

© Р.К. Стасевич¹, Р.А. Агаєв¹, О.О. Стасевич²

¹Інститут геотехнічної механіки ім. Н.С. Полякова Національної академії наук України (ІДТМ НАНУ).

²Дніпровський державний технічний університет, Дніпро, Україна

РЕЗУЛЬТАТИ ВИПРОБУВАНЬ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ТА ОБЛІКУ ВИДОБУТКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

© R. Stasevich¹, R. Ahaiev¹, O. Stasevich²

¹M.S. Poliakov Institute of Geotechnical Mechanics of the National Academy of Sciences of Ukraine

²Dniprovsky State Technical University, Dnipro, Ukraine

RESULTS OF THE TESTING OF AN AUTOMATED CONTROL SYSTEM AND THE APPLICATION OF NATURAL GAS BURNERS

Мета роботи. Випробування автоматизованої системи контролю для підвищення точності обчислення витрат природного газу на вугільних родовищах та надання достовірної інформації постачальникам і споживачам щодо взаєморозрахунків.

Методика дослідження. Розглянуто умови функціонування шахтної дегазаційної системи та методи моніторингу її експлуатаційних показників для ефективного керування технічним станом об'єкта в реальних умовах шахтного середовища. Визначено підходи до безперервного контролю параметрів свердловин за допомогою структурних модулів АСУ ДШ.

Результати дослідження. Впроваджено модуль АСУ ДШ в реальних умовах шахтного середовища, що дозволило проводити автоматичний моніторинг метаноповітряної суміші, вимір та підготовку до видачі оперативному персоналу поточних значень перепадів тиску на діфрагмах, абсолютного тиску, температури та об'ємної витрати газу.

Наукова новизна. Розроблено новий метод підвищення точності комерційного обліку природного газу вугільних родовищ, що полягає у постійному моніторингу технічного стану дегазаційної системи та автоматизованого обліку природного газу на базі комплексу вимірювального «ДІЯ». Отримано середньогодинні значення масової витрати газу, а також різниця між даними каналу діючої АСУТП КС і каналом контролером «Ергомера»–126.МУ в комплексі з операторською станцією «ДІЯ».

Практичне значення. Проведено шахтний експеримент з моніторингу та контролю шахтних дегазаційних газопроводів з використанням інноваційних технічних рішень для швидкого та систематизованого надходження інформації про параметри роботи шахтної дегазаційної системи до диспетчерської служби. Розроблено структуру, принцип дії, методика обчислення витрати природних газів та газів вугільних родовищ та проведені промислові випробування експериментального зразка АСУ ДШ з автоматичним занесенням результатів в електронні журнали звітності.

Ключові слова: дегазація, підземний вакуумний газопровід, метаноповітряна суміш, моніторинг, пропускна спроможність, модуль АСУ ДШ.

Актуальність. Забезпечення метанобезпеки гірничих робіт може бути реалізовано тільки при об'єднанні дегазації поверхневими свердловинами з

раціональними системами підземної дегазації, транспортування та утилізації в єдиний автоматизований технологічний процес. Незважаючи на високий рівень виконаних досліджень за цими напрямками на практиці існує низка питань, які потребують подальшого вирішення, а саме:

- відсутність системи моніторингу параметрів дегаційної системи в реальному режимі часу;
- не нормовані похибки вимірювання дебіту природного газу, що каптується поверховими дегаційними свердловинами з вугільних пластів;
- у процесі вилучення метану поверхневими та підземними дегаційними свердловинами не враховується негативний взаємовплив їх експлуатаційних параметрів та параметрів утилізації.

У зв'язку з цим розробка та експериментальні випробування модуля безперервного контролю параметрів свердловин АСУ ПГ є актуальним завданням, що має велике практичне значення.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій. Порівняльний аналіз класифікаційних показників існуючих вимірювальних комплексів об'ємної витрати метану показав, що на даний момент у гірничій галузі відсутні технічні, методичні та нормативно-правові документи щодо вирішення означених проблем [1–3]. В нафтогазовій промисловості відмічають велику кількість вимірювальних комплексів обліку метану та природного газу (рис. 1), однак застосування їх у складних гірничо-геологічних умовах виявляється не можливим.



Рис. 1. Промислові комплекси для реєстрації газу метану

На вугільних підприємствах України контролю підлягають тиск (розрідження метаноповітряної суміші в газопроводі), витрата метаноповітряної суміші та вміст метану. Витрата газової суміші, що відсмоктується і вміст в ній метану вимірюються дільничними діафрагмами (рис. 2).

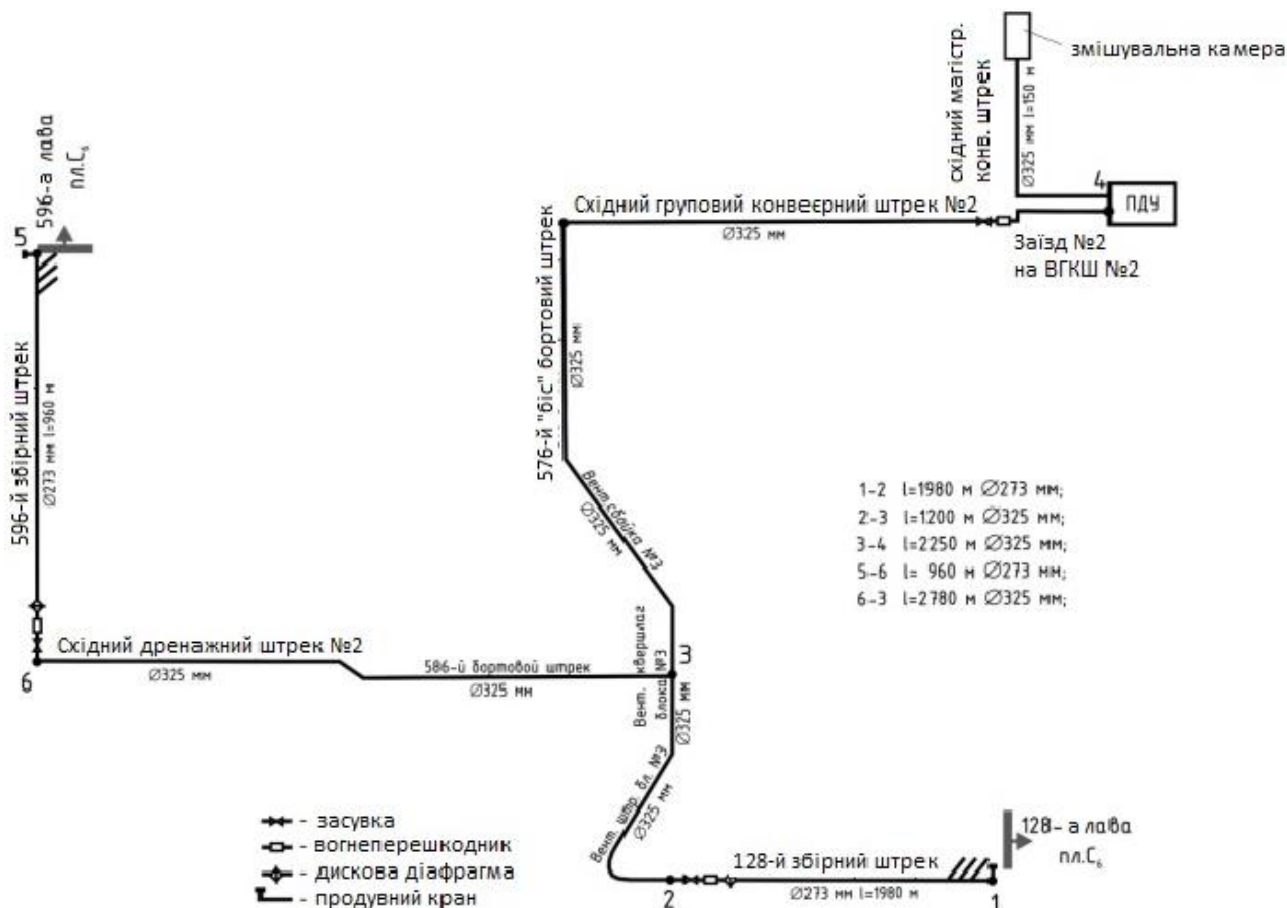


Рис. 2. Типова схема дегазаційної системи шахти «Ювілейна»

Контроль стану газопроводів (правильність підвіски, якість ущільнення стиків, відсутність пошкоджень труб та води в трубах) проводиться спеціально призначеною особою не рідше одного разу на тиждень. Витрата газу вимірюється за допомогою стандартних діафрагм та рідинних манометрів. Зміст метану вимірюється газоаналізатором АТЕСТ-1, інтерферометром ІІІ-12 або іншими приладами [4].

Постановка задачі і методи дослідження. У галузевих нормативних документах [5, 6] не передбачені вимоги щодо забезпечення безпеки підключення дегазаційних свердловин у газотранспортну мережу та не нормуються похибки вимірювання параметрів поверхневої газотранспортної системи. Відсутність таких нормативних вимог допускає застосування найменш витратних технічних рішень, що призводить до нетипових умов експлуатації, а саме:

– спостерігаються випадки неодноразового загазування метаном підземних гірничих виробок з поверхневих свердловин з більш високим тиском через свердловини з нижчим тиском;

– енергія надлишкового тиску метану, отриманого в свердловині, марно втрачається на засувках або ініціює надлишковий дебіт метану і викидається в атмосферу;

– свердловини з великим тиском метану перешкоджають дебіту метану з свердловин із меншим тиском і тим самим знижують енергоефективність дегазаційної системи [7];

– не враховується вплив витрати метану утилізаційної установки на дебіт метану із свердловин.

Поверхнева газотранспортна система є вибухонебезпечним об'єктом і відповідно до правил транспортування газу для газотранспортних систем повинна бути обладнана засобами автоматичного контролю та захисту при виникненні аварійних та позаштатних ситуацій на свердловинах і газопроводах [8]. Проведені обстеження показали, що свердловини та газопроводи переважно обладнані манометрами та ручними засувками і тільки на деяких свердловинах встановлені сепаратори.

Завдання досліджень:

– проведення випробувань автоматизованої системи контролю для постійного моніторингу параметрів газу вхідного трубопроводу, визначення точності вимірювання та обчислення витрат газу на вхідному трубопроводі та працездатності контролера «Ергомера»–126.МУ в комплексі з операторською станцією «ДІЯ».

Основний матеріал. У структуру модуля АСУ ДШ входять: діафрагмові вузли з трирадіусним способом відбору тиску, в яких виключаються похибки, зумовлені засміченням вузьких прохідних каналів камерних діафрагмах за рахунок збільшення діаметрів імпульсних ліній рис. 3.

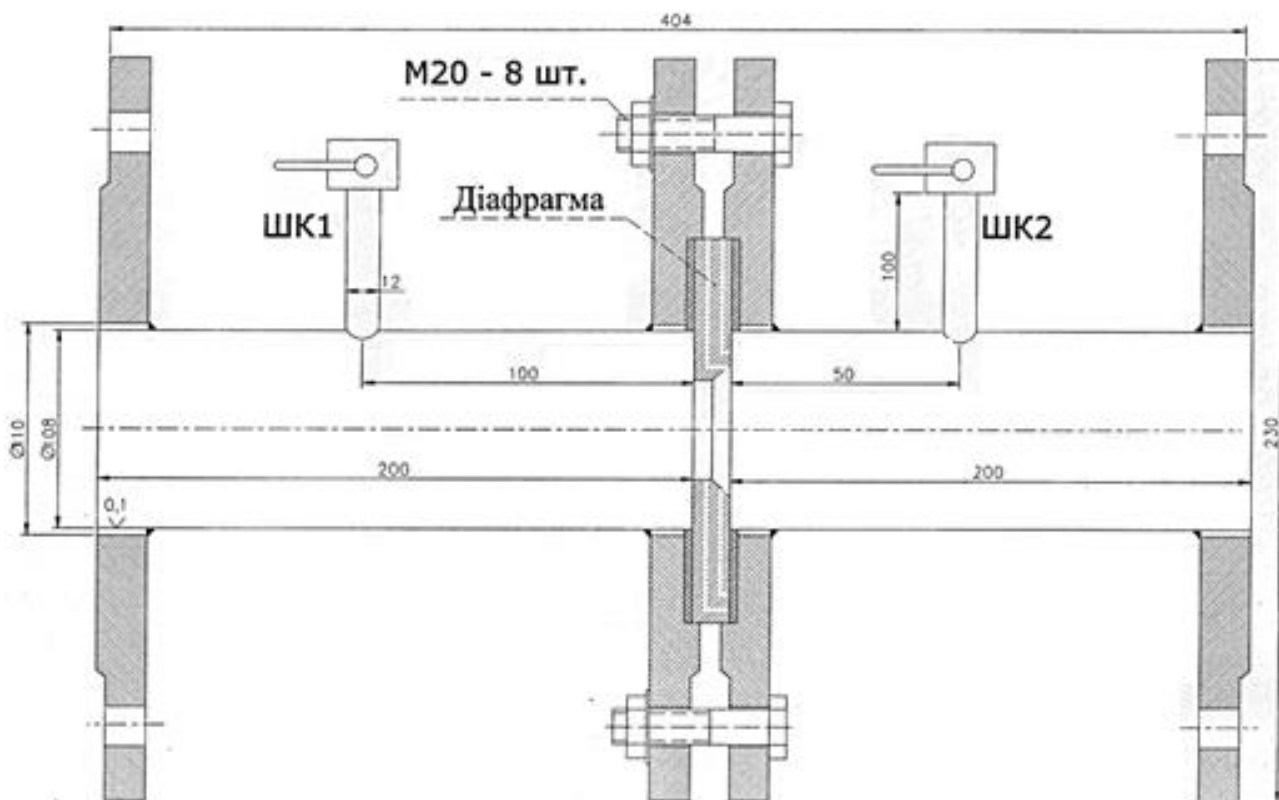


Рис. 3. Діафрагмовий вузол обліку газу з вимірювальними ділянками 2ДУ

Структура модуля АСУ ДШ розробленого на базі універсального контролера «Ергомера» – 126 МУ та операторської станції «ДІА» (рис. 4) включає вимірювальний перетворювач абсолютного тиску, що входить до комплекту Ергомер 2У, який вимірює абсолютний тиск на вході в робочу діафрагму і абсолютно тиск на свердловині. Температура газу вимірюється накладним термометром, що входить до комплекту "Ергомера" – 126 МУ.

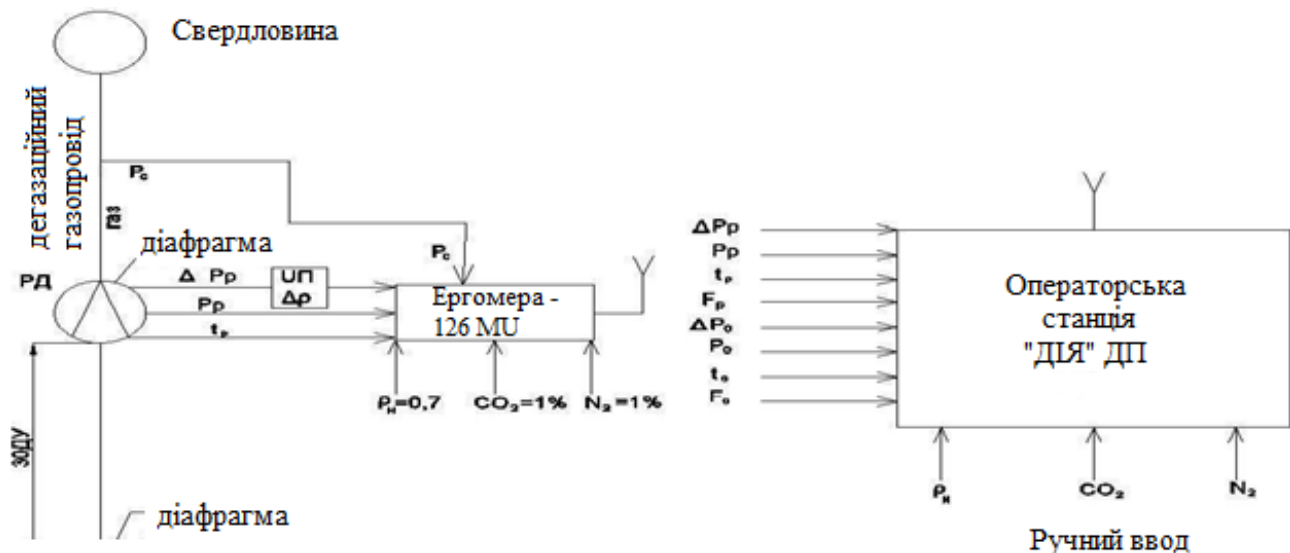


Рис. 4. Структурна схема модуля автоматизованої системи обліку природного газу із поверхневих свердловин

Універсальний контролер «Ергомера» – 2У, завантажується програмне забезпечення розроблене з урахуванням методики розрахунку витрат метану, розробленої авторами і ручним введенням заносяться дані $\rho_n = 1 \text{ кгс/м}^3$, $\text{CO}_2 = 1\%$, $\text{N}_2 = 1\%$.

Структурна схема модуля АСУ ДШ включає робочу трирадіусну діафрагму РД, зразкову діафрагму ОД, універсальний контролер "Ергомера" – 126 МУ, вимірювальний багатопараметричний перетворювач – обчислювач ПМ-3В, що встановлюються в гирлі свердловин, оператори станції пов'язану з контролером "Ергомера" – 126 МУ і перетворювачем ПМ-3В по GSM зв'язку.

Виділяють чотири основні функції АСУ ПГ, які складається з:

Функції централізованого контролю:

- автоматичний вимір та підготовка до видачі оперативному персоналу поточних (миттєвих) значень перепадів тиску на діафрагмах, абсолютного тиску, температури, об'ємної витрати та ручне введення значень щільності при нормальному стані, а також молярної концентрації CO_2 та N_2 ;
- автоматичний контроль з відображенням на дисплеї та реєстрацією миттєвих значень параметрів;
- оперативне виявлення, відображається кольором, реєстрація, сигналізація (світлова та звукова) та мовне сповіщення про вихід значень параметрів за допустимі межі (договірні або задані);

– автоматизований контроль з виявленням, відображенням, реєстрацією, сигналізацією та мовним оповіщенням несправностей вимірювальних перетворювачів та технічних засобів операторських станцій;

– створення, зберігання та відтворення історії процесу вимірювання.

Обчислювальні та логічні функції інформаційного та облікового характеру:

– обчислення через кожні 5 сек. об'ємної витрати природного газу, наведеної до нормального стану, та кількості у вигляді обсягу, спожитого за інтервал, що відповідає виду звіту;

– розрахунок кількості природного газу у вигляді маси та теплової енергії, що споживається за інтервал, що відповідає виду звіту.

Захист для неможливості коригування облікових значень кількості газу при роботі АСУ ПГ із технологічною клавіатурою:

– діагностика режимів технології газопостачання;

– створення, зберігання та відтворення історії процесу газопостачання.

Обчислювальні та логічні функції сервісного характеру:

– відображення на екрані дисплея поточних значень параметрів, у вигляді оглядового кадру, групових кадрів шкал приладів та графіків миттєвих, середніх п'ятихвилинних та середньогодинних значень;

– архівування миттєвих значень параметрів протягом 40 діб;

– архівування середніх п'ятихвилинних та годинних, значень параметрів споживання природного газу за рік;

– архівування порушень та дій оперативного персоналу;

– переключення вимірювальних перетворювачів у режим перевірки та калібрування нуля;

– калібрування вимірювальних каналів та нуля вимірювальних перетворювачів;

– перемикання вимірювальних перетворювачів з режиму перевірки в робочий режим;

– автономна робота протягом 3-х діб.

Мета та завдання експериментальних випробувань модуля АСУ ПГ у промислових умовах полягає в оцінці можливості виконання всіх вищевказаних функцій моніторингу параметрів газу вхідного трубопроводу, у визначенні точності вимірювання та обчислення витрати газу на вхідному трубопроводі та працездатності контролера «Ергомера» – 126 МУ в комплексі з операторською станцією «ДІА».

Для проведення шахтних експериментальних робіт були задіяні операторська станція «ДІА», яка є автономною і призначена для діагностики апаратних засобів та АРМ керівник, підключений до сервера для передачі даних з використанням ПО УПТК "ДІА".

Згідно з методикою експериментальних досліджень та випробувань модуля АСУ ПГ у промислових умовах попередньо виконувались операції з: підготовки технічної документації та модуля АСУ ДШ щодо випробувань, а також діагностика обладнання і приладів. Паралельно здійснювалось навчання персоналу, яке

брало участь у експериментальних випробуваннях, проводилось попереднє обстеження вибраних ділянок газопроводу та операторської станції «ДІА».

Підготовка модуля АСУ ДШ та операторської станції ДІА складаються трьох етапів:

– до виходу вимірювального перетворювача перепаду тиску на діафрагмі паралельно до основного каналу АСУ ТП КС за інтерфейсом RS232, співробітниками ТОВ НДП «ДІА», підключається контролер «Ергомера»–126.МУ та по GSM каналу зв'язку з'єднується з операторською станцією «ДІА»;

– один із вимірювальних каналів тиску контролера «Ергомера»–126.МУ підключається до штуцера, розташованого на вхідному зі свердловин трубопроводі та вимірює вхідний тиск на КС (шифр – P1), а другий канал має бути підключений до штуцера на трубопроводі після регулятора вхідного тиску та вимірює тиск (шифр РС крд1) (рис. 5, 6);

– накладний вимірювальний датчик каналу температури контролера «Ергомера» – 126.МУ має бути підключений до вхідного трубопроводу (шифр T1).

Експериментальні випробування проводилися протягом 72 годин (період, прийнятий на практиці здачі в експлуатацію АСУ ПГ після закінчення пусконаладжувальних робіт) безперервної роботи універсального контролера «Ергомера» та операторської станції «ДІА».

При цьому програмним забезпеченням операторської станції здійснювалася автоматична видача наступних вихідних документів:

- групи графіків миттєвих та середньогодинних значень параметрів;
- Протокол порушень;
- Протокол втручань.

Основні показники та засоби вимірювання при експериментальних випробуваннях. Перед початком проведення експериментальних випробувань було здійснено відбір газу з вхідного газопроводу, проведено аналіз його компонентного складу, встановлені фактичні данні щодо концентрації вуглекислого газу і азоту та обчислено щільність газу за стандартних умов ($T = 20^{\circ}\text{C}$, $P = 0,1021 \text{ МПа}$). Отримані експериментальні данні ручним введенням завантажувались в контролер "Ергомера".

Включені в роботу контролер «Ергомера», модеми передачі даних по GSM зв'язку та операторська станція «ДІА» протягом 72 годин безперервно вимірювали, обчислювали та фіксували у вихідних документах операторської станції значення параметрів (перепад тиску на діафрагмі, абсолютний тиск і температура та витрата газу у вхідному газопроводі).

Результати випробувань представлені в наведених нижче вихідних документах операторської станції «ДІА»:

Результати обробки, аналізу оформлення протоколу та акту приймальних випробувань.



Рис. 5. Моніторинг технічного стану дегазаційного газопроводу в реальному часі в програмному комплексі «ДІА»

Порушення за 2023-01-27 10:22:02– 2023-01-28 10:22:02				
Дата	Час	Параметр	Порушення	Значення
27.01	18:25:13	F3	Витрата газу через трубу на Глінськ	Порушення нижньої попереджувальної границі
27.01	18:26:20	F3	Витрата газу через трубу на Глінськ	НОРМА

Рис. 6. Фіксування протоколів порушень роботи дегазаційної системи в реальному часі

Заходи безпеки під час проведення експериментальних випробувань.

Для забезпечення електробезпеки корпус «Ергомера» з'єднувався із загальностанційним контуром заземлення. Члени експериментальної групи щоденно проходили інструктаж з правил безпеки та поведінки на об'єкті експериментальних випробувань.

Оформлення результатів експериментальних робіт базувались на аналізі групи графіків миттєвих та середньогодинних значень параметрів за 3 доби (з 25.01.2023 по 28.01.2023) та протоколу порушень. Контролер «Ергомера»–126.МУ–в комплексі з операторською станцією «ДІЯ» протягом 72 годин працював безперервно, безаварійно, виконуючи стійкий зв'язок з операторською станцією та всі функції, зазначені у методиці випробувань.

Дані графіків середньогодинних значень масової витрати газу АГЛКС, а також різниця між даними каналу діючої АСУТП КС і каналу контролер «Ергомера»–126.МУ в комплексі з операторською станцією «ДІЯ» представлені в таблиці.

Таблиця

Результати оцінки похибки обчислення витрати каналу модуля АСУ ДГ

Вим. пар-ри	Час доби з 27.01.23 по 28.01.23																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Вим. пар-ри	9.30	10.45	12.00	13.15	14.30	15.45	17.00	19.30	20.45	22.00	23.15	00.30	01.45	03.00	04.15	05.30	06.45	08.00	09.19
F_e	103.6	103.5	103.4	103.5	103.1	103.4	103.3	106.2	106.1	106.2	106.3	106.4	106.3	106.2	100.5	100.4	100.3	100.2	100.2
F_a	102.4	102.2	102.0	102.1	102.0	102.2	102.1	105.0	104.9	105.1	105.0	105.1	105.0	105.1	99.2	99.1	99.0	99.1	99.0
ΔF	1.2	1.3	1.4	1.4	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1	1.3	1.3	1.3	1.1	1.3	1.3	1.3	1.1	1.2

Середньоквадратична абсолютна похибка m модуля АСУ ДГ при обчисленні витрати газу визначалася за формулою:

$$m = \sqrt{\frac{\sum (F_e - F_a)^2}{n}}, \text{ т/год} \quad (1)$$

де: F_e – значення витрат газу, отримані модулем АСУ ДГ; F_a – значення витрат газу які отримані метрологічно атестованим вимірювальним каналом; n – кількість вимірів.

За даними таблиці, обчислена середньоквадратична абсолютна похибка яка становить 2,39 т/год.

Відносна середньоквадратична похибка розраховується за формулою

$$\delta = \frac{m}{\sum F_a/n}, \% \quad (2)$$

Обчислена за формулою (2) відносна середньоквадратична похибка обчислення витрат модулем АСУ ДГ становить 2,2%. Ця похибка не перевищує допустиму похибки вимірювання дебіту свердловин яка дорівнює $\pm 3\%$.

Висновки. При інтенсивній розробці газоносних вугільних пластів зазначені підходи щодо оцінки, контролю та управління експлуатаційними та якісними показниками шахтних дегазаційних газопроводів складають основу системи моніторингу їх технічного стану і формують базу вихідних даних для подальшого визначення особливостей функціонування газотранспортних систем в реальних умовах шахтного середовища.

Розроблено новий метод підвищення точності комерційного обліку природного газу вугільних родовищ, що полягає у постійному моніторингу технічного стану дегазаційної системи та автоматизованого обліку природного газу на базі комплексу вимірювального «ДІА».

Розроблено структуру, принцип дії, методика обчислення витрати природних газів та газів вугільних родовищ та проведені промислові випробування експериментального зразка АСУ ПГ.

Перелік посилань

1. Бунько, Т.В., Сафонов, В.В., & Мацук, З.М. (2018). Спосіб евакуації природного газу з ділянки магістрального газопроводу, яка підлягає ремонту. *Геотехнічна механіка; міжвід. зб. наук. праць*, 140, 143–157. <http://dspace.nbu.gov.ua/handle/123456789/174411>
2. Ширін, Л.Н., Єгорченко, Р.Р., & Сергієнко, М.І. (2021). Особливості діагностики технічного стану транспортно – технологічної системи «шахтний газопровід – гірничавиробка». *Науково-технічний журнал «ГЕОІНЖЕНЕРІЯ»*, Київ: КІП ім. Ігоря Сікорського, 6, 28–37. <https://doi.org/10.20535/2707-2096.6.2021.241823>
3. Бунько, Т.В., Сафонов, В.В., Стрежекуров, Е.Є., & Мацук, З.М. (2018). Безпека дальнього транспорту газу. *Геотехнічна механіка; міжвід. зб. наук. праць*, 139, 106–115.
4. Салюков, В.В., Алексахин, С.П., & Парфьонов, А.І. (2007). Система контролю цілісності газопроводів ЕСГ ВАТ "Газпром" – запорука її надійності та довговічної роботи. *Газова промисловість*, 1, 48–50.
5. *Правила проекту дегазації вугільних шахт та експлуатації дегазаційних систем: СУ-П.* (2020). Міністерство енергетики України. http://sop.zp.ua/norm_npaop_10_0-1_01-10_01_ru.php
6. Розгонюк, В.В., Руднік, А.А., & Коломєєв, В.М. (2001). *Довідник працівника газотранспортного підприємства*. Росток.
7. Shirin, L. N., Bartashevsky, S. E., Denyshchenko, O. V., & Yegorchenko, R. R. (2021). Improving the capacity of mine degassing pipelines. *Naukovyi visnyk natsionalnoho hirnychoho universytetu*, 6, 72–77. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-6/072>
8. Sofiysky, K.K., Stasevich, R.K., & Tyshchenko, A.V. (2018). Ensuring safety and protection of resource-saving trigeneration of coal deposits gases of mine and metallurgical production. *Topical issues of resource-saving technologies in mineral mining and processing: Multi-authored monograph*. UNIVERSITAS Publishing, 212–228 pp.

ABSTRACT

Purpose. Testing an automated control system to improve the accuracy of calculating natural gas costs in coalfields and provide reliable information to suppliers and consumers regarding mutual settlements.

Research methods. The conditions of operation of the mine degassing system and the methods of monitoring its operational indicators for effective management of the technical condition of the object in the real conditions of the mine environment are considered. Approaches to continuous monitoring of well parameters using structural modules of the ACS of the DSH have been determined.

Findings. The DSH ACS module was implemented in the real conditions of the mine environment, which made it possible to carry out automatic monitoring of the methane-air mixture, measurement and preparation for issuing to the operational personnel the current values of pressure drops on the diaphragms, absolute pressure, temperature and volume flow of gas.

Originality. A new method of increasing the accuracy of commercial accounting of natural gas of coal deposits has been developed, which consists in constant monitoring of the technical condition of the degassing system and automated accounting of natural gas based on the «DIYA» measuring complex. The average hourly values of gas mass flow were obtained, as well as the difference between the data of the channel of the operating ASUTP KS and the channel of the "Ergomera"-126.MU controller in the complex with the "DIYA" operator station.

Practical implications. A mine experiment was conducted on monitoring and control of mine degassing gas pipelines using innovative technical solutions for the rapid and systematic delivery of information about the parameters of the mine degassing system to the dispatch service. The structure, principle of operation, methodology for calculating the consumption of natural gases and coal field gases were developed, and industrial tests of an experimental sample of the ACS of the DSH were carried out with automatic entry of results into electronic reporting journals.

Keywords: *degassing, underground vacuum gas pipeline, methane-air mixture, monitoring, throughput, ACS module of DSH.*