосферу. На верху ванни може знаходитися також розширювальний бачок 9.



1 — корпус (ванна); 2 — теплообмінні труби; 3 — камера згорання газу; 4 — форсунка газу; 5 — жарові труби (газохід); 6 — димохід; 7 — показчик рівня води; 8 — кран для скидання газу; 9- розширювальний бак.

**Рисунок 1 – Шляховий підігрівач**

Тепло згорання паливного газу, що поступає в камеру 3 через форсунку 4, передається через жарові труби 5 воді. Від нагрітої води тепло передається трубам 2 і далі через їх стінки робочому потоку, що нагрівається. У результаті організації нагріву за описаною технологією температура нагріву не може бути більш  $+100^{\circ}\text{C}$  (реально  $<+95^{\circ}\text{C}$ ), якщо теплоносієм - прісна вода.

Оскільки передача тепла протікає через стінки в два етапи, к.к.д. сучасних шляхових підігрівачів складає близько 80 %, але є нижчим ніж в печах прямого нагріву. Пучок жарових труб часто замінюють прямокутним П-подібним каналом. Для потужніших підігрівачів таких каналів є два з двома форсунками для подачі паливного газу і відповідно двома димоходами.

#### **Аналіз останніх досліджень і публікацій.**

Оскільки к.к.д. нагрівача непрямого нагріву складає 70-80%, що є суттєво нижчим ніж при прямому нагріві, то основні напрямки досліджень спрямовані на підвищення ефективності роботи нагрівача з проміжним теплоносієм. В літературі представлені такі основні напрямки покращення роботи нагрівача:

-покращення процесу спалювання (застосування нових типів горілок та форсунок);

-утилізація тепла вихідних димових газів (зовнішні теплообмінники - рекуператори, підігрів повітря на спалювання);

-застосування для підігріву додаткових сторонніх джерел енергії (геліо- та сонячні системи);

- синтез ефективних систем керування підігрівником і процесом спалювання газу.

Слід відмітити, що останні роботи стосуються власне підвищення ефективності нагрівачів даного типу для підігріву газу і практично відсутні дослідження по застосуванню їх на нафтових промислах для підігріву нафти. Покращення роботи нагрівачів нафти практично залишається поза увагою, оскільки основним паливом тут виступає попутний нафтовий газ (ПНГ), і він практично не збирається і не транспортується до газопереробних заводів із-за розосередженості свердловин та обладнання на значній території та значним затратам. ПНГ на сьогодні в основному використовується для технологічних потреб по нагріву нафти для покращення процесу сепарації, а надлишок спалюється на факельному господарстві. Тому штатна автоматика забезпечує реалізацію найпростіших та надійних алгоритмів керування (безлюдного дистанційного керування) і тому не витрачають додаткові затрати на покращення роботи нагрівачів.

Посилення екологічних вимог щодо викидів парникових газів при розробці родовищ та впровадження ощадних технологій поверне інтерес до розроблення досконалих систем керування нагрівниками на нафтових промислах.

Зовсім інша ситуація на газових і газоконденсатних родовищах та газових трактах газогонів включно до промислових споживачів. Тут підігрів технологічних потоків забезпечує спалювання комерційного газу. Тому ефективність і надійність роботи шляхових підігрівачів є важливою науковою задачею. Останні публікації стосуються власне покращення роботи підігрівачів з проміжним теплоносієм газорозподільних станцій (ГРС) при зниженні тиску газу від газогонів високого та середнього тиску до рівня тиску промислових споживачів. Так в роботі [2] проведено моделювання нагрівача сумісно з редукційним клапаном. з метою дослідження перехідних характеристик обладнання при значних змінах споживання газу у міських мережах газопостачання і запропонований алгоритм розв'язку нелінійних диференційних рівнянь енергетичного балансу системи. Дослідження проведені в роботі [3] стосується газорозподільних станцій, де застосований нагрівач з водяною ванною для запобігання гідратуутворення при дроселюванні газу через зниження температури, що викликано ефектом Джоуля-Томпсона. Розроблена динамічна модель нагрівача з метою оцінки ефективності його роботи та запропоновані новації, щодо сумісного його застосування із сонячною станцією з водяним акумулятором у літні місяці, що значно підвищує к.к.д. установки підігріву загалом. В математичній моделі не врахована динаміка передачі тепла через стінку.

Для підвищення к.к.д нагрівача в роботах [4,5] запропоновані заходи по рекуперації тепла вихідних димових газів для попереднього підігріву повітря, яке подається на спалювання. Застосована математична модель динаміки нагрівача для оцінки ефективності його роботи. Результати експериментальних досліджень показали зростання к.к.д нагрівача майже на 27% у порівнянні з базовим варіантом.

Результати натурних та імітаційних експериментів. проведені в роботі [6] для нагрівача газу на газорозподільних станціях шляхом оптимального регулювання довжини

полум'я факела, пропорційно камері згорання, та правильного регулювання. співвідношення повітря/ паливний газ, досягається зростання ефективності згорання палива на 10%.

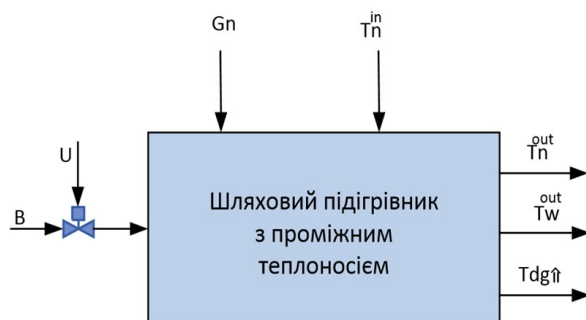
В роботі [7] авторами досягається зниження затрат на підігрів газу за рахунок правильної стабілізації температури газового технологічного потоку засобами автоматики. На базі симуляційної моделі нагрівника проведено дослідження системи регулювання температури на виході редукційного клапана, яка дозволяє ефективно використовувати тепло у підігрівнику, підтримуючи її близькою до стандартної, щоб уникнути гідратуутворення, яке викликано ефектом Джоуля-Томпсона. Період окупності впровадження цієї системи контролю становить менше одного року.

Таким чином, проведений аналіз літературних джерел підтверджує актуальність продовження досліджень в даному напрямку. Для покращення ефективності роботи нагрівача застосовуються як додаткові технологічні рішення так і системи управління. Всі ці рішення проходили стадію імітаційного моделювання з подальшою їх реалізацією. Імітаційні моделі ґрунтуються на енергетичному балансі технологічного апарату і враховують динаміку балансу тепла лише основних потоків, які беруть участь у теплообміні і не враховують динаміку теплопередачі через стінки. Тому для синтезу ефективних багатоконтурних систем регулювання доцільно доповнити основну базову математичну модель диференційними рівняннями теплопередачі через стінки продуктового змійовика та газоходу.

**Мета роботи.** Розроблення адекватної математичної моделі підігрівника з проміжним теплоносієм, з врахуванням динаміки теплопередачі через поверхні теплообміну, для подальшого проведення імітаційного моделювання основних режимів роботи нагрівника та синтезу систем керування для підвищення ефективності і безпечної його роботи.

#### **Виклад основного матеріалу.**

На основі аналізу процесу теплообміну у шляховому підігрівнику з проміжним теплоносієм та основних режимних технологічних параметрів контролю та регулювання розроблена структурна схема підігрівника як об'єкта автоматизації (рис.2).



Керувальна дія:  $B$ -витрата палива;  $U$ - управління клапаном подачі палива.

Збурювальні чинники:  $G_n$ - витрата нафти;  $T_n^{in}$  - температура продукту на вході підігрівника;

Вихідні параметри:  $T_n^{out}$  - температура продукту на виході;  $T_w$  - температура проміжного теплоносія;  $T_{dg↑}$  - температура димових газів на виході газоходу.

Рисунок 2 – Функціональна схема підігрівника як об'єкта керування

Математичний опис підігрівника будемо робити при таких припущеннях:

- продуктивний теплообмінник і газохід замінюється зосередженою ланкою у якій поверхні обміну, товщина і маса металу стінок відповідають цим же параметрам реальних елементів підігрівника;

- температура середовищ у продуктовому зміювику та газоході дорівнює середній температурі середовищ на вході і виході даних елементів, а у ванні з теплоносієм середньому значенню діапазону паспортних робочих температур;

- передача тепла через поверхні теплообміну продуктового зміювика та від стінки газоходу до теплоносія відбувається шляхом конвекції, а від димових газів до стінки газоходу – радіантним та конвекційним способами;

- тепловий опір теплообмінних стінок дуже малий, тому їх температура в усіх точках однакова;

- густина середовищ і матеріалу стінок є постійною і не залежить від температури.

На основі аналізу підігрівника як об'єкта керування складемо рівняння енергетичного балансу для основних потоків та стінок теплопередачі.

**Рівняння енергетичного балансу для робочого середовища**

[швидкість накопичення тепла]=[прихід тепла ]+[конвекція тепла] - [відвід тепла ].

$$M_n c_n \frac{dT_{ncp}}{dt} = G_n c_n (T_n^{out} - T_n^{in}) + Q_{sz \rightarrow n}, \quad (1)$$

де  $T_{ncp}$  - середня температура технологічного продукту;  $c_n$  - середня теплоємність;

$M_n = V_z \cdot \rho_n$  - маса продукту у зміювику;  
 $G_n$  - масова витрата.

Оскільки температура теплоносія в процесі теплообміну рівна  $T_w$ , а температура робочого середовища вздовж поверхні теплообміну змінюється в незначних межах, то температурний напір від теплоносія до продукту можна розрахувати за формулою

$$\Delta t = \frac{(T_w - T_n^{in}) + (T_w - T_n^{out})}{2},$$

а середня температура робочого продукту буде рівною

$$T_{ncp} = T_w - \Delta t = 0.5(T_n^{in} + T_n^{out}).$$

Конвекція тепла від стінки до робочого середовища має вигляд.

$$Q_{sz \rightarrow n} = C_{sz \rightarrow n} \cdot F_z (T_{sz} - T_{ncp}), \quad (2)$$

де  $T_{sz}$  - середня температура стінки зміювика підігріву;

$C_{sz \rightarrow n}$  - коефіцієнт теплопередачі від стінки до середовища, що нагрівається;

$F_z$  - площа поверхні обміну зміювика.

Відмінністю внутрішньої та зовнішньої площ поверхонь змійовика знехтуємо і приймаємо рівною  $F_z$ .

$$\tau_n \frac{dT_{ncp}}{dt} + T_{ncp} = k_{n,1} G_n (T_n^{out} - T_n^{in}) + k_{n,2} T_{sz}, \quad (3)$$

де  $\tau_n = \frac{M_n \cdot c_n}{C_{sz-n} F_z}$  - постійна часу;

$$k_{n,1} = \frac{c_n}{C_{sz-n} F_z}; \quad k_{n,2} = \frac{C_{sz-n}}{C_{sz-n}}.$$

Для визначення  $T_{sz}$  складаємо рівняння теплового балансу стінки трубного теплообмінника:

$$M_z \cdot c_z \cdot \frac{d}{dt} T_{sz} = q_{w-sz} - q_{sz-n}, \quad (4)$$

де  $M_z$  - маса стінки,  $c_z$  - теплоємність стінки,  $Q_{w-sz}$  - тепловий потік від води до стінки.

Між тепловим потоком, який передається від води до стінки, існує таке співвідношення:

$$Q_{w-sz} = C_{w-sz} \cdot F_z \cdot (T_w - T_{sz}), \quad (5)$$

де  $T_w$  - температура проміжного теплоносія (води);

$C_{w-sz}$  - коефіцієнт теплопередачі від води до стінки.

Підставимо (2) і (5) у (4), отримаємо:

$$M_z c_z \frac{d}{dt} T_{sz} = C_{w-sz} F_z (T_w - T_{sz}) - C_{sz-n} F_z (T_{sz} - T_{ncp}). \quad (6)$$

або

$$M_z \cdot c_z \cdot \frac{d}{dt} T_{sz} + (C_{w-sz} \cdot F_z + C_{sz-n} \cdot F_z) T_{sz} = C_{w-sz} \cdot F_z \cdot T_w + C_{sz-n} \cdot F_z T_{ncp}.$$

Останнє рівняння подамо у такому вигляді:

$$\frac{M_z c_z}{(C_{w-sz} + C_{sz-n}) F_z} \cdot \frac{dT_{sz}}{dt} + T_{sz} = \frac{C_{w-sz}}{C_{w-sz} + C_{sz-n}} T_w + \frac{C_{sz-n}}{C_{w-sz} + C_{sz-n}} T_{ncp}.$$

Ведемо такі позначення:

З врахуванням значення  $Q_{sz-n}$ , яке визначено формулою (2), рівняння (1) набуде такого вигляду:

$$\tau_{sz} = \frac{M_z \cdot c_z}{(C_{w-sz} + C_{sz-n}) F_z};$$

$$k_{wep} = \frac{C_{w-sz}}{C_{w-sz} + C_{sz-n}}; \quad k_{nep} = \frac{C_{sz-n}}{C_{w-sz} + C_{sz-n}}.$$

Тоді

$$\tau_{sz} \frac{dT_{sz}}{dt} + T_{sz} = k_{wep} T_w + k_{nep} T_{ncp}. \quad (7)$$

Рівняння (7) відображає динаміку зміни середньої температури стінки змійовика в залежності від таких факторів як середня температура нафтової емульсії та середня температура проміжного теплоносія.

**Рівняння енергетичного балансу для проміжного теплоносія (води):**

[швидкість накопичення тепла водою] = [тепло від димових газів] - [конвекція від води до продукту].

$$M_w \cdot c_w \cdot \frac{T_w}{dt} = Q_{sdk-w} - Q_{w-sz}, \quad (8)$$

де  $M_w = V_w \cdot \rho_w$  - маса води у підігрівачі ( $\rho_w = 969.5$  кг/м<sup>3</sup> у робочій точці при середній температурі 82.5°C);

$c_w$  - теплоємність води;

$Q_{sdk-w}$  - передача. тепла від стінки димового каналу до води.

$$Q_{sdk-w} = C_{sdk-w} \cdot F_{dk} \cdot (T_{sdk} - T_w), \quad (9)$$

де  $T_{sdk}$  - температура стінки димового каналу;

$F_{dk}$  - площа поверхні димового каналу;

$C_{sdk-w}$  - коефіцієнт теплопередачі від стінки димового каналу до води.

Якщо тепер у рівняння (8) підставити значення  $Q_{w-sz}$  і  $Q_{sdk-w}$ , які слід обчислювати за формулами (5) і (9), то отримаємо такий результат:

$$M_w \cdot c_w \cdot \frac{T_w}{dt} = C_{sdk-w} \cdot F_{dk} \cdot (T_{sdk} - T_w) - C_{w-sz} \cdot F_z \cdot (T_w - T_{sz}).$$

Після зрозумілих алгебраїчних перетворень останнє рівняння набуде такого вигляду:

$$\tau_w \frac{dT_w}{dt} + T_w = k_{sdk} T_{sdk} + k_{sz} \cdot T_{sz}, \quad (10)$$

де  $\tau_w = \frac{M_w \cdot c_w}{(C_{sdk\_w} \cdot F_{dk} + C_{w\_sz}) F_z}$  – постійна часу;

$$k_{sdk} = \frac{C_{sdk\_w} \cdot F_{dk}}{(C_{sdk\_w} \cdot F_{dk} + C_{w\_sz}) F_z};$$

$$k_{sz} = \frac{C_{w\_sz} \cdot F_z}{(C_{sdk\_w} \cdot F_{dk} + C_{w\_sz}) F_z}.$$

Для визначення  $T_{sdk}$  складаємо рівняння теплового балансу стінки димового каналу:

$$M_{dk} \cdot c_{dk} \cdot \frac{dT_{sdk}}{dt} = Q_{dg\_sdk} - Q_{sdk\_w}, \quad (11)$$

де  $M_{dk}$  – маса димового каналу;  $c_{dk}$  – теплоємність стінки;

$Q_{dg\_sdk}$  – тепловий потік від димових газів до стінки.

Відмінністю внутрішньої та зовнішньої площ поверхонь знехтуємо і приймаємо як  $F_{dk}$ .

**Тепловий баланс процесу спалювання (по димових газах):**

[швидкість накопичення тепла у димових газах] = [тепло спалювання палива] - [передача тепла від димових газів воді] - [відхід тепла з димовими газами].

Прихід тепла у топці на 1кг палива:..

$$Q_T^{npxid} = q_g^H + c_g \cdot T_g + \alpha \cdot L_0 \cdot c_a \cdot T_a \quad (12)$$

де  $c_g, c_a$  -теплоємності відповідно газу і повітря;

$T_g, T_a$  - температура відповідно паливного газу і повітря;

$q_g^H$  - теплота згорання паливного газу.

Для практичних розрахунків другою та третьою складовою часто нехтують.

Витрати тепла із топки на 1кг палива:

$$Q_T^{oidxid} = q_{dg} + q_{\nu} + q_{dg\uparrow}.$$

де  $q_{\nu} = 0.06 \cdot q_g^H$  -втрати тепла через ізоляцію та з врахуванням к.к.д. топки;

$q_{dg}$  - корисне тепло передане димовим газам на виході з топки.

$$Q_T^{oidxid} = q_{dg} + q_{\nu} + q_{dg\uparrow} = Q_T^{npxid} \approx q_g^H$$

або тепло передане димовим газам при спалюванні 1 кг палива

$$q_{dg} + q_{dg\uparrow} = 0.94 \cdot q_g^H = \eta_T \cdot q_g^H \quad (13)$$

Для продуктів горіння при спалюванні природного газу теплоємність димових газів визначається за такою формулою:

$$c_{dg} = m_{CO_2} \cdot c_{CO_2} + m_{H_2O} \cdot c_{H_2O} + m_{O_2} \cdot c_{O_2} + m_{N_2} \cdot c_{N_2},$$

де  $m$  і  $c$  - масова доля і теплоємність відповідних складових димового газу.

Результати розрахунку теплоємності димового газу для заданого складу модельного попутного газу приведені в табл.1.

Залежність теплоємності димових газів (кДж/(кг · °К) від температури апроксимовано поліноміальною залежністю

$$c_{dg} = -1.723 \cdot 10^{-8} (T_{dg} - 273)^2 + 0.000156 (T_{dg} - 273) + 1.076 \quad (14)$$

де  $q_{dg\uparrow} = c_{dg}^{\uparrow} (T_{dg}^{\uparrow} - 273)$  втрати тепла з димовими газами;

$c_{dg}^{\uparrow}, c_{dg}^T$  - теплоємність продуктів згорання на виході печі і топки;

$T_{dg}^{\uparrow}$  - температура димових газів на виході димової труби.

Оскільки все тепло в топці передається димовим газам, то можна записати

$$G_{pg} \cdot \eta_T \cdot q_g^H = G_{pg} \cdot G_{dg} \cdot c_{cpdg} (T_{max} - T_0), \quad (15)$$

де  $c_{cpdg}$  - середня теплоємність димових газів;

$G_{pg}$  - масова витрата паливного газу;

$G_{dg}$  -кількість продуктів згорання на 1 кг паливного газу;

$$T_0 = \frac{c_g \cdot T_g + \alpha \cdot L_0 \cdot c_a \cdot T_a}{G_{dg} \cdot c_{cpdg}} \quad \text{початкова}$$

температура паливної суміші;

$T_{\max}$  - максимальна розрахункова температура горіння, що еквівалентно температурі димових газів в топці.

З рівняння (15) можна визначити температуру димових газів на виході з топки.

$$T_{\max} = T_{dg} = \frac{\eta_T \cdot q_g^H}{G_{dg} \cdot c_{cpdg}} + T_0. \quad (16)$$

Для заданого складу палива ця температура є постійною і може бути знайдена у відповідності до табульваної залежності приведеної в табл.1 при відомій теплотворній здатності палива. В статичному режимі тепло димових газів передається через проміжний теплоносій нафті, отже

$$Q_{dg0} = B_0 \cdot q_g^H \cdot \eta_n = G_{n0} \cdot c_n (T_{n0}^{out} - T_{n0}^{in}),$$

звідки визначаємо витрату паливного газу

$$B_0 = \frac{G_{n0} \cdot c_n (T_{n0}^{out} - T_{n0}^{in})}{q_g^H \cdot \eta_n},$$

де  $\eta_n$  - коефіцієнт корисної дії підігрівника.

Оскільки подача паливного газу регулюється клапаном і, враховуючи, що його робоча точка має знаходитись посередині діапазону дроселювання клапана, можна записати

$$G_{pg} = \beta(U) \cdot B_{\max},$$

де  $\beta(U)$  - витратна характеристика регулюючого клапана ( прийmemo її лінійною);

$$B_{\max} = \frac{1}{\beta(U^0)} \cdot B_0 = \frac{B_0}{0.6} - \text{максимальна}$$

витрата паливного газу;  $\beta(U^0) = 0.6$  - ступінь відкриття клапана в робочій точці

$U$  - керувальна дія на клапан подачі паливного газу.

Таблиця 1- Розрахункові параметри статичного режиму процесу спалювання

Компоненти	Масові долі $m_i, \text{кг/кг}$	Теплоємність компонентів димових газів $C_i, \text{кДж/кг К}$						
		300К	500К	700К	1100К	1500К	1900К	2473К
CO <sub>2</sub>	2.82	0,8286	0,9207	0,9906	1,0902	1,1564	1,2020	1.2468
H <sub>2</sub> O	2	1,8632	1,9004	1,9557	2.0847	2,2195	2,3417	2.4895
O <sub>2</sub>	0.38	0,9169	0,9391	0,9688	1,0182	1,0530	1,0789	1.1087
N <sub>2</sub>	13.85	1,0308	1,0362	1,0500	1,0886	1,1279	1,1581	1.2012
Маса газів	$\Sigma 19.05$							
$c_{dg}, \text{кДж/кг К}$		1.086	1.1079	1.1347	1.192	1.245	1.287	1.3413
$q_{dg}, \text{кДж/кг}$		559	4791	9230	18779	29107	36899	56217

Передача тепла до стінки від димових газів має радіантну (променевий теплообмін)  $Q_r$  і конвекційну складову  $Q_k$ .

$$Q_{dg\_sdk} = Q_r + Q_k.$$

Променевий теплообмін між газом та поверхнею обчислюють за такою формулою [8]:

$$Q_r = 0.5 \cdot \psi \cdot (\varepsilon_c + 1) C_0 F_{dk} \times \left[ \varepsilon_{dg} \left( \frac{T_{dgc}}{100} \right)^4 - A_{dg} \left( \frac{T_{sdk}}{100} \right)^4 \right] \quad (17)$$

Де  $Q_r$  - тепло, яке передається стінці випромінюванням, Вт;

$\varepsilon_c = 0,85$ ,  $F_{dk}$  - ступінь чорноти і площа поверхні стінки газоходу;

$\varepsilon_{dg}$ ,  $A_{dg}$  - ступінь чорноти димових газів при середній температурі газу та поглинаюча спроможність газу при температурі поверхні  $T_{sdk}$ ;

$C_0 = 5,67 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К}^4)$  - коефіцієнт випромінювання абсолютно чорного тіла;

$\psi$  - коефіцієнт, який враховує розподіл тепла в топці від факела (для печей з вільним факелом можна прийняти  $\psi = 1.2$  [10] )

Основними джерелами випромінювання газового факела є трьохатомні гази  $CO_2$  і  $H_2O$ . Випромінювання трьохатомних газів селективне, тобто гази випромінюють і поглинають теплову енергію в межах певних довжин хвиль, розташованих в різних частинах спектру.

Випромінювання  $CO_2$  підкоряється правилу Бугера, згідно з яким на силу випромінювання в однаковій мірі впливають парціальний тиск  $p_{CO_2}$  ( $H/m^2$ ) і довжина променя  $l$  ( $m$ ) в напівпрозорому середовищі.

Випромінювання  $H_2O$  не підкоряється правилу Бугера: ступінь чорноти  $\varepsilon_{H_2O}$ , при постійному значенні температури, добуток парціального тиску  $p_{H_2O}$  на довжину променя  $l$  спадає із зменшенням парціального тиску.

Труднощі створення аналітичних методів розрахунку ступенів чорноти  $CO_2$  і  $H_2O$  змусили багатьох дослідників йти шляхом графічних методів розрахунку. Широке поширення в інженерній практиці отримали розрахункові графіки Хотгела і Егберта. Графіки представлені у вигляді двох основних діаграм, які зв'язують степені чорноти  $CO_2$  і  $H_2O$  з температурою і силою поглинання [8,9].

$$\varepsilon_{CO_2} = f_1(p_{CO_2} \cdot l, T_{dg});$$

$$\varepsilon_{H_2O} = f_2(p_{H_2O} \cdot l, p_{H_2O}, T_{dg}).$$

Середня довжина шляху променя визначається [8] для циліндричних каналів залежністю  $l = 0.9 \cdot d$ , а для прямокутних каналів  $l = 1.8 \cdot \delta$ , де  $d$  і  $\delta$  - відповідно діаметр циліндричного каналу і товщина шару димового газу в прямокутному каналі.

Парціальний тиск  $CO_2$  і  $H_2O$  при тиску газу в газоході  $P_{dg}$  визначається залежностями:

$$p_{CO_2} = x_{CO_2} \cdot P_{dg}; \quad p_{H_2O} = x_{H_2O} \cdot P_{dg},$$

де  $x_{CO_2}$ ,  $x_{H_2O}$  - масова доля  $CO_2$  і  $H_2O$  в димових газах.

Для середньої температури димових газів в робочій точці знаходимо ступінь чорноти за формулою [8]

$$\varepsilon_{dg} = \varepsilon_{CO_2} + \varepsilon_{H_2O} - \Delta\varepsilon,$$

де  $\Delta\varepsilon$  - корекційний фактор, який пояснюється зменшенням емісії через взаємне поглинання

випромінювання між двома видами (графічна залежність приведена в [8]).

Поглинаючу спроможність газів при температурі поверхні стінки газоходу знаходимо із емпіричної залежності [8]

$$A_{dg} = C_{CO_2} \cdot \varepsilon_{CO_2}^{\circ} \left( \frac{T_{dgcp}}{T_{sdk}} \right)^{0.65} + C_{H_2O} \cdot \varepsilon_{H_2O}^{\circ} \left( \frac{T_{dgcp}}{T_{sdk}} \right)^{0.45} - \Delta\alpha,$$

де  $\varepsilon_{CO_2}^{\circ}$ ,  $\varepsilon_{H_2O}^{\circ}$  - параметри ступеня чорноти знайдені при температурі поверхні стінки димового каналу;  $C_{CO_2}$ ,  $C_{H_2O}$  - коефіцієнти корекції для  $CO_2$  і  $H_2O$  від тиску [8];  $\Delta\alpha = \Delta\varepsilon$  - коригувальний фактор.

Коефіцієнти  $\varepsilon_{dg}$ ,  $A_{dg}$  отримані для робочої точки в статичному режимі і в околі цієї точки їх можна вважати постійними.

Тепло передане конвекцією від газів до стінки димового каналу знаходимо із виразу

$$Q_k = c_{dg \rightarrow sdk} \cdot F_{dk} \cdot (T_{dgcp} - T_{sdk}) \quad (18)$$

де -  $Q_k$  - конвективне тепло від газів до стінки, Вт;

$c_{dg \rightarrow sdk} = 2.1 \cdot \sqrt[4]{(T_{dgcp} - T_{sdk})}$  - коефіцієнт теплопередачі від димових газів стінці газоходу.

Між середньою температурою  $T_{dgcp}$  і температурою  $T_{dg}^{\uparrow}$  димових газів існує таке співвідношення:

$$T_{dgcp} = 0,5(T_{\max} + T_{dg}^{\uparrow}) \quad (19)$$

Тоді після підстановки  $c_{dg \rightarrow sdk}$  у вираз для знаходження  $Q_k$ , отримаємо

$$Q_k = 2.1 \cdot F_{dk} \cdot \sqrt[4]{(T_{dgcp} - T_{sdk})} \cdot (T_{dgcp} - T_{sdk}) \quad (20)$$

Знаючи  $Q_k$  і  $Q_r$ , які обчислюють за формулами (17) і (20), знаходимо

$$Q_{dg\_sdk} = 0,5\psi(\varepsilon_c + 1)C_0F_{dk} \times$$

$$\times \left[ \varepsilon_{dg} \left( \frac{T_{dgcp}}{100} \right)^4 - A_{dg} \left( \frac{T_{sdk}}{100} \right)^4 \right] +$$

$$+ 2,1F_{dk} \sqrt[4]{(T_{dgcp} - T_{sdk})(T_{dgcp} - T_{sdk})}. \quad (21)$$

співвідношення (19), рівняння (23) набуде вигляду[24].

Отже, динамічний баланс тепла відносно димових газів можна описати диференціальним рівнянням[23]

У рівняння (23) входить величина  $T_{dg\uparrow}$  (температура димових газів на виході), яка пов'язана з середньою температурою співвідношенням (19). З врахуванням

$$V_{zdg} \rho_{cpdg} c_{cpdg} \frac{T_{dgcp}}{dt} = -G_{dg} C_{dg\uparrow} (T_{dg\uparrow} - 273) - 0,5(\varepsilon_c + 1)C_0F_{dk} \left[ \varepsilon_{dg} \left( \frac{T_{dgcp}}{100} \right)^4 - A_{dg} \left( \frac{T_{sdk}}{100} \right)^4 \right] -$$

$$- 2,1 \cdot F_{dk} \cdot \sqrt[4]{(T_{dgcp} - T_{sdk})} \cdot (T_{dgcp} - T_{sdk}) + \beta(U) \cdot B_{\max} \cdot \eta_T \cdot q_g^H, \quad (22)$$

$$L_1 \cdot \frac{T_{dgcp}}{dt} = -k_1 \cdot \beta(U_1) \cdot (T_{dg\uparrow} - 273) - k_2 (T_{dgcp})^4 + k_3 (T_{sdk})^4 - k_4 \cdot (T_{dgcp} - T_{sdk})^{5/4} + k_5 \cdot \beta(U). \quad (23)$$

$$0,5L_1 \cdot \frac{dT_{dg\uparrow}}{dt} = -k_1 \cdot \beta(U) \cdot (T_{dg\uparrow} - 273) - k_2 (0,5(T_{\max} + T_{dg\uparrow}))^4 + k_3 (T_{sdk})^4 -$$

$$- k_4 \cdot (0,5(T_{\max} + T_{dg\uparrow}) - T_{sdk})^{5/4} + k_5 \cdot \beta(U), \quad (24)$$

де

$$L_1 = V_{zdg} \rho_{cpdg} c_{cpdg}; k_1 = C_{dg\uparrow} \cdot B_{\max} (1 + \alpha L_0);$$

$$k_2 = 0,5 \cdot 10^{-8} (\varepsilon_c + 1) C_0 F_{dk} \cdot \varepsilon_{dg};$$

$$k_3 = 0,5 \cdot 10^{-8} (\varepsilon_c + 1) C_0 F_{dk} \cdot A_{dg};$$

$$k_4 = 2,1 \cdot F_{dk}; k_5 = B_{\max} \cdot \eta_T \cdot q_g^H;$$

$V_{zdg}$  - об'єм димового каналу підігрівника;

$\rho_{cpdg}$  - середня густина димових газів;

$c_{cpdg} = 0,5(c_{dg\uparrow} + c_{dg}^T)$  - середня теплоємність димових газів.

Оскільки знайдено значення  $Q_{dg\_sdk}$  (формула (20)) та, після врахування формули (4), рівняння (11) набуде такого вигляду:

$$M_{dk} \cdot c_{dk} \cdot \frac{dT_{sdk}}{dt} = 0,5 \cdot \psi \cdot (\varepsilon_c + 1) C_0 F_{dk} \left[ \varepsilon_{dg} \left( \frac{T_{dgcp}}{100} \right)^4 - A_{dg} \left( \frac{T_{sdk}}{100} \right)^4 \right] +$$

$$+ 2,1 \cdot F_{dk} \cdot \sqrt[4]{(T_{dgcp} - T_{sdk})} \cdot (T_{dgcp} - T_{sdk}) - C_{sdk\_w} \cdot F_{dk} \cdot (T_{sdk} - T_w) \quad (25)$$

$$M_{dk} \cdot c_{dk} \cdot \frac{dT_{sdk}}{dt} = 0,5 \cdot \psi \cdot (\varepsilon_c + 1) C_0 F_{dk} \left[ \varepsilon_{dg} \left( \frac{(T_{\max} + T_{dg\uparrow})}{200} \right)^4 - A_{dg} \left( \frac{T_{sdk}}{100} \right)^4 \right] +$$

$$+ 2,1 \cdot F_{dk} \cdot \sqrt[4]{(0,5(T_{\max} + T_{dg\uparrow}) - T_{sdk})} \cdot (0,5(T_{\max} + T_{dg\uparrow}) - T_{sdk}) - C_{sdk\_w} \cdot F_{dk} \cdot (T_{sdk} - T_w) \quad (26)$$

Таким чином, система диференціальних рівнянь (3), (7), (10), (24) і (26) описує динамічні властивості підігрівника нафти як об'єкта автоматичного керування. Рівняння (3), (24) і (26) – нелінійні.

Диференціальні рівняння (7) і (10) запишемо у відхиленнях, а (3),(24) і (26) – лінеаризуємо. Для цього уведемо «базові»

$$\begin{aligned} \varphi_0(G_n, T_n^{out}, T_n^{in}) &= k_{n,1} \cdot G_n \cdot (T_n^{out} - T_n^{in}), \\ \varphi_1(T_{dg\uparrow}, T_{sdk}, U) &= -k_1 \cdot \beta(U) \cdot (T_{dg\uparrow} - 273) - k_2 \left(0,5(T_{max} + T_{dg\uparrow})\right)^4 + k_3 (T_{sdk})^4 - \\ &\quad - k_4 \cdot (0,5(T_{max} + T_{dg\uparrow}) - T_{sdk})^{5/4} + k_5 \cdot \beta(U), \\ \varphi_2(T_{dg}^{\uparrow}, T_{sdk}, T_w) &= 0,5 \cdot \psi \cdot (\varepsilon_c + 1) C_0 F_{dk} \left[ \varepsilon_{dg} \left( \frac{(T_{max} + T_{dg}^{\uparrow})}{200} \right)^4 - A_{dg} \left( \frac{T_{sdk}}{100} \right)^4 \right] + \\ &\quad + 2,1 \cdot F_{dk} \cdot \sqrt[4]{(0,5(T_{max} + T_{dg}^{\uparrow}) - T_{sdk})} \cdot (0,5(T_{max} + T_{dg}^{\uparrow}) - T_{sdk}) - C_{sdk-w} \cdot F_{dk} \cdot (T_{sdk} - T_w). \end{aligned}$$

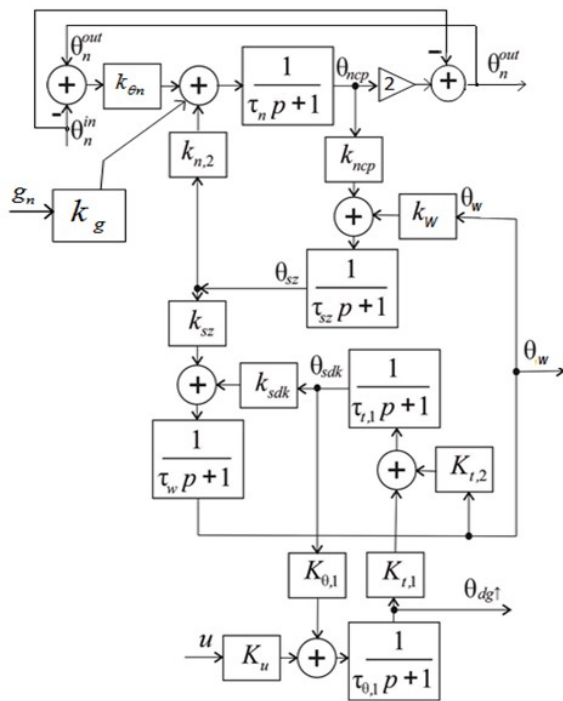


Рисунок 3 – Структурна схема підігрівника з проміжним теплоносієм

змінні, які будемо позначати верхнім індексом «0».

Отже, рівняння (7) і (10) у відхиленнях будуть такими:

$$\tau_{sz} \frac{d\theta_{sz}}{dt} + T_{sz} = k_w \theta_w + k_{ncp} \theta_{ncp}, \quad (27)$$

$$\tau_w \frac{d\theta_w}{dt} + \theta_w = k_{sdk} \theta_{sdk} + k_{sz} \cdot \theta_{sz}. \quad (28)$$

Тоді

$$\tau_n \frac{d\theta_{ncp}}{dt} + \theta_{ncp} = k_{\theta n} (\theta_n^{out} - \theta_n^{in}) + k_g \cdot g_n + k_{n,2} \theta_{sz}, \quad (29)$$

$$\tau_{\theta 1} \frac{d\theta_{dg\uparrow}}{dt} + \theta_{dg\uparrow} = K_{\theta,1} \theta_{sdk} + K_u u, \quad (30)$$

$$\tau_{t,1} \frac{d\theta_{sdk}}{dt} + \theta_{sdk} = K_{t,1} \theta_{dg\uparrow} + K_{t,2} \theta_w, \quad (31)$$

де  $\theta$  – відхилення температур від своїх «базових» значень (з відповідними нижніми індексами);

$$g_n = G_n - G_n^{(0)}; u = U - U^{(0)}; \quad \tau_{\theta 1} = \frac{0,5L_1}{k_{\theta,1}};$$

$$K_{\theta,1} = \frac{k_{\theta,2}}{k_{\theta,1}}; \quad K_u = \frac{k_u}{k_{\theta,1}}; \quad \tau_{t,1} = \frac{M_{dk} \cdot c_{dk}}{k_{t,1}};$$

$$K_{t,1} = \frac{k_{t,2}}{k_{t,1}}; \quad K_{t,2} = \frac{k_{t,3}}{k_{t,1}}; \quad k_g = \left( \frac{\partial \varphi_0}{\partial G_n} \right)_0;$$

$$k_{\theta n} = \left( \frac{\partial \varphi_0}{\partial \theta_n^{out}} \right)_0 = \left( \frac{\partial \varphi_0}{\partial \theta_n^{in}} \right)_0; \quad k_{\theta,1} = - \left( \frac{\partial \varphi_1}{\partial T_{dg\uparrow}} \right)_0;$$

$$k_{\theta,2} = \left( \frac{\partial \varphi_1}{\partial T_{sdk}} \right)_0; k_u = \left( \frac{\partial \varphi_1}{\partial U} \right)_0; k_{t,1} = - \left( \frac{\partial \varphi_2}{\partial T_{dg\uparrow}} \right)_0;$$

$$k_{t,2} = \left( \frac{\partial \varphi_2}{\partial T_{sdk}} \right)_0; k_{t,3} = \left( \frac{\partial \varphi_2}{\partial T_w} \right)_0.$$

Часткові похідні від функцій  $\varphi_0(G_n, T_n^{out}, T_n^{in})$ ,  $\varphi_1(T_{dg}, T_{sdk}, T_{dg\uparrow}, U)$  і  $\varphi_2(T_w, T_{sdk}, T_{dg\uparrow})$  з нижнім індексом «0» обчислюються при «базових» значеннях відповідних змінних.

Із рівняння для середньої температури нафти визначаємо температуру на виході із шляхового підігрівача

$$T_n^{out} = 2T_{ncp} - T_n^{in}. \quad (32)$$

Оскільки рівняння (32) лінійне алгебраїчне рівняння, то воно буде справедливе і для відхилень

$$\theta_n^{out} = 2\theta_{ncp} - \theta_n^{in}. \quad (33)$$

Отже, рівняння (27) – (31) утворюють математичну модель шляхового підігрівача нафти, яка записана у відхиленнях температур від своїх «базових» значень.

Використовуючи систему рівнянь (27) – (31) та формулу (33) синтезуємо структурну схему нагрівача як об'єкта автоматичного керування (рис. 3).

Аналіз структурної схеми підігрівача нафти з проміжним теплоносієм як об'єкта автоматичного керування показує, що вхідними величинами є  $g_n$ ,  $\theta_n^{in}$  - витрата і початкова температура нафти та керуюча дія  $u$  (у відхиленнях), а виходи об'єкта - температура води  $\theta_w$ , нафти  $\theta_n^{out}$  та димових газів  $\theta_{dg\uparrow}$ .

### Висновки.

Проведений аналіз останніх досліджень показав пріоритетність розв'язку задач з підвищення ефективності роботи підігрівачів з проміжним теплоносієм як різноманітними технологічними засобами, так і застосуванням сучасних систем регулювання режимами роботи апарату, особливо це стосується нагріву газоподібних середовищ. В основі цих заходів лежить імітаційне моделювання, що спирається на математичні моделі передачі енергії при

теплообміні. Створена математична модель динаміки шляхового підігрівача придатна для синтезу складних систем регулювання, оскільки точніше описує динаміку енергетичного обміну в ньому з врахуванням теплопередачі через поверхні теплообміну. Розроблена структурна схема підігрівача як об'єкта автоматизації є основою для створення імітаційної моделі апарату та подальших досліджень перехідних процесів в ньому.

### Література

1. Gas fired water bath heaters. URL: <https://epcmholdings.com/gas-fired-water-bath-heaters/>.
2. Barreto C.V, Pires Luis F. G., Sarmento R. C. Transient simulation of natural gas citygates stations. Proceedings of the 8th International Pipeline Conference IPC2010 September 27-October 1, 2010, Calgary, Alberta, Canada. URL: <http://www.simdut.com.br/Trabalhos/IPC2010-31567.pdf>
3. Rashidmardani A., Hamzei M. Effect of Various Parameters on Indirect Fired Water Bath Heaters' Efficiency to Reduce Energy Losses. International Journal of Science and Engineering Investigations, 2013. Vol. 2, issue 12. P.17-25.
4. Azizi S. H., Rashidmardani A., Andalibi M. R. Study of Preheating Natural Gas in Gas Pressure Reduction Station by the Flue Gas of Indirect Water Bath Heater. International Journal of Science and Engineering Investigations, 2014. Vol. 3, issue 27. P.17-22. URL: <http://www.ijsei.com/papers/ijsei-32714-03.pdf> ISSN: 2251-8843.
5. Khanmohammadi S., Shahsavari A. Thermodynamic assessment and proposal of new configurations of an indirect water bath heater for a City Gate Station (a case study). Energy Equip. Sys, 2020. Vol. 8. No. 4. Dec. 2020. P. 349-365. URL: [http://www.energyequipsys.com/article\\_241292\\_f1fc67b732305a7108c69cf11f6cab0d.pdf](http://www.energyequipsys.com/article_241292_f1fc67b732305a7108c69cf11f6cab0d.pdf)
6. Riahi M., Yazdirad B., Jadidi M., Berenjar F., Khoshnevisan S., Jamali M., Safary M. Optimization of Combustion Efficiency in Indirect Water Bath Heaters of Ardabil City Gate Stations. MCS 7 Chia Laguna, Cagliari, Sardinia, Italy, September 11-15, 2011. URL: [https://www.researchgate.net/publication/272498858\\_Optimization\\_of\\_Combustion\\_Efficiency\\_in\\_Indirect\\_Water\\_Bath\\_Heaters\\_of\\_Ardabil\\_City\\_Gate\\_Stations](https://www.researchgate.net/publication/272498858_Optimization_of_Combustion_Efficiency_in_Indirect_Water_Bath_Heaters_of_Ardabil_City_Gate_Stations)

7. Rastegar S., Kargarsharifabad H., Doost A.K., Rahbar N. Developing a Model for Predicting the Outlet Gas Temperature of Natural Gas Pressure Reduction Stations to Reduce Energy Loss. *Journal of Heat and Mass Transfer Research* 7, 2020. P.143-154. URL: [https://jhmtr.semnan.ac.ir/article\\_4469\\_339ae1dfdccb8b200ef6dcbcf8e8abfe.pdf](https://jhmtr.semnan.ac.ir/article_4469_339ae1dfdccb8b200ef6dcbcf8e8abfe.pdf)

8. Incropera.F.P, DeWitt.D.P, Bergman T. L., Lavine A. S. *Fundamentals of heat and mass transfer*, 6th ed,2006. New York, John Wiley ISBN-13: \*978-0-471-45728-2 (cloth), ISBN-10: 0-471-45728-0 (cloth)

9. Михеев М. А., Михеева И. М. *Основы теплопередачи*. Изд. 2-е, стереотип. М. : «Энергия», 1977. 344 с

10. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов ВА. *Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: учебник для вузов*. 3-е изд., перераб. и доп. М. : ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. 677 с.

#### References

1. Gas fired water bath heaters. URL: <https://epcmholdings.com/gas-fired-water-bath-heaters/>.

2. Barreto C.V, Pires Luis F. G., Sarmiento R. C. Transient simulation of natural gas citygates stations. *Proceedings of the 8th International Pipeline Conference IPC2010* September 27-October 1, 2010, Calgary, Alberta, Canada. URL: <http://www.simdut.com.br/Trabalhos/IPC2010-31567.pdf>

3. Rashidmardani A., Hamzei M. Effect of Various Parameters on Indirect Fired Water Bath Heaters' Efficiency to Reduce Energy Losses. *International Journal of Science and Engineering Investigations*, 2013. Vol. 2, issue 12. P.17-25.

4. Azizi S. H., Rashidmardani A., Andalibi M. R. Study of Preheating Natural Gas in Gas Pressure Reduction Station by the Flue Gas of Indirect Water Bath Heater. *International Journal of Science and Engineering Investigations*, 2014. Vol. 3, issue 27. P.17-22. URL: <http://www.ijsei.com/papers/ijsei-32714-03.pdf> ISSN: 2251-8843.

5. Khanmohammadi S., Shahsavari A. Thermodynamic assessment and proposal of new configurations of an indirect water bath heater for a City Gate Station (a case study). *Energy Equip. Sys*, 2020. Vol. 8. No. 4. Dec. 2020. P. 349-365. URL: [http://www.energyequipsys.com/article\\_241292\\_f1fc67b732305a7108c69cf11f6cab0d.pdf](http://www.energyequipsys.com/article_241292_f1fc67b732305a7108c69cf11f6cab0d.pdf)

6. Riahi M., Yazdirad B., Jadidi M., Berenjkari F., Khoshnevisan S., Jamali M., Safary M. Optimization of Combustion Efficiency in Indirect Water Bath Heaters of Ardabil City Gate Stations. *MCS 7 Chia Laguna, Cagliari, Sardinia, Italy*, September 11-15, 2011. URL:

[https://www.researchgate.net/publication/272498858\\_Optimization\\_of\\_Combustion\\_Efficiency\\_in\\_Indirect\\_Water\\_Bath\\_Heaters\\_of\\_Ardabil\\_City\\_Gate\\_Stations](https://www.researchgate.net/publication/272498858_Optimization_of_Combustion_Efficiency_in_Indirect_Water_Bath_Heaters_of_Ardabil_City_Gate_Stations)

7. Rastegar S., Kargarsharifabad H., Doost A.K., Rahbar N. Developing a Model for Predicting the Outlet Gas Temperature of Natural Gas Pressure Reduction Stations to Reduce Energy Loss. *Journal of Heat and Mass Transfer Research* 7, 2020. P.143-154. URL: [https://jhmtr.semnan.ac.ir/article\\_4469\\_339ae1dfdccb8b200ef6dcbcf8e8abfe.pdf](https://jhmtr.semnan.ac.ir/article_4469_339ae1dfdccb8b200ef6dcbcf8e8abfe.pdf)

8. Incropera.F.P, DeWitt.D.P, Bergman T. L., Lavine A. S. *Fundamentals of heat and mass transfer*, 6th ed,2006. New York, John Wiley ISBN-13: \*978-0-471-45728-2 (cloth), ISBN-10: 0-471-45728-0 (cloth)

9. Miheev M. A., Miheeva I. M. *Osnovy teploperedachi*. Izd. 2-е, stereotip. М. : «Energiya», 1977. 344 p.

10. Skoblo A.I., Molokanov YU.K., Vladimirov A.I., Schelkunov VA. *Protsessyi i apparatyi neftegazopererabotki i neftehimii: Uchebnik dlya vuzov*. 3-е изд., перераб. i dop. М. : ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. 677 p.

УДК [622.673.1: 681.514.54]

DOI: 10.31471/1993-9981-2021-2(47)-96-104

## РОЗРОБКА ВИМОГ ТА МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ЗАПАЛЮВАННЯ ВИБУХОНЕБЕЗПЕЧНОЇ СУМІШІ НИЗЬКОВОЛЬТНИМ ВИМІРЮВАЛЬНИМ КОЛОМ

*В. В. Лопатін*

*Інститут геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова Національної академії наук України  
вул. Сімферопольська 2а, м Дніпро, 49005. тел. (0562) 46-01-51, факс (0562)46-24-26  
e-mail [vlop@ukr.net](mailto:vlop@ukr.net), [nanu@igtm.dp.ua](mailto:nanu@igtm.dp.ua)*

Відсутність в даний час літератури щодо безпечного використання вимірювальних низьковольтних кіл в вугільних шахтах призводить до того, що до них намагаються пред'являти безпідставні вимоги або просто забороняти до використання під будь-яким надуманим приводом. При цьому вимірювальні низьковольтні коло важлива невід'ємна складова діагностики та інформативності систем управління гірничо-шахтного устаткування. Це пов'язано з тим, що теорія і моделі запалювання метано-повітряної рудничної атмосфери (ВШС) вирішують завдання у вузькій постановці і не можуть бути використані в загальному шахтному випадку.

В даний час існує дві теорії займання ВШС: теплова та іонна. Теплова модель займання ВШС від електричного розряду НВК з точки зору автора базується на основі аналізу поширення температурної хвилі від деякого джерела тепла в інертному середовищі. Теплова модель займання ВШС не враховує багато подробиць фізики механізму горіння, наприклад, ланцюговий характер окремих актів хімічної взаємодії, енергії активізації молекул при утворенні активних центрів, і вона заснована на тому, що постулювало деякі сумарні умови виникнення горіння у всій масі вибухової суміші при нагріванні її електричним розрядом.

У статті виявлено умови і параметри для загорання ВШС від низьковольтної вимірювального кола (НВК), розроблені критерії для загорання ВШС від НВК, доопрацьована існуюча модель можливого процесу загорання ВШС від НВК. Виконано оцінку іскробезпеки і можливості саморозширення ядра полум'я НВК. Показана апробація досліджень на трьох зарубіжних конференціях і інтерес до них зарубіжних колег. У статті є посилання на держбюджетні тематики НАН України та номери державної реєстрації України.

**Ключові слова:** низьковольтна вимірювальна ланцюг, оцінка іскробезпеки, процес запалення, ядро полум'я, саморозширення.

Отсутствие в настоящее время литературы по безопасному использованию измерительных низковольтных цепей в угольных шахтах приводит к тому, что к ним пытаются предъявлять необоснованные требования или попросту запрещать к использованию под любым надуманным предлогом. При этом измерительные низковольтные цепи важная неотъемлемая составляющая диагностики и информативности систем управления горно-шахтного оборудования. Это связано с тем, что теория и модели зажигания метано-воздушной рудничной атмосферы (ВШС) решают задачи в узкой постановке и не могут быть использованы в общем. В настоящее время существует две теории воспламенения ВШС: тепловая и ионная. Тепловая модель воспламенения ВШС от электрического разряда УВК с точки зрения автора базируется на основе анализа распространения температурной волны от некоторого источника тепла в инертной среде. Тепловая модель воспламенения ВШС не учитывает многие подробности физики механизма горения, например, цепной характер отдельных актов химического взаимодействия, энергии активизации молекул при образовании активных центров, и она основана на том, что постулировало некоторые суммарные условия возникновения горения во всей массе взрывчатой смеси при нагревании ее. электрическим разрядом шахтном случае.

В статье выявлены условия и параметры для загорания ВШС от низковольтной измерительной цепи (НВЦ), разработаны критерии для загорания ВШС от НВЦ, доработана существующая модель возможного процесса загорания ВШС от НВЦ. Выполнена оценка искробезопасности и возможности саморасширения ядра пламени НВЦ. Показана апробация исследований на трех зарубежных конференциях и интерес к ним зарубежных коллег. В статье сделаны ссылки на госбюджетные тематики НАН Украины и номера государственной регистрации Украины.

**Ключевые слова:** низковольтная измерительная цепь, оценка искробезопасности, процесс воспаления, ядро пламени, саморасширение.

The current lack of literature on the safe use of low-voltage measuring circuits in coal mines leads to the fact that they are trying to make unreasonable demands or simply prohibit their use under any far-fetched pretext. At the same time, measuring low-voltage circuits are an important integral component of diagnostics and information content of mining equipment control systems. This is due to the fact that the theory and models of the ignition of a methane-air mine atmosphere (MMA) solve problems in a narrow setting and cannot be used in the general mine case. The article identifies the conditions and parameters for the ignition of the MMA from the low-voltage measuring circuit (NVC), developed criteria for the ignition of the form the NVC, the existing model of the possible ignition process of the MMA from the NVTs is finalized. Currently, there are two theories of ignition of the HCV: thermal and ionic. From the author's point of view, the thermal model of VSH ignition from the electric discharge of the NSC is based on the analysis of the propagation of the temperature wave from some heat source in an inert environment. The thermal ignition model of VHS does not take into account many details of the physics of the combustion mechanism, such as the chain nature of individual acts of chemical interaction, the activation energy of molecules in the formation of active centers, and it is based on postulating some electric discharge. An assessment of the intrinsic safety and the possibility of self-expansion of the NVC flame core has been carried out. The approbation of research at three foreign conferences and the interest of foreign colleagues in them are shown. The article contains links to the state budget topics of the National Academy of Sciences of Ukraine and the numbers of state registration of Ukraine.

**Key words:** low-voltage measuring circuit, intrinsic safety assessment, inflammation process, flame core, self-expansion

### Формулювання проблеми

Аварія і великий підземний вибух на ш. Героїв Космосу наприкінці (19 листопада) 2020 року знову нагадала про невирішені питання виникнення пожежі вибухонебезпечної суміші (метано-повітряної рудничної атмосфери (ВШС)) у вугільних шахтах України. На вугільних шахтах України виплата регресійних позовів шахтарям лягає відчутним тягарем на собівартість видобутого вугілля, збільшуючи її до 15%. Через аварії і травматизм вугільна галузь України втрачає більше 1 млрд. гривень. [1]. Такий незадовільний стан рівня безпеки праці на вугільних шахтах України визначається досить складними гірничо-геологічними умовами, а також незадовільним станом шахтного фонду (знос до 75%). Незважаючи на успішне вирішення ряду актуальних практичних питань, пов'язаних з іскробезпекою у вугільній промисловості, до теперішнього часу не створено однозначну, ясну теорію і математичну модель процесу запалювання ВШС, що дозволило б виявити, які фактори суттєво впливають на формування вогнища займання ВШС від низьковольтного вимірювального кола (НВК).

Існуючі на сьогоднішній день теорії і моделі процесу запалювання ВШС вирішують завдання у вузькій постановці і не можуть бути використані для загального шахтного випадку і вимірювальних низьковольтних кіл (НВК). У теоретичних дослідженнях [1,2] розглядають задачу, моделюючи стовп розряду у вигляді

циліндричної трубки. При цьому нехтують механічною інерцією плазми і макроскопічним рухом в радіальному напрямку. В процесі розвитку полум'я, як відомо, змінюється температура ВШС і відповідно обсяг вогнища. Тому для спрощення вирішення поставленого завдання ВШС розглядають як ідеальний газ, тобто для якого відношення добутку тиску і обсягу до температури є величина постійна.

Наприклад, рішення задачі відшукування мінімальної енергії, що запалює від джерела НВК, вимагає облік теплотворної здатності ВШС і швидкості протікання хімічної реакції в залежності від температури і ряду інших чинників, таким чином становить серйозну наукову проблему, яка не має на сьогодні точного рішення. Наближені розв'язки [3-5] завдання відшукування мінімальної енергії, що запалює від джерела НВК, як показали дослідження, пов'язані з незнанням параметрів, що визначають поширення хвилі горіння.

В даний час існує дві теорії займання ВШС: теплова та іонна. Теплова модель займання ВШС від електричного розряду НВК з точки зору автора базується на основі аналізу поширення температурної хвилі від деякого джерела тепла в інертному середовищі. Теплова модель займання ВШС не враховує багато подробиць фізики механізму горіння, наприклад, ланцюговий характер окремих актів хімічної взаємодії, енергії активізації молекул при утворенні активних центрів, і вона заснована на тому, що постулювало деякі

сумарні умови виникнення горіння у всій масі вибухової суміші при нагріванні її електричним розрядом [2-5]. Не дивлячись на вищевказані недоліки, модель дозволяє встановити зв'язок граничних параметрів електричного розряду (його енергії і тривалості) з фактором запалення. Електричний розряд в цій моделі вважають нагрітим тілом, температура якого значно перевищує температуру займання ВШС. Температуру в точці простору в цій моделі визначають з класичного рівняння нестационарної теплопровідності (рівняння Фур'є). Щоб трохи збільшити точність розрахунків, вводять поняття «відносна об'ємна концентрація» одного з реагуючих компонентів.

У дослідженнях Мак НДІ [6,7] враховують параметри і питому об'ємну потужність іскрового розряду, однак спрощують задачу полага, що має вісь і площину симетрії, перпендикулярну цій осі, тобто обмежуються одним квадрантом площини моделювання. Використовують для розробки моделі класичне диференціальне рівняння теплопровідності в циліндричній системі координат і з огляду на симетрію, отримують двомірну задачу, на основі модифікованого методу «джерел». Зрозуміло, що не врахування теплотворної здатності нагрівання середовища і умов поширення полум'я, не дає можливості оцінити величину мінімальної енергії, достатньої для займання, навіть в найпростішому випадку її передачі ВШС.

Аналізуючи наведені вище роботи, можна сказати, що всі вони носили пробний характер. Результати цих робіт не можуть відповісти на питання про вплив тривалості електричного розряду на величину його запальної енергії і потужності, дати повну картину перспективності напрямку зі штучного скорочення тривалості розряду і стати основними вихідними даними для конструювання та експлуатації в шахтних умовах для вугільних шахт іскробезпечних НВК, як цього вимагає ДЕСТ [8].

У зв'язку зі зміною ситуації пов'язаної з окупацією частини Донбасу науковій організації і провідні фахівці України, що займаються питаннями безпеки електричних ланцюгів для вугільних шахт залишилися на окупованій території. Тому автор вирішував завдання безпеки використання вимірювальних ланцюгів

в вугільних шахтах в рамках держбюджетної теми ДБ 71 (№. держреєстрації 0118U003599) у 2018-2020 роках.



Рисунок 1 – Шахта шахтоуправління "Покровське" групи "Метінвест", де стався вибух

#### Виклад основного матеріалу і результати дослідження

##### 1. Виявлення умов та параметрів для загоряння ВШС від НВК

Однак до теперішнього часу не створено просту математичну модель процесу запалювання ВШС, яка дозволила б виявити фактори, що суттєво впливають на формування вогнища займання ВШС від низьковольтного вимірювального кола (НВК). Свіжий приклад, на шахті шахтоуправління "Покровське" (раніше - "Красноармійська-Західна №1") групи "Метінвест" (рис.1) 31 липня 2021 року під час виконання підземних робіт на горизонті 815 метрів стався вибух, в результаті яких постраждали 10 гірників. Від травм, несумісних з життям, шестеро шахтарів померли на місці в шахті. Ще четверо гірників направлено до лікарень Краматорська і Покровська зі станом трьох шахтарів - незадовільно, ще одного - стабільно важкий. Вирішується питання про відкриття кримінального провадження з попередньою кваліфікацією за ч. 2 ст. 272 Кримінального кодексу України (порушення правил безпеки під час виконання робіт з підвищеною небезпекою). Як би це було неприємно, але це типова ситуація на вугільних шахтах України.

Поняттям «вибухонебезпечна зона» в міжнародному стандарті «EN 60079-10 Classification of Hazardous Areas» визначається, що це приміщення або обмежений простір в приміщенні і зовнішньої обстановці, в яких є

або можуть утворюватися вибухонебезпечні суміші. Таким чином, гірничі виробки вугільної шахти повністю відповідають цьому визначенню. В даний час вже ні у кого не викликає сумніву в тому, що найбільш ефективний і економічно виправданий вид вибухозахисту - це іскробезпечне виконання (іскробезпечне коло), засноване на тому, що електричні розряди малої енергії виявляються нездатними запалити вибухову суміш. Це базується на багаторічному досвіді і простій логіці, що розряди малої потужності при будь-якій величині загальної енергії не можуть запалити ВШС. Тому слід враховувати дві форми передачі енергії в ВШС або два типу електричного розряду - миттєвий розряд і розряд з певною тривалістю. Для миттєвого електричного розряду критерієм запальної здатності є енергія розряду від НВК, що здатний до створення ядра полум'я, яке здатне до самопоширювання. Ця енергія розряду від НВК вноситься не миттєво, а в часі з невідомою тривалістю.

Для безперервного горіння необхідно, щоб на одиниці поверхні сфери полум'я вироблялась кількість тепла, достатня для нагрівання наступного шару певної товщини до температури, при якій значно зростає швидкість реакції. При зменшенні радіусу питома кількість тепла, необхідна для підтримки горіння, зростає. Ясно, що тільки починаючи з деякого розміру полум'я, внутрішня теплота реакції дозволяє йому поширюватися самостійно. До цих мінімально достатніх розмірів полум'я може підтримуватися тільки за рахунок додаткових надходжень електричної енергії.

Експериментально автором визначено, що мінімальна напруга запалювання істотно залежить від матеріалу контактів [8, 9]. Наприклад, якщо матеріал контактів мідь-мідь то мінімальна напруга запалювання становить 13,3 В, якщо матеріал контактів припій-припій, то мінімальна напруга запалювання всього 10,7 В. [9]. Виявлено, що перед початком електричного розряду електрична напруга зростає стрибком, потім монотонно падає, а потім носить коливальний характер. Причому час, протягом якого вогнище полум'я зростає до мінімального ядра полум'я, для 8,5% концентрації максимально і дорівнює приблизно 140 мкс.

За методикою [9] струми, що запалюють, визначалися для одного електричного кола НВК, за якими будувалася залежність, шляхом екстраполяції, і визначалися струми, що запалюють. Отримані аналітичні взаємозв'язку факторів, що зумовлюють займання ВШС електричною іскрою НВК, дозволяють приблизно оцінити іскробезпеку НВК і розробити орієнтовну, не завжди достатню для практики, методику оцінки іскробезпеки НВК.

При дослідженні [9] було виявлено, що максимальний розкид значень параметрів розряду при визначенні тривалості не перевищував 20%. Встановлено, що тривалість електричних розрядів зростає зі збільшенням розмикання струму, індуктивності електричного кола НВК і електрорушійної сили (е. р. с.) джерела електроживлення НВК. Для одних значень е. р. с. і одного значення індуктивності електричного кола НВК тривалість електричного розряду майже прямо пропорційна току, що розмикає.

## 2. Розробка критеріїв для можливого загоряння ВШС від НВК

У найсучаснішому огляді [10] узагальнено результати складних комплексних досліджень, що проведені за останній час в кращих лабораторіях світу. У зазначених дослідженнях встановлено, що, всупереч загальноприйнятим раніше уявленням, газонебезпечні процеси горіння, вибуху і детонації газів в області атмосферного і підвищених тисків протікають по складним ланцюговим механізмам і за законами неізотермічних ланцюгових реакцій. Отримано пояснення їх основних закономірностей, які не знаходили пояснення раніше, завдяки виявленню ланцюгової природи зазначених процесів. Розроблено наукові основи і хімічні методи управління різними режимами горіння. Встановлено та істотно уточнено закон температурної залежності швидкості реакцій ланцюгового горіння, який визначає особливості кінетики і макрокінетики цих процесів, в тому числі ланцюгово-тепловий вибух - необхідна стадія переходу горіння в детонацію. Переосмислення описаних прикладів використання цих сучасних методів придушення переходу горіння в детонацію, з точки зору автора, дозволяють створити нові

заходи і рекомендації для запобігання вибухів у вугільних шахтах.

На основі багаторічного досвіду і простій логіки зрозуміло, що розряди малої потужності при будь-якій величині загальної енергії не можуть запалити ВШС, тому ефективним і економічно виправданим видом вибухозахисту є іскробезпечне коло. Тому слід враховувати дві форми передачі енергії в ВШС або два типу електричного розряду - миттєвий розряд і розряд з певною тривалістю. Зрозуміло, що для миттєвого електричного розряду, критерієм запальної здатності є енергія розряду. Для тривалого електричного розряду, який рівній потужності розряду, критерієм запальної здатності є створення ядра полум'я, здатного до самопоширювання, але енергія вноситься не миттєво, а в часі зі швидкістю джерела електричної енергії НВК.

Виконані дослідження роботи [11] дали відповідь, в якому випадку критерієм запальної здатності є тільки енергія електричного розряду НВК, а за яких тривалостях необхідно оцінювати його небезпеку по потужності НВК. Це дозволило виключити з розгляду температуру джерела займання і брати до уваги енергію електричного розряду НВК і тривалість його підведення до ВШС. В роботі [11] знайдено, що температура займання метано-повітряної суміші знаходиться в діапазоні 650-750°C, а температура електричних розрядів може перевищувати в деяких випадках 1000°C.

В роботі [12] вирішувалося завдання знаходження досвідченим шляхом залежно запальної здатності і необхідної кількості тепла, переданого повітрю ВШС, в залежності від тривалості електричного розряду при незмінній його енергії. Вдалося з'ясувати, що існує відповідність між теплом, переданим повітрю, і запальною здатністю електричного розряду. Так що запальна здатність електричного розряду зростає до певної межі при підвищенні частоти і скорочення тривалості, але при подальшому зменшенні тривалості розряду запальна здатність починає падати. Аналіз показав, що є явно виражений мінімум при тривалості 100 - 120 мкс. Встановлений факт дозволяє зробити припущення, що тривалість електричного розряду, при якій запальна енергія мінімальна, і являє собою час формування мінімального ядра полум'я від енергії електричного кола.

Характерна особливість, що мінімум є для електричних кіл при різних можливостях займання. Отже, під час займання ВШС електричними розрядами з тривалістю більшою, ніж час формування мінімального полум'я, критерієм запальної здатності електричного розряду буде його потужність (енергія розряду за час формування мінімального ядра полум'я). Експериментально показано [11], що величина мінімальної запальної енергії становить 0,15 мДж для 8,5% метано-повітряної суміші. При цьому радіус мінімального ядра полум'я змінюється в залежності від концентрації ВШС і має мінімум при 8,5% метано-повітряної суміші.

Таким чином можемо зробити припущення, що енергія, виділена в електричному розряді після того, як мінімальне ядро полум'я вже сформовано, є надмірною. Тобто надмірна частка енергії електричного розряду НВК не приймає участі в запаленні ВШС.

Проведений нами аналіз експериментальних досліджень в області впливу тривалості іскрових розрядів на їх займисту здатність ВШС показав істотну роль цих досліджень в процесі формування правильного розуміння процесу займання ВШС від електричних розрядів НВК. Та, що запальна здатність іскрового розряду змінюється відповідно до зміни кількості тепла, переданого електричним розрядом повітрю шляхом теплопровідності і конвекції. Теплові та електричні явища в іскровому розряді НВК разом впливають на процес запалення, але переважну роль грає тепло.

### **3. Доопрацювання наявної моделі процесу запалювання ВШС від НВК**

Автор доопрацював наявну модель Я.Б. Зельдеровіча [12] яка заснована на теплової теорії поширення ламінарного полум'я. Автором була модифікована постановка задачі іскрового запалення вибухових газових сумішей, яка вирішувалася в широковідомій роботі [13] і пристосував її стосовно до вугільній шахті.

Пропонована модель спрощено враховує умови переходу від полум'я яке розвивається до стаціонарного полум'я ВШС (8,5% - ой метано-повітряної суміші). Для моделі була знайдена приблизна величина мінімального ядра полум'я ВШС, здатного до поширення. З логічних міркувань знайдено, що радіус

сферичного обсягу ВШС, що спочатку нагрівається електричним розрядом НВК до температури горіння, повинен бути більшим, ніж ширина фронту ламінарного полум'я для даної ВШС, - в цьому випадку горіння в локальному обсязі переростає у вибух. При цьому радіус мінімального ядра полум'я змінюється в залежності від концентрації ВШС і має мінімум при 8,5% концентрації метану. Таким чином, виходячи з проведених досліджень, можна змоделювати величину мінімальної теплової енергії миттєвого розряду  $Q_{\min}$ , необхідну для займання ВШС:

$$Q_{\min} = 4/3 \pi R^3 C_p \rho (T_r - T_n). \quad (1)$$

де  $Q_{\min}$  - мінімальна тепла енергії миттєвого розряду, необхідна для займання ВШС, що потрібна для нагрівання критичного обсягу газу до температури горіння, Дж

$R$  - радіус еквівалентного сферичного полум'я, здатного до самопоширювання, см;

$C_p$  - теплоємність ВШС при постійному тиску, кал/(г × °С);

$\rho$  - щільність ВШС при постійному тиску, г/см<sup>2</sup>;

$T_r$  - температура горіння ВШС в сферичному обсязі полум'я, °С;

$T_n$  - початкова температура ВШС для нагрівання обсягу, °С.

Математична модель мінімальної теплової енергії миттєвого розряду НВК (1), визначається як енергія, потрібна для нагрівання обсягу газу до температури горіння.

Вважаючи, що критерієм запальної здатності ВШС електричним розрядом НВК є його тепла енергія. Здійснюємо перехід від теплової енергії електричного розряду до повної електричної енергії НВК. Дана модель повної електричної енергії  $A_{\min}$  створена, за умови поширення ламінарного полум'я і, що хімічна реакція протікає у вузькій зоні температур поблизу температури горіння:

$$A_{\min} = 5,6 \pi R^3 C_p \rho (T_r - T_n). \quad (2)$$

Як видно із запропонованої моделі повної електричної енергії  $A_{\min}$ , завдання займання ВШС від точкового електричного розряду НВК досягнута ціною сміливих спрощень, що не

призвели до спотворення фізичного змісту процесу і в основному зберегли кількісну сторону.

Безумовно запропонована автором модель (2) не враховує ланцюговий характер окремих актів хімічної взаємодії, енергії активізації молекул при утворенні активних центрів горіння і вона заснована на тому, що вона постулювало деяку сумарну умову виникнення горіння у всій масі ВШС при нагріванні її електричним розрядом НВК.

Не дивлячись на вищевказані недоліки, модель (2) дозволяє встановити зв'язок граничних параметрів електричного розряду (його енергії і тривалості) з фактором запалення. в залежності від комплексу фізико-хімічних властивостей ВШС, що знаходять своє відображення в коефіцієнті температуропровідності і нормальної швидкості поширення полум'я. Ставлення визначає характерну для кожної ВШС величину - ширину фронту ламінарного полум'я, здатного до самопоширювання. Для безперервного горіння необхідно, щоб на одиниці поверхні сфери полум'я вироблялося кількість тепла, достатнє для нагрівання наступного шару певної товщини до температури, при якій значно зростає швидкість реакції. При зменшенні радіусу питома кількість тепла, необхідна для підтримки горіння зростає. Ясно, що, тільки починаючи з деякого розміру полум'я, внутрішня теплота реакції дозволяє йому поширюватися самостійно. До цих мінімально достатніх розмірів полум'я може підтримуватися тільки за рахунок додаткових надходжень електричної енергії НВК.

## ВИСНОВКИ

При зниженні тривалості розрядів у НВК, що запалюють, середня потужність їх зростає. Цей факт характерний для області з тривалістю електричних розрядів у НВК, меншою часу формування мінімального ядра полум'я. Для цієї області характерна зворотна пропорційна залежність від його тривалості електричних розрядів у НВК при відносному сталості енергії, що запалює.

Встановлено, що тривалість електричного розряду, при якій запалює енергія мінімальна, і

являє собою час формування мінімального ядра полум'я від енергії електричного кола НВК.

Критерієм запальної здатності ВШС електричним розрядом НВК є його теплова енергія.

Знайдено, що температура займання метано-повітряної суміші знаходиться в діапазоні 650-750°C, а температура електричних розрядів НВК може деяких випадках перевищувати 1000°C.

Із залежності (2) випливає, що для цих величин займання ВШС електричним розрядом необхідно НВК, щоб виділене розрядом тепло нагрівало до температури горіння сферичний обсяг, рівний мінімальному ядру полум'я, здатному до самопоширюванню. Цей висновок справедливий для розрядів будь-якої тривалості. Для безперервного горіння необхідно, щоб на одиниці поверхні сфери полум'я вироблялась кількість тепла, достатня для нагрівання наступного шару певної товщини до температури, при якій значно зростає швидкість реакції. При зменшенні радіусу питома кількість тепла, необхідна для підтримки горіння зростає. Ясно, що, тільки починаючи з деякого розміру полум'я внутрішня теплота реакції дозволяють йому поширюватися самостійно. До цих мінімально достатніх розмірів полум'я може підтримуватися тільки за рахунок додаткових надходжень електричної енергії. Тому модель (2) дає тільки порівняльну оцінку запальної здатності джерел НВК.

Доопрацьована модель (2) дозволяє встановити зв'язок граничних параметрів електричного розряду (його енергії і тривалості) з фактором запалення. в залежності від комплексу фізико-хімічних властивостей ВШС, що знаходять своє відображення в коефіцієнті температуропровідності і нормальної швидкості поширення полум'я.

Встановлено, що це ставлення визначає характерну для кожної ВШС величину - ширину фронту ламінарного полум'я, здатного до самопоширювання.

Але для безперервного горіння необхідно, щоб на одиниці поверхні сфери полум'я вироблялася кількість тепла, яка достатня для нагрівання наступного шару певної товщини до температури, при якій значно зростає швидкість реакції. При зменшенні радіусу питома кількість тепла, необхідна для підтримки горіння, зростає.

Ясно, що, тільки починаючи з деякого розміру полум'я, внутрішня теплота реакції дозволяє йому поширюватися самостійно. До цих мінімально достатніх розмірів полум'я може підтримуватися тільки за рахунок додаткових надходжень електричної енергії від НВК.

Експериментально автором визначено, що мінімальна напруга запалювання істотно залежить від матеріалу контактів НВК.

Встановлено, що тривалість електричних розрядів зростає зі збільшенням розмикання струму, індуктивності електричного кола і електрорушійна сила (е. р. с.) джерела електроживлення НВК. Для однакових значень е. р. с. і одного значення індуктивності електричного кола НВК тривалість електричного розряду майже прямо пропорційна току що розмикає.

Експериментально автором визначено, що величина мінімальної запальної енергії - 0,15 мДж для 8,5% концентрації метано-повітряної суміші. При цьому радіус мінімального ядра полум'я змінюється в залежності від концентрації ВШС і має мінімум при 8,5% метано-повітряної суміші.

Шахтоуправління "Покровське"(рис.2) - найбільший в Україні виробник коксівного вугілля мінеральні ресурси і запаси по методиці JORC якого склали 248 млн тон і 151 млн тон відповідно, що досить для забезпечення виробництва мінімум на 30 років. Тому при будь-яких обставинах про її закриття ніхто навіть не подумає, а для вирішення її проблем будуть залучені всі наукові ресурси.



Рисунок 2. Шахтоуправління "Покровське" групи "Метінвест" з висоти квадрокоптера

Розробка автором вимог та моделювання процесу запалювання вибухонебезпечної суміші

низьковольтним вимірювальним коло пройшли апробацію на трьох зарубіжних конференціях [9,14,15] і отримали в 2021 році зацікавленість зарубіжних колег.

Дані дослідження зараз виконуються ПТМ НАНУ в рамках держбюджетної теми «Удосконалення існуючих і створення нових технічних рішень та розробка методів розрахунку параметрів обладнання для процесів видобутку, переробки і управління операціями гірничого виробництва» Державний реєстраційний номер роботи: **0121U100693**. Виконується за постановою Бюро відділення механіки НАН України, від 22.07.2020 р., протокол № 5.

### Література

1. Иохельсон З.М., Бершадский И. А. Влияние параметров искры на воспламенение метано-воздушной смеси. *Уголь Украины*. № 9. 2007. С. 44-45
2. Крижанский С.М. К теории вольтамперной характеристики столба нестационарного дугового разряда. *Журнал технической физики*. 2005. Вып.109. С. 432 -439.
3. Бершанский И.А., Иохельсон З. М., Клименко С. М. Сферическая модель воспламенения электрической искровой газовой смеси для оценки искробезопасности электрических цепей рудничного электрооборудования. *Наукові праці Дон НТУ. Сер. Електротехніка і енергетика*. Донецьк: Дон НТУ, 2006. Вип. 112. С.41-45.
4. Дульнев Г.Н., Парфенов В. Г., Сигалов А. Г. Применение ЭВМ для решения задач теплообмена. М.: Высш. шк.,2000. 167с.
5. Коган А.Г. Электроизмерительная и расчетная оценка искробезопасности индуктивных электрических цепей на основе математической модели очагового зажигания рудничных газов: автореф. дис. канд. техн. наук: 05.26.01./А.Г. Коган –Макеевка, 1988. 16с.
6. Бершанский И. А., Иохельсон З. М., Клименко М. С. Сферическая модель воспламенения электрической искровой газовой смеси для оценки искробезопасности электрических цепей рудничного электрооборудования. *Наукові праці Дон НТУ. Сер. Електротехніка і енергетика*. Донецьк: Дон НТУ, 2006. Вип. 112. С. 41-45.
7. Диденко В.П. Современные подходы к оценке и обеспечению искробезопасности электрических цепей. *Уголь Украины*. № 9. 2007. С. 39-42
8. Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь». Технические требования и методы испытания: ГОСТ 22782.5-1985. [Введен 1980-01.-01]. М.: Изд.-во стандартов, 1985. – 70 с.
9. Lopatin V.V. Experimental studies of the possible incendiary ability of a low-voltage measuring electrical circuit [Електронний ресурс]. XXX International Mineral Processing Congress (Cape Town, 18 to 22 April 2021) Cape Town, South Africa Режим доступа до ресурсу: [https://ps-vosges.fr/24353/2016\\_1457010189.html](https://ps-vosges.fr/24353/2016_1457010189.html). (дата звернення - 09.09.2021).
10. Азатян В.В Особенности физико-химических механизмов и кинетических закономерностей горения, взрыва и детонации газов. *Кинетика и катализ*. 2020. Т. 61. № 3. С. 291-311
11. Лопатін В.В. Наукові основи розроблення системи контролю технічного стану жорсткого армування шахтних стовбурів: дис. доктора техн. наук: 05.11.13. Івано-Франківськ 2013. 392с.
12. Зенгер Н.Н. Исследование воспламенения. М.: Изд-во АН СССР. 1971. 87с.
13. Зельдерович Я.Б., Воеводский В. В., Симонов Н. Н. Вопросы теории искрового воспламенения взрывчатых газовых смесей. *Физ. хим.* 1955. Вып. 21. С. 14-32
14. Lopatin V.V. Development of requirements and modeling of the process of ignition of an explosive mixture by a low-voltage measuring circuit [Електронний ресурс]. 8-th Annual International Mining and Resources Conference + EXPO (Melbourne, 25-27 October 2021) Melbourne, Australia Режим доступа до ресурсу: <https://imarcmelbourne.com> (дата звернення – 09.09.2021).
15. Lopatin V.V. Modeling of the process of ignition of an explosive mixture at oil fields [Електронний ресурс]. 9th AFRICA 2021 OIL&GAS international triage exhibition (Nairobi 6 01-03 Yuly), Nairobi, Kenya, Africa. Режим доступа до ресурсу: <https://www.expogr.com/kenyaoil/https://www.expogr.com/kenyaoil> (дата звернення - 09.09.2021).

### References

1. Yokhelson Z.M., Bershadskiy Y. A. Vliyaniye parametrov iskry na vosplameneniye metano-vozdushnoi smesi. Uhol Ukrainy. № 9. 2007. p. 44-45
2. Kryzhanskyi S.M. K teorii volt-ampernooy kharakteristiki stolba nestatsyonarnoho duhovoho razriada. Zhurnal tekhnicheskoy fiziki. 2005. Vyp.109. p. 432 -439.
3. Bershanskyi Y.A., Yokhelson Z. M., Klymenko S. M. Sferycheskaia model vosplameneniya elektrycheskoi iskrovoy hazovoy smesi dlia otsenki iskrobezopasnosti elektrycheskikh tsepey rudnichnoho elektrooborudovaniya. Naukovi pratsi Don NTU. Ser. Elektrotehnika i enerhetyka. Donetsk: Don NTU, 2006. Vyp. 112. p.41-45.
4. Dulnev H.N., Parfenov V. H., Syhalov A. H. Prymeneniye EVM dlia resheniya zadach teploobmena. M.: Vyssh. shk.,2000. 167p.
5. Kohan A.H. Elektroizmerytel'naya i raschetnaya otsenka iskrobezopasnosti induktyvnykh elektricheskikh tsepey na osnove matematycheskoy modeli ochahovoho zazhyhaniya rudnychnykh hazov: avtoref. dys. kand. tekhn. nauk: 05.26.01./A.H. Kohan –Makeevka, 1988. 16p.
6. Bershanskyi Y. A., Yokhelson Z. M., Klymenko M. S. Sferycheskaya model vosplameneniya elektrycheskoi iskrovoy hazovoy smesi dlia otsenki iskrobezopasnosti elektrycheskykh tsepey rudnychnoho elektrooborudovaniya. Naukovi pratsi Don NTU. Ser. Elektrotehnika i enerhetyka. Donetsk: Don NTU, 2006. Vyp. 112. p. 41-45.
7. Dydenko V.P. Sovremennyye podkhody k otsenke i obespecheniyu iskrobezopasnosti elektricheskikh tsepey. Uhol Ukrainy. № 9. 2007. p. 39-42
8. Elektrooborudovanye vzryvozhchishch-ennoye s vidom vzryvozhchity «Iskrobezopasnaya elektricheskaya tsep». Tekhnicheskiye trebovaniya i metody ispytaniya: HOST 22782.5-1985. [Vveden 1980-01.-01]. M.: Izd.-vo standartov, 1985. 70 p.
9. Lopatin V.V. Experimental studies of the possible incendiary ability of a low-voltage measuring electrical circuit [Elektronnyi resurs]. XXX International Mineral Processing Congress (Cape Town, 18 to 22 April 2021) Cape Town, South Africa Rezhym dostupu do resursu: [https://ps-vosges.fr/24353/2016\\_1457010189.html](https://ps-vosges.fr/24353/2016_1457010189.html). (data zvernennia - 09.09.2021).
10. Azatian V.V Osobennosti fiziko-khimicheskikh mekhanizmov i kynetycheskykh zakonomernostey horeniya, vzryva i detonatsii hazov. Kinetika i kataliz. 2020. T. 61. № 3. S. 291-311
11. Lopatin V.V. Naukovi osnovy rozroblennia systemy kontroliu tekhnichnoho stanu zhorstkoho armuvannia shakhtnykh stovburiv: dys. doktora tekhn. nauk: 05.11.13. Ivano-Frankivsk 2013. 392p.
12. Zenher N.N. issledovaniye vosplameneniya. M.: Izd-vo AN SSSR. 1971. 87p.
13. Zelderovich Ya.B., Voevodskiy V. V., Simonov N. N. Voprosy teorii iskrovoho vosplameneniya vzryvchatykh hazovykh smesey. Fiz. khim. 1955. Vyp. 21. S. 14-32
14. Lopatin V.V. Development of requirements and modeling of the process of ignition of an explosive mixture by a low-voltage measuring circuit [Elektronnyi resurs]. 8-th Annual International Mining and Resources Conference + EXPO (Melbourne, 25-27 October 2021) Melbourne, Australia Rezhym dostupu do resursu: <https://imarcmelbourne.com> (data zvernennia – 09.09.2021).
15. Lopatin V.V. Modeling of the process of ignition of an explosive mixture at oil fields [Elektronnyi resurs]. 9th AFRICA 2021 OIL&GAS international triage exhibition (Nairobi 01-03 Yuly), Nairobi, Kenya, Africa. Rezhym dostupu do resursu: <https://www.expogr.com/kenyaoil/https://www.expogr.com/kenyaoil> (data zvernennia - 09.09.2021).

УДК 681.51

DOI: 10.31471/1993-9981-2021-2(47)-105-108

## ДИФЕРЕНЦІАЛЬНА МОДЕЛЬ РОЗВИТКУ ПАВОДКОВИХ ЯВИЩ

*М. О. Карнаш, А. П. Олійник, Л. І. Фешанич*

*Інститут інформаційних технологій, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; e-mail: kafatp@ukr.net*

В роботі на підставі багаторічних спостережень за розвитком паводкових явищ в регіоні запропоновано математична модель розвитку паводкових явищ на основі апарату систем лінійних неоднорідних звичайних диференціальних рівнянь, які пов'язують рівень паводкових вод, здатність середовища поглинати воду – а саме проникність ґрунтового середовища, рівень зелених насаджень, гідротехнічне забезпечення тощо, рівень опадів в регіоні, ефективність коштів, що виділяються на засоби та заходи по боротьбі з паводковими явищами. Неоднорідності в системі рівнянь описують режим опадів в регіоні та об'єм коштів, що спрямовуються на протипаводкові заходи. Система доповнюється відповідними початковими умовами. Коефіцієнти моделі визначаються за методом експертних оцінок з використанням критерію неупередженості Кенделла, за яким встановлюються рівень узгодженості експертів. При побудові обчислювальної схеми використовується метод Рунге-Кутта четвертого порядку точності та відповідне програмне забезпечення його реалізації. Проведена параметрична ідентифікація моделі з метою такого вибору коефіцієнтів моделі, який би забезпечував адекватність моделі реальній системі. Всі розрахунки проводились в безрозмірному вигляді. Наведено результати моделювання, визначено напрямки подальших досліджень, які будуть присвячені впровадженню моделі на реальних підприємствах та службах, задачею яких є попередження виникнення паводкових явищ, особливо в зоні можливого підтоплення об'єктів нафтогазового комплексу.

**Ключові слова:** математичне моделювання диференціальні рівняння, метод експертних оцінок, критерій узгодженості Кенделл.

В работе на основании многолетних наблюдений за развитием паводковых явлений в регионе предложена математическая модель развития паводковых явлений на основе аппарата систем линейных неоднородных обыкновенных дифференциальных уравнений, которые связывают уровень паводковых вод, способность среды поглощать воду – а именно проницаемость почвенной среды, уровень зеленых насаждений, гидротехническое обеспечение и т.п., уровень осадков в регионе, эффективность средств, выделяемых на мероприятия по борьбе с паводковыми явлениями. Неоднородности в системе уравнений описывают режим осадков в регионе и объем средств, направляемых на противопаводковые меры. Система дополняется соответствующими начальными условиями. Коэффициенты модели определяются методом экспертных оценок с использованием критерия беспристрастности Кенделла, согласно которому устанавливаются уровень согласованности экспертов. При построении вычислительной схемы используется метод Рунге-Кутта четвертого порядка точности и программное обеспечение его реализации. Произведена параметрическая идентификация модели с целью такого выбора коэффициентов модели, обеспечивающей адекватность модели реальной системе. Все расчеты производились в безразмерном виде. Приведены результаты моделирования, определены направления дальнейших исследований, посвященных внедрению модели на реальных предприятиях и службах, задачей которых является предупреждение возникновения паводковых явлений, особенно в зоне возможного подтопления объектов нефтегазового комплекса.

**Ключевые слова:** математическое моделирование дифференциальные уравнения, метод экспертных оценок, критерий согласованности Кенделла.

In the work on the basis of long-term observations of the development of flood phenomena in the region, a mathematical model of the development of flood phenomena based on the apparatus of linear inhomogeneous ordinary systems is proposed. Such model allows us to estimate the level of flood waters, the ability of the environment to absorb water - namely the permeability of the soil, the level of greenery, hydraulic support, etc., the level of precipitation in the region, the effectiveness of funds allocated to measures and measures to combat floods/ Heterogeneities in the system of equations describe the precipitation regime in the region and the amount of funds allocated for flood control measures. The system is supplemented by appropriate initial conditions. The coefficients of the model are determined by the method of expert estimates using the criterion of Kendall's impartiality/ When constructing a computational scheme, the fourth-order Runge-Kutta method and the corresponding software for its implementation are used. The parametric identification of the model is carried out in order to select the coefficients of

the model, which would ensure the adequacy of the model to the real system. All calculations were performed in dimensionless form. The results of modeling are given, the directions of further researches which will be devoted to introduction of model at the real enterprises and services which task is the prevention of occurrence of the flood phenomena, especially in a zone of possible flooding of objects of an oil and gas complex are defined.

**Keywords:** mathematical modeling of differential equations, method of expert estimates, Kendall consistency criterion.

При моделюванні поведінки екологічних систем широкого застосування набувало методи математичного моделювання і, зокрема, методи, що базуються на використанні систем диференціальних рівнянь. Найбільш та історично пріоритетними в цьому є роботи Лотка і Вольтерра [1], а також, диференціальні моделі наведені в [1-3]. Перевагою у використанні цього апарату є та обставина, що появляється можливість надання якісного рівня моделей

При цьому розглядаються можливості описання реальних об'єктів та процесів з використанням систем звичайних диференціальних рівнянь, серед яких виділяється клас лінійних систем зі системами коефіцієнтів.

Розглядається наступна модель: нехай  $y_1(t)$  – рівень паводкових вод,  $y_2(t)$  – кількісна характеристика здатності поглинання паводкових вод (проникність ґрунтового середовища, рівень зелених насаджень, гідротехнічне забезпечення тощо)  $y_3(t)$  – кількісна характеристика зміни і паводкових вод та опадів в регіоні. При цьому слід зазначити, що у вказаній системі присутні дві функції від часу – одна з них  $F_1(t)$  характеризує інтенсивність опадів в регіоні та  $F_2(t)$  характеризує інтенсивність капіталовкладень на протиаводкові заходи.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dy_1}{dt} = k_1 y_1(t) - k_2 y_2(t) + k_3 y_3(t) \\ \frac{dy_2}{dt} = -k_4 y_3(t) - k_5 y_1(t) + F_2(t) \\ \frac{dy_3}{dt} = F_1(t) - k y_3(t) \end{array} \right. \quad (1)$$

з початковими умовами :

$$y_1(t) = 0.2, y_2(t) = 1.0, y_3(t) = 0.8. \quad (2)$$

Перше з рівнянь системи (1) встановлює той факт, що швидкість зміни рівня паводкових вод залежить від наступних в факторів

- від початкового рівня води в ріці;
- від кількості опадів в регіоні;
- від здатності ґрунтів поглинати воду, що надходить ззовні.

Друге рівняння системи встановлює, що здатність до поглинання наслідків паводку залежить, точніше, її швидкість, залежить від таких факторів:

- від інтенсивності опадів;
- від рівня паводкових вод;
- від коштів, що виділяються на заходи

по боротьбі з паводками.

Третє рівняння системи встановлює, що швидкість надходження опадів в регіон залежить від експериментально визначеної функції інтенсивності опадів та самого рівня опадів, який не може безкінечно зростати.

Функції  $F_1(t)$  та  $F_2(t)$  задаються наступним чином

$$F_1(t) = c_1 / (1.0 + c_2(t - t_1)^2)$$

– функція, яка характеризує швидкість зміни опадів та надходження паводком води,  $F_2(t)$  – модельна функція, що характеризує витрати на протиаводкові заходи. На першому етапі вважається сталою, 0.2 – 0.6.

Система типу (1) є певним розширенням відомої моделі типу «хижак – жертва». Запропоновано алгоритми знаходження коефіцієнтів системи (1) методом експертних оцінок, причому при моделюванні системи (1) встановлено додаткові умови на її коефіцієнтів з точки зору одержання асимптотично стійких розв'язків. Введення нелінійних складових в систему (1) дозволяє одержати розв'язки, які точніше відображають суть явищ та процесів, що моделюються.

Для практичного використання запропонованої моделі, яка є неоднорідною, необхідно визначити концепцію визначення коефіцієнтів  $K_i$ .

Можна використати один із варіантів методу експертних оцінок, який полягає в наступному [4,5]: група експертів у кількості  $N$  спеціалістів досліджують наступні питання: в якій мірі пов'язані між собою величини  $y_1(t)$   $y_2(t)$   $y_3(t)$  – через коефіцієнти  $K_i$  ( $i=1, \dots, 8$ ). Кожен із експертів заповнює таблицю, в якій для кожного з коефіцієнтів  $K_i$  виставляє оцінку від  $U_{min}$  до  $U_{max}$ . В результаті для кожного коефіцієнта  $K_i$  одержується сума балів:

$$U_i = \sum_{j=1}^N U_{ij}, \quad (3)$$

де,  $U_{ij}$  – оцінка, яку коефіцієнту  $K_i$  виставив  $j$ -й експерт.

Вказана інформація може бути використана при встановленні величин  $K_i$ :

$$K_i = \frac{U_i}{\sum_{s=1}^8 U_s}, \quad (4)$$

при цьому  $0 \leq K_i \leq 1$ , проте, в окремих випадках практичне використання з метою забезпечення стійкості розрахунків та наглядності подання результатів величини  $K_i$  можуть бути обчислені за формулою:

$$K_i = \frac{U_i}{\sum_{s=1}^8 U_s}, \quad i = 1, \dots, 8. \quad (5)$$

Величина  $A$  та  $B$ , що входять в систему (1) визначаються в певному масштабі принаймні до того часу, поки за результатами статистичних даних не будуть отримані їх реальні значення. В окремих випадках вибір коефіцієнтів може бути здійснений емпірично, без використання умов або умови рівності суми всіх  $K_i$  одиниці.

При виборі коефіцієнтів моделі для перевірки неупередженості експертів використовується критерій Кенделла [5,6], який полягає в наступному: нехай  $N$  – число коефіцієнтів моделі, які підлягають визначенню,  $M$  – число залучених експертів,  $R_{ij}$  - ранг  $i$ -ого коефіцієнта на думку  $j$ -ого експерта,  $D_i$  – сума рангів  $i$ -ого коефіцієнта у всіх експертів,  $W$  – коефіцієнт конкордації Кенделла,

$$W = \frac{12}{M^2(N^3 - N)} \sum_{i=1}^N (D_i - \bar{D})^2 \quad (6)$$

$$D_i = \sum_{j=1}^M R_{ij}, \quad (7)$$

$$\bar{D} = \frac{M(N+1)}{2} \quad (8)$$

Якщо  $W > 0,75$ ,  $0 \leq W \leq 1$ , вважається що думка експертів (4)–(6) є об'єктивною, неупередженою та такою, що відповідає особливостям модельованого явища.  $k_1 = 0,2$ ,  $k_2 = 0,2$ ,  $k_3 = 0,3 - 0,5$ ,  $k_4 = 0,3 - 0,5$ ,  $k_5 = 0,3 - 0,5$ ,  $K = 0,02 - 0,1$

В даному випадку система може бути розв'язана точно, але неоднозначне тлумачення і вигляд модельних функцій  $F_1(t)$  та  $F_2(t)$  вимагає застосування чисельних методів Рунге – Кутта, достатній рівень точності забезпечують методи четвертого порядку. Нижче приводяться результати модельних розрахунків у відповідному програмному середовищі.

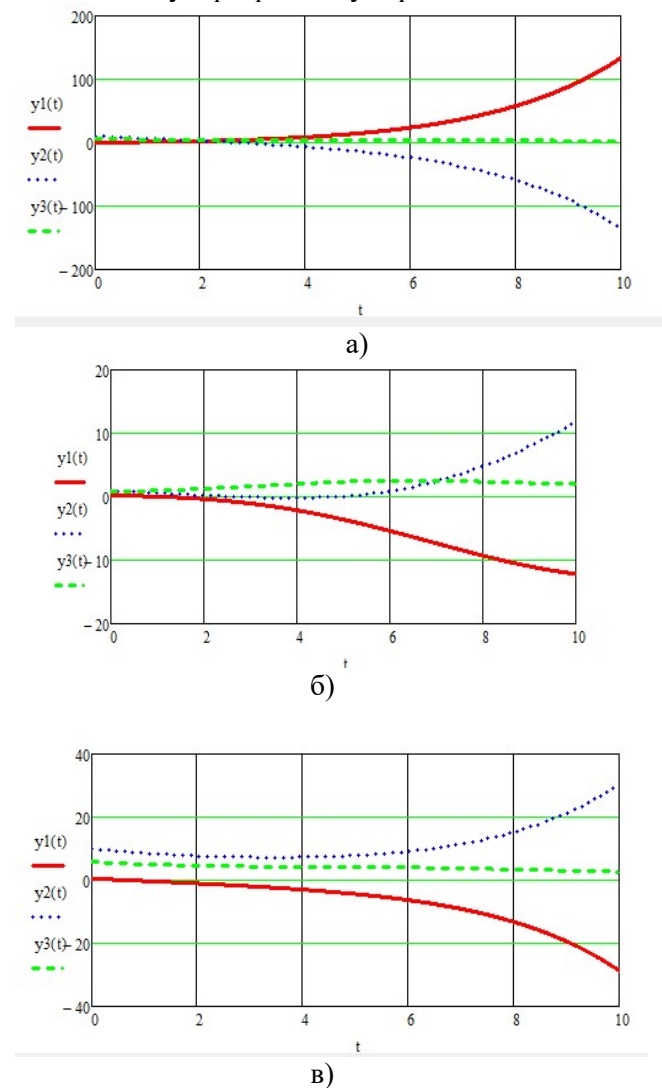


Рисунок 1 – Оптимізація параметрів системи шляхом її параметричної ідентифікації

Як видно з рисунку 1, для даної моделі шляхом підбору її коефіцієнтів (параметричної ідентифікації [7]) встановлено параметри моделі, які, з одного боку, відповідають параметрам системи, якісно точно описують, а, з іншого боку, не вимагають її удосконалення відносно типу даної моделі – системи лінійних неоднорідних звичайних диференціальних рівнянь.

Напрямки подальших досліджень полягають у проведенні комплексних розрахунків для реальних даних системи, які б не носили модельний характер, у перевірці адекватності моделей при різних параметрах системи.

### Література

1. Вольтерра В. Математическая теория борьбы за существование / В. Вольтерра. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 288с.

2. Відходи виробництва і споживання та їх вплив на ґрунти і природні води: [навч. посіб.] / В. М. Савицький, В. К. Хільчевський, О. В. Чунар'ов, М. В. Яцюк. За ред. В.К. Хільчевського. К.: Видавничо-поліграфічний центр «Київський університет», 2007. 152 с.

3. Головатий Ю.Д. Диференціальні рівняння / Ю.Д. Головатий, В.М. Кирлич, С.П. Лавренюк. Львів: ЛНУ ім. Івана Франка, 2011. 470 с.

4. Самарский А. А. Математическое моделирование / А. А. Самарский, А. П. Михайлов. М.: Физматлит, 2005. 320с.

5. Моделювання та оптимізація систем / [В.М. Дубовой, Р.Н. Кветний, О.І. Михальов, А.В. Усов]. Вінниця: ПП «ТД Едельвейс», 2011. 804 с.

6. Карпаш М.О. Підвищення надійності упровадження нових стандартів для систем діагностування з урахуванням умов експлуатації. / М.О. Карпаш, А.П. Олійник, А.М. Ключень, Г.М. Когут // Стандартизація, сертифікація, якість. 2018. №2(109). с.60 – 65.

7. Аністратенко В.О. Математичне планування в АПК / В.О. Аністратенко, В.Г. Фролов. К.: Вища школа, 1993. 374 с.

### References

1. Volterra V. Matematicheskaya teoriya borbyi za suschestvovanie / V. Voldterra. Moskva Izhevsk: Institut kompyuternyih issledovaniy, 2004. 288 p.

2. Vidkhody vyrobnytstva i spozhyvannia ta yikh vplyv na ґrunty i pryrodni vody: [navch. posib.] / V. M. Savytskyi, V. K. Khilchevskiy, O. V. Chunarov, M. V. Yatsiuk. Za red. V.K. Khilchevskoho. – K.: Vydavnycho-polihrafichnyi tsentr «Kyivskiy universytet», 2007. 152 p.

3. Holovaty Yu.D. Dyferentsialni rivniannia / Yu.D. Holovaty, V.M. Kyrlych, S.P. Lavreniuk. – Lviv: LNU im. Ivana Franka, 2011. 470 p.

4. Samarskiy A. A. Matematicheskoe modelirovanie / A. A. Samarskiy, A. P. Mihaylov. M.: Fizmatlit, 2005. 320 p.

5 Modeliuvannia ta optymizatsiia system / [V.M. Dubovoi, R.N. Kvietnyi, O.I. Mykhalov, A.V. Usov]. – Vinnytsia: PP «TD Edelweis», 2011. 804 p.

6 Karpash M.O. Pidvyshchennia nadiinosti uprovadzhennia novykh standartiv dlia system diahnostuvannia z urakhuvanniam umov ekspluatatsii. / M.O. Karpash, A.P. Oliinyk, A.M. Kliun, H.M. Kohut // Standartyzatsiia, sertyfikatsiia, yakist. 2018. №2(109). P.60 – 65.

7. Anistratenko V.O. Matematychnе planuvannia v APK / V.O. Anistratenko, V.H. Frolov. K.: Vyshcha shkola, 1993. 374 p.

## ВИМОГИ ДО ПОДАНИХ МАТЕРІАЛІВ

---

---

Рукописи статей, що подаються до університетських науково-технічних журналів, повинні бути актуальними, зрозумілими, повноцінними, виконані на високому науково-технічному рівні і відповідати нафтогазовому профілю, містити наукову і практичну новизну, викликати інтерес у читачів наукової спільноти.

### **Рекомендації щодо написання статті:**

Стаття не містить елементів плагіату (включаючи перевидання статті або її частин, подання одночасно в декілька журналів, використання текстів та ілюстрацій без дозволу їх правовласника) і автоплагіату.

Стаття не містить орфографічних і граматичних помилок. Статтю написано грамотно.

Стаття завершена, не фрагментарна, логічна, не «архівного» чи «статистичного» характеру.

Стаття спрямована на вирішення конкретних цілей і задач нафтогазової проблематики.

Стаття висвітлює важливі регіональні дослідження, які не можуть бути проведені в іншій місцевості і відображають конкретні географічні, кліматичні, соціально-економічні проблеми.

Стаття здатна як доповнити і розширити бази Scopus і Web of Science, так і зробити новий внесок у нафтогазову галузь науки, сформулювати нові дискусійні теми, відкрити нові перспективи співпраці в науковій галузі.

Авторам настійно рекомендується перевіряти кінцеві варіанти статті на помилки, перш ніж повернути виправлений рукопис до редакції, оскільки врахування запізнілих поправок не гарантується.

Відповідальність за зміст статті і коректність викладеного матеріалу несе автор.

### **До редакції звичайною поштою надсилаються:**

- два примірники рукопису статті (включаючи ілюстрації і таблиці) *українською, російською або англійською* мовами, надруковані на папері формату А4 (210x297 мм);
- довідка про авторів;

**До редакції електронною поштою на адресу журналу або он-лайн на сайт університету надсилаються:**

Журнал «Методи та прилади контролю якості»

<http://mpky.nung.edu.ua/index.php/mpky>.

E-mail: [mmi@nung.edu.ua](mailto:mmi@nung.edu.ua)

Стаття повинна бути структурована за такими пунктами:

1. **Назва статті** відтворює її зміст та привертає увагу наукової аудиторії, в тому числі міжнародну. Містить не більше 12 слів.
2. **Кількість авторів** – не більше 10 (причому не більше 4 з однієї організації).
3. **Анотація** викладена в одному абзаці (не поділяється на підрозділи), зрозуміла, містить короткий опис проведених досліджень, розкриває основні результати роботи; ціль статті сформульовано коректно.  
Обсяг анотації разом із ключовими словами - не менш як 1800 знаків.
4. **Ключові слова** повинні конкретизувати інформацію про дослідження, але не узагальнювати її. Складаються з 3-6 словосполучень, відокремлені за допомогою крапки з комою, не повторюються в назві статті, відповідають змісту роботи.
5. **Вступ** дає змогу оцінити сучасний стан проблеми на світовому рівні. Завершується вступ формулюванням **мети роботи** – «виявити...», «охарактеризувати...», «з'ясувати...». В тексті вступу відсутні квадратні дужки з більш ніж 3 джерелами.
5. **Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій**, в яких започатковано вирішення даної проблеми і на які посилається автор.
6. **Висвітлення невіршених раніше частин загальної проблеми**, якій присвячується стаття.
7. **Формулювання цілей статті** (постановка задачі і методів досліджень, що розглядаються).
8. **Висвітлення основного матеріалу дослідження** з повним обґрунтуванням одержаних наукових результатів. Розділ дає змогу побачити, що в дослідженнях виключені всі можливі джерела помилок, автор володіє інформацією про всі чинники, що впливають на результат і максимальне уникає їх.  
Кількість дослідів повинна бути достатньою, об'єм вибірок має відповідати аналогічним дослідженням, опублікованим в міжнародних наукових виданнях. Дослідні дані обробляють коректними статистичними методами (перевагу надавати якомога сучаснішим багатомірним). Аналіз результатів містить достатнє статистичне обґрунтування і відповідає загальновизнаним нормам нафтогазової галузі.
9. **Висновки** з даного дослідження (наукова новизна, теоретичне і практичне значення) повинні бути:
  - лаконічні, конкретні, відповідають меті і назві статті;
  - дослівно не дублюються у всіх мовних версіях анотацій;
  - не починаються «черговою фразою» (напр., «В результаті проведених досліджень були отримані такі...»);
  - міститься нова інформація, відсутнє перефразування будь яких розділів статті;
  - аргументи логічні і структуровані, дані статті підтверджують і обґрунтовують висновки;
  - висвітлені перспективи подальшої роботи у даному напрямку;
  - відображено, як результати корелюють з очікуваннями і більш ранніми дослідженнями; вказано чи стаття підтверджує чи спростовує вже існуючі теорії і як дослідження вплинуло на процес збагачення наукових знань.
10. **Список використаних джерел** слід оформити відповідно до правил для авторів, заснованих на ДСТУ ГОСТ 7.1:2006 "Система стандартів з інформації, бібліотечної та видавничої справи. Бібліографічний запис. Бібліографічний опис. Загальні вимоги та правила складання" та ДСТУ 8302:2015 "Бібліографічне посилання. Загальні положення та правила складання». Також **необхідно подати транслітерацію** літератури, напр. за посиланням [ukrlit.org](http://ukrlit.org).  
**Рекомендований обсяг рукопису статті - від 7 стор.**

**Електронний варіант статті повинен задовольняти таким вимогам:**

**1. Стаття набирається** у редакторі Microsoft Word на аркуші формату 210x297 мм, поля (мм): верхнє – 20, нижнє – 25, ліве – 30, праве – 15.

**2. Порядок набору:**

**УДК** (Times New Roman (Cyr), кегль 11, без абзацного відступу, вирівнювання – зліва).

**Назва статті** (Arial (Cyr), кегль 14, bold, прописом, без абзацного відступу, вирівнювання – по центру, відбивки зверху і знизу – 9 пт).

**Ініціали, прізвище автора (співавторів)** (Times New Roman (Cyr), кегль 11, bold italic, без абзацного відступу, вирівнювання – по центру). Прізвище відповідального за подання статті автора повинно бути позначене зірочкою.

**Назва організації, її повна поштова адреса, адреса електронної пошти** (Times New Roman (Cyr), кегль 11, italic, без абзацного відступу, вирівнювання – по центру, відбивка знизу – 12 пт). Якщо автори статті представляють декілька організацій, то необхідно для кожної організації аналогічно вказати її назву, повну поштову адресу і адресу електронної пошти.

**Анотації українською, російською та англійською мовами** – кегль (менший від основного тексту статті) – 10, інтервал – 1,0. Повинна містити не менш як 1800 знаків.

**Основний текст** набирається таким чином:

2.1. Стиль “звичайний”, гарнітура - Times New Roman (Cyr), кегль 12, абзацний відступ – 0,75 см, міжрядковий інтервал – 1,0.

**Текст статті, в якому повинні бути вказані вище елементи, обсягом від 7 сторінок.**

2.2. Відбивки по тексту не використовуються за винятком підрозділів статті (підрозділи, підпункти і т. п. відокремлюються відбивками “перед” – 9, “після” – 6).

**3. Для набирання формул** використовується редактор формул **Equation v. 3.0.** або Math Type 6,9 Стилі: **Text** – Times New Roman (Cyr), **Function** – Times New Roman (Cyr), italic, **Variable** - Times New Roman (Cyr), italic, L.C.Greek – Symbol, italic, **Symbol** – Symbol, italic, **Matrix/Vector** - Times New Roman (Cyr), **Number** - Times New Roman (Cyr). Розміри: **Full** – 11, **Subscript/Superscript** – 8, **Sub-Subscript/Superscript** – 8, Symbol – 14, **Sub- Symbol** – 10.

**Забороняється використовувати вбудований у MS Office версій 10 і вище редактор формул!**

**Для наочності рекомендується формули відокремлювати відбивками зверху і знизу – 6 пт.**

**Формули компонуються так, щоб вони вміщалися в колонку шириною 80 мм!!!**

**4. Таблиці** повинні бути складені лаконічно, зрозуміло і містити мінімальні відомості, необхідні для ілюстрування суті статті. Таблиці не повинні дублювати результати, представлені в інших місцях рукопису (наприклад, у вигляді графіків).

**Назва таблиці:** Times New Roman (Cyr), кегль 11, bold, без абзацного відступу, вирівнювання – по центру, відбивки зверху і знизу – 6 пт.

**Таблиці компонуються так, щоб вони вміщалися в колонку шириною 80 мм або 165 мм!!!**

**5. Ілюстрації** до статей (схеми, графіки, діаграми) повинні бути виконані у растровому (векторному) форматах (BMP, TIF, PCX, JPG, GIF, CDR) і додаватися окремим файлом.

**Забороняється використовувати графічний редактор MS WORD!!!**

Ілюстрації типу фотографій повинні бути відскановані з роздільною здатністю не менше 400 dpi і/або додаватися в оригіналі.

**Усі рисунки, графіки і фотографії можуть бути чорнобілими, кольоровими або півтоновими.**

**Ілюстрації, перескановані з періодики та накреслені вручну, не приймаються!!!**

**Підписи до ілюстрацій:** Times New Roman (Сур), кегль 10, bold, без абзацного відступу, вирівнювання – по центру. **Написи в ілюстраціях** виконуються гарнітурою Arial.

Забороняється використовувати аббревіатуру в назвах.

**6.** Використані автором літературні джерела, на які є посилання у тексті, наводяться у кінці статті загальним списком у порядку згадування. До нього слід включати лише джерела, на які є посилання у статті. У тексті порядковий номер (згідно списку) літературного джерела, на яке посилаються, подається у квадратних дужках, наприклад, [4]. Обов'язково оформити **REFERENCES** через translit.kh.ua.

**Додатково до тексту статті додається файл з довідкою про авторів (для присвоєння індексу DOI кожній публікації).**

**ДОВІДКА ПРО АВТОРА**

1. Автор (укр. і англ.) \_\_\_\_\_  
(Прізвище, ім'я, по батькові)
2. Науковий ступінь \_\_\_\_\_
3. Вчене звання, ID ORCID \_\_\_\_\_
4. Місце роботи (повна назва організації та адреса укр. і англ.) \_\_\_\_\_
5. Контактний номер телефону \_\_\_\_\_
6. Електронна пошта \_\_\_\_\_
7. Поштова адреса з індексом (на яку необхідно направити примірник збірника наукових праць) \_\_\_\_\_
8. Назва публікації (укр. і англ.) \_\_\_\_\_
9. Анотації трьома мовами з ключовими словами (укр., рос., англ.) \_\_\_\_\_
10. Дата подання статті до редакції \_\_\_\_\_

**Якщо авторів декілька, довідку можна оформити одну з чітким вказанням прізвищ і місця роботи українською і англійською мовами.**

**Рукописи, які не враховують наведені вище вимоги, повертаються автору без розгляду по суті. Датою надходження рукопису статті в редакцію вважається дата надсилання її кінцевого варіанта.**