

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

**Факультет інженерних систем і екології  
Кафедра теплогазопостачання і вентиляції**

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА  
ДО АТЕСТАЦІЙНОЇ ВИПУСКНОЇ РОБОТИ  
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

на тему:

**Підвищення надійності обліку витрат  
природного газу в системі газопостачання**

*Шалімов Артем Євгенович*

Київ 2023 р.

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

**БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

**Факультет інженерних систем і екології**

**Кафедра теплогазопостачання і вентиляції**

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Предун К.М.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 р.

## **ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

**ДО АТЕСТАЦІЙНОЇ ВИПУСКНОЇ РОБОТИ**

**НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

на тему:

**Підвищення надійності обліку витрат  
природного газу в системі газопостачання**

Виконав студент групи зТВм-22

***Шалімов Артем Євгенович***

Спеціальність: 192 «Будівництво  
та цивільна інженерія»

ОПП «Теплогазопостачання і вентиляція»

Керівник: **Коновалюк В. А.**

канд. техн. наук, доцент

Рецензент: \_\_\_\_\_

Ідентичність підтверджую

Київ 2023 р.

## Зміст

Вступ.	6
<b>Розділ 1. Існуючий стан обліку витрат природного газу в системі газопостачання України</b>	8
1.1. Нормативна база метрологічного забезпечення в напрямку інтеграції в Європейські структури	8
1.2. Визначення витрат природного газу в метричних одиницях	10
1.3. Визначення енергетичної цінності газу	12
<b>Розділ 2. Аналіз метрологічних і експлуатаційних характеристик витратомірів</b>	17
2.1. Витратоміри змінного перепаду тиску	17
2.2. Вихрові витратоміри	18
2.3. Тахометричні вимірювальні прилади	19
2.4. Ультразвукові витратоміри	20
2.5. Аналіз характеристик витратомірів і методів вимірювання витрати газу	22
2.6. Дослідження зміни витрати газу в залежності від зміни параметрів газового потоку за допомогою звужуючого пристрою	28
<b>Розділ 3. Дослідження експлуатаційних характеристик лічильників різного типу</b>	30
3.1. Лічильники газу ультразвукові	31
3.2. Роторні лічильники газу	33
3.3. Мембранні газові лічильники	35
3.4. Діафрагмові лічильники	39
3.4. Температурні режими	41
3.5. Порівняння лічильників газу роторних та мембранних	43
3.6. Аналіз комплексного показника якості турбінних лічильників газу	44

3.7. Прилади обліку природного газу українського виробництва	46
3.8. Аналіз точності обліку газу	47
<b>Розділ 4. Проектування вузлів обліку газу</b>	<b>52</b>
4.1. Реконструкція вузла обліку витрати газу промислового підприємства	52
4.2. Підбір вузла обліку газу для житлового будинку	76
<b>Розділ 5. Організація системи обліку газу в одиницях енергії</b>	<b>82</b>
5.1. Застосування ультразвукових смарт -лічильників для обліку газу в одиницях енергії	82
5.2. Інтелектуальна інформаційна система	87
<b>Розділ 6. Автоматизація технологічних процесів в системах газопостачання</b>	<b>90</b>
Модернізація системи управління вузла обліку природного газу	90
<b>Розділ 7. Охорона праці при спорудженні інженерних систем</b>	<b>97</b>
7.1. Небезпечні фактори при виконанні монтажних робіт	97
7.2. Техніка безпеки під час монтажних робіт	98
7.3. Техніка безпеки при зварювальних роботах	98
7.4. Протипожежна безпека	100
7.5. Аналіз джерел забруднення навколишнього середовища при будівництві газопроводу	101
Висновок	103
Список використаної літератури	105

## ВСТУП

Облік витрат природного газу в системі газопостачання здійснюється у відповідності до «Правил обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання», затвердженими Наказом Міністерства палива та енергетики України від 27 грудня 2005 року N 618.

Для цього використовують засоби вимірювальної техніки – технічні засоби, які застосовується під час вимірювань і мають нормовані метрологічні характеристики.

Вузол обліку газу - сукупність засобів вимірювальної техніки та допоміжних засобів, що призначена для вимірювання, реєстрації результатів вимірювання та розрахунків об'єму газу, зведеного до стандартних умов (далі - об'єм газу), і складається з одного або декількох вимірювальних комплексів та/або:

- з лічильника газу в комплекті з реєструвальними приладами температури і тиску газу;

- з лічильника газу в комплекті з показувальними приладами температури і тиску газу ;

- лічильника газу згідно з ДСТУ 3336 - 96 "Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги". ДСТУ 3336-96 Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги.

Газ, що протікає по складній розгалуженій системі магістральних трубопроводів і розподільних газопроводів середнього і низького тисків, є товаром і предметом комерційних відносин між газодобувною компанією, газотранспортними компаніями, регіональними компаніями постачальників газу і кінцевими споживачами. Весь розгалужений газогосподарський комплекс - від родовища й до кінцевого споживача, повинен бути оснащений наскрізною багаторівневою системою обліку газу

Облік газу організується з метою:

- виміру обсягу газу для здійснення взаємних фінансових розрахунків між учасниками ринку (постачальником, газорозподільною організацією і споживачем газу);
- технологічного контролю (параметри газу, втрати, позаштатні ситуації),
- контролю за витратними і гідравлічними режимами систем газопостачання;
- складання балансу прийому й відпуску газу;
- оптимізації розподілу і економії споживання газу; контролю за раціональним і ефективним використанням газу.

Облік подачі і витрати газу розділяються на комерційний (розрахунковий) і технологічний (контроль).

Основою технологічного контролю є одержання інформації, необхідної для контролю норм витрати газу і проведення робіт з підвищення ефективності використання газу на підприємстві.

Технологічний контроль ведеться за допомогою засобів, що випускають серійно, вимірювальної техніки витрати газу. Вибір засобів вимірювальної техніки витрати газу для комерційного обліку або технологічного контролю залежить від стану об'єкта, де проводять виміри, а також від метрологічних і технічних характеристик засобів вимірів.

Стан обліку природного газу, у першу чергу, визначається технічною базою, зокрема наявністю відповідних технічних засобів.

Комерційний облік газу - визначення кількості протранспортованого газу розподільними мережами та обсягів його реалізації за актами звітності, підготовлених на підставі даних комерційних вузлів обліку газу.

Комерційний вузол обліку газу - вузол обліку газу, за даними якого сторонами договору на постачання газу (далі - договір) оформлюються акти приймання-передачі газу і здійснюються взаєморозрахунки.

## **Розділ 1. Існуючий стан обліку витрат природного газу в системі газопостачання України**

### **1.1. Нормативна база метрологічного забезпечення в напрямку інтеграції в Європейські структури**

Загальна схема забезпечення єдності вимірювання в галузі вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу регламентується:

- ЗАКОН УКРАЇНИ «Про метрологію та метрологічну діяльність»;
- ЗАКОН УКРАЇНИ «Про забезпечення комерційного обліку природного газу». (Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2012, № 5, ст. 28);
- ЗАКОН УКРАЇНИ «Про внесення змін до деяких законів України щодо запровадження на ринку природного газу обліку та розрахунків за обсягом газу в одиницях енергії». (Відомості Верховної Ради (ВВР), 2022, № 5, ст.30)»
- ЗАКОН УКРАЇНИ «Про внесення змін до деяких законів України щодо запровадження на ринку природного газу обліку та розрахунків за обсягом газу в одиницях енергії щодо терміну набрання чинності»;
- Правила обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання, затверджених Міністерством палива та енергетики України 27.12.2005 N 618;
- ДБН В.2.5-20:2018 Газопостачання;
- НПАОП 0.00-1.76-15 Правила безпеки систем газопостачання;
- Кодекс газорозподільних систем.
- КОДЕКС газотранспортної системи.
- ДСТУ ГОСТ 8.586.1:2009 Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв;
- ДСТУ EN 12405:2006 Коректори до лічильників газу електронні. Загальні технічні умови (EN12405:2002, IDT);

- ДСТУ EN 12261:2006 Лічильники газу турбінні. Загальні технічні умови (EN 12261:2002, IDT)
- ДСТУ 3336-96 Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги. Зі Зміною № 2 (ІПС № 9-2014);
- ДСТУ 3607-97 Лічильники газу побутові. Правила приймання та методи випробувань;
- ДСТУ 3867-99 Лічильники газу турбінні. Загальні технічні умови
- ДСТУ 9033:2020 Метрологія. Лічильники газу турбінні. Методика повірки
- ДСТУ 9033:2020 Метрологія. Лічильники газу турбінні. Методика повірки;
- ДСТУ 9034:2020 Метрологія. Лічильники газу роторні. Методика повірки;
- ДСТУ 9035:2020 Метрологія. Лічильники газу для побутових потреб та комерційного обліку. Методика повірки;
- ДСТУ 9036:2020 Метрологія. Лічильники газу ультразвукові. Методика повірки;
- ДСТУ 9037:2020 Метрологія. Лічильники газу з вбудованими пристроями перетворення об'єму. Методика повірки;
- ДСТУ 9038:2020 Метрологія. Коректори об'єму газу. Методика повірки;
- ДСТУ 9039:2020 Метрологія. Обчислювачі для лічильників газу електронні. Методика повірки;
- ДСТУ 9040:2020 Метрологія. Лічильники газу барабанні. Методика повірки.

З точки зору стандартизації лічильники газу нормативною документацією забезпечені повністю.

## **1.2. Визначення витрат природного газу в метричних одиницях**

Імпортозалежність України в природному газі ставить перед її економікою проблему підвищення точності та достовірності вимірювання витрати та кількості газу, скорочення споживання та зменшення його втрат як одну із пріоритетних при розробленні стратегії енергетичної безпеки нашої держави.

В Україні, на відміну від інших європейських країн, до недавнього часу найбільш поширеним методом вимірювання витрати газових потоків був метод із застосуванням стандартних пристроїв звуження потоку (метод змінного перепаду тиску).

Стереотипність підходів до обліку газу в Україні привела до того, що в переважній більшості вимірювальні вузли обліку газу з використанням звужуючих пристроїв не відповідають вимогам в частині точності вимірювань.

Активне впровадження вузлів обліку газу на основі лічильників газу роторного та турбінного типів, причому в переважній більшості із застосуванням лічильників вітчизняного виробництва, також породжує проблеми в обліку газу, в першу чергу із-за невисокої їх надійності при роботі в газовому середовищі, що не завжди відповідає вимогам державного стандарту.

Керівники газопостачальних організацій та організацій газоспоживання ініціювали наукові і практичні розробки в напрямку підвищення точності вимірювання кількості газу.

Це привело до появи широкого спектру засобів вимірювальної техніки високої точності, застосування яких різко піднімає рівень достовірності обліку газу. В переважній більшості це засоби вимірювальної техніки зарубіжного виробництва. Але цей фактор стимулює вітчизняних виробників випускати все більш досконалу техніку з більш високими технічними та метрологічними характеристиками.

Аналіз похибок показує, що властива даному методу вимірювань методична складова похибки (похибки коефіцієнта витрати звужувального пристрою, коефіцієнтів корекції на шорсткість трубопроводу і притуплення країв отвору звужувального пристрою, коефіцієнтів розширення та стиснення, вимірювання діаметра трубопроводу та ін.) у 2-3 рази може перевищувати інструментальну складову, тобто похибки використаних ЗВТ (діафрагми, вимірювальних перетворювачів тиску та температури, обчислювача (коректора) кількості газу).

Але якщо метод змінного перепаду тиску є, фактично, безальтернативним для вимірювання витрат на магістральних газопроводах, то вимірювання об'єму газу на газопроводах середнього та малого діаметрів з використанням лічильників є більш перспективним, у першу чергу за рахунок розширеного діапазону вимірювання витрат, що може складати 100:1 і більше.

Як і у випадку застосування методу змінного перепаду тиску, тут також необхідно застосовувати коректори вимірюваного значення об'єму з метою приведення його до стандартних умов.

Але похибки вимірювання об'ємів газу в комунально-побутовій сфері лічильниками можуть бути суттєвими, так як лічильники вимірюють об'єм газу в трубопроводі в реальних умовах і в конструкції переважної більшості лічильників відсутні механізми корекції з тиску та температури газу (тільки окремі типи лічильників обладнанні елементами температурної компенсації, а компенсація з тиску взагалі не передбачена).

Так як реальний надлишковий тиск газу комунально-побутовому секторі в основному становить 2-3 кПа, то абсолютний тиск газу, який приймається для розрахунку під час приведення об'ємів до стандартних умов, буде характеризуватись в основному атмосферним тиском. У зв'язку з наявністю в Україні високігорних населених пунктів, де атмосферний тиск може становити 92-94 кПа, який значно нижчий від тиску за стандартних

умов (101,325 кПа), споживачі газу можуть нести значні збитки під час обліку газу тільки за показами лічильного механізму лічильника газу.

На кафедрі теплогазопостачання КНУБА одним з наукових напрямів є підвищення достовірності обліку природного газу кінцевими споживачами, (займаються д.т.н., проф. К. М. Предун, к.т.н., доц. Франчук Ю.Й. тощо).

Для вирішення проблемних питань обліку природного газу ними пропонується модернізація змісту та методології організаційно-технічного проектування та регламентування експлуатації систем достовірного обліку природного газу абонентами житлових будинків, впровадження інтелектуальної інформаційної системи.

### **1.3. Визначення енергетичної цінності газу**

Наразі в Україні облік природного газу повинен здійснюватися в одиницях енергії у відповідності до ЗАКОНУ УКРАЇНИ «Про внесення змін до деяких законів України щодо запровадження на ринку природного газу обліку та розрахунків за обсягом газу в одиницях енергії». Відомості Верховної Ради (ВВР), 2022, № 5, ст.30.

"2) комерційний облік природного газу - визначення в точках комерційного обліку значень об'єму (обсягу в одиницях енергії) облікованого природного газу на підставі даних комерційних вузлів обліку та інших регламентних процедур, передбачених законодавством, які використовуються суб'єктами ринку природного газу, у тому числі споживачами, під час комерційних розрахунків у господарських відносинах, передбачених Законом України "Про ринок природного газу", учасниками яких вони є".

у статті 18:

частину другу після слів "за допомогою вузла обліку" доповнити словами "(за наявності) та приладів визначення фізико-хімічних показників";

у частині третій:

в абзаці другому слова "Результати вимірювань вузла обліку" замінити словами "Результати вимірювань обсягів із застосуванням вузла обліку (за наявності) та приладів визначення фізико-хімічних показників";

в абзаці третьому слово "якості" замінити словами "фізико-хімічних показників";

абзац перший частини четвертої викласти в такій редакції:

"4. Держава заохочує впровадження новітніх систем, у тому числі апаратних засобів обліку природного газу, зокрема тих, що забезпечують можливість дистанційної передачі даних комерційного обліку та надають можливість споживачу активно управляти власним споживанням";

теплоти згоряння, обсяг енергії спожитого природного газу, а також про його фізико-хімічні характеристики (число Воббе, точка роси за вологою та точка роси за вуглеводнями, вміст азоту, сірки тощо) може надаватися шляхом посилання на сторінку на веб-сайті відповідного оператора газорозподільної або газотранспортної системи, на якому розміщується відповідна інформація";

2. Визначення обсягу природного газу в одиницях енергії на ринку природного газу здійснюється в один із способів у такій пріоритетності:

1) шляхом вимірювання обсягу природного газу в одиницях енергії;

2) шляхом переведення обсягу природного газу в одиницях об'єму (кубічних метрах) в обсяг природного газу в одиницях енергії (кіловат-годинах), що визначається за відповідним маршрутом згідно з кодексом газотранспортної системи, кодексом газорозподільних систем, затверджених Регулятором.

3. У разі перевищення верхньої межі вищої теплоти згоряння природного газу, визначеної технічним регламентом природного газу, його облік здійснюється за значенням верхньої межі вищої теплоти згоряння.

4. Оператор газотранспортної системи, оператор газорозподільної системи на своєму веб-сайті розміщує інтерактивну карту України, на якій позначені актуалізовані місця (точки) визначення фізико-хімічних

показників природного газу на маршрутах у газотранспортній та газорозподільних системах, що застосовуються при розрахунках на ринку природного газу.

Звітування щодо впровадження заходів згідно ЗАКОНУ УКРАЇНИ «Про внесення змін до деяких законів України щодо запровадження на ринку природного газу обліку та розрахунків за обсягом газу в одиницях енергії щодо терміну набрання чинності» ...відтерміноване "до 1 травня, що настає за датою припинення або скасування воєнного стану в Україні".

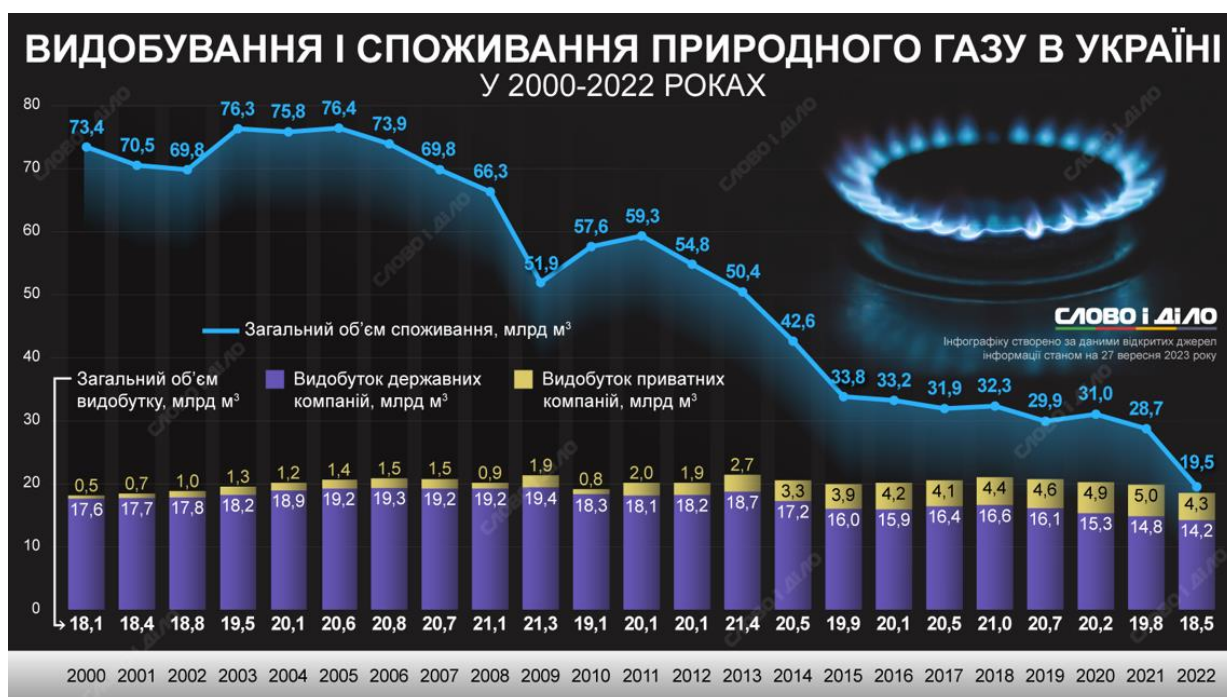
#### **1.4. Виконання нормативних вимог. Вплив війни**

Прийняті Верховною Радою закони в сфері обліку газу в системі газопостачання в цілому відповідають духу і суті діючих європейських законів. Необхідно зазначити, що облік газу в європейських країнах повністю проводиться в енергетичних одиницях. Взаєморозрахунки між Україною та країнами європейського союзу проводяться також в одиницях енергії. За останні роки в Україні прийнято до діючих законів про облік газу ряд нормативних документів що урегульовують це питання обліку як облік енергії. Станом на травень цього року велика кількість питань по обліку газу в одиницях енергії мала бути врегульована. Проте в зв'язку з широкомасштабною агресією росії проти України це питання на законодавчому рівні було відкладено до завершення війни.

З набуттям незалежності України, переходом економіки на ринкові відносини відбулись зміни в структурі газоспоживання. Сьогодні частка житлово-комунального господарства перевищує 50 %. Загальне ж споживання газу складало в останні роки близько 30 млрд.м<sup>3</sup>, а в 2022 році скоротилось до 19,5 млрд.м<sup>3</sup>.

В 2022 році частка споживання газу населенням збільшилась до 51%. Збільшення частки відбулось внаслідок падіння споживання природного газу промисловістю, яке є наслідком повномасштабного вторгнення рф.

Населення тепер є основним споживачем газу, який використовується для задоволення господарсько-побутових потреб мешканців і теплопостачання житлових будинків: як автономного, так і централізованого.



Таблиця 1.1.

### Споживання природного газу в Україні

Споживач	Один, виміру	Рік		
		2020	2021	2022
1	2	3	4	5
1. Населення (господарсько-побутові потреби і автономне теплопостачання)	млрд.м <sup>3</sup>	11,9	11,2	10,6
	%	35,8	35,1	51,0
2. Теплокомуненерго ТКЕ (потреби централізованого теплопостачання житлових будинків)	млрд.м <sup>3</sup>	5,7	4,6	3,9
	%	17,2	14,4	20,0
3. Виробничо-технологічні втрати газорозподільних підприємств	млрд.м <sup>3</sup>	1,0	1,1	н/д
	%	3,0	3,4	
4. Всього	млрд.м <sup>3</sup>	31,0	28,7	19,5
	%	100,0	100,0	100,0

З 1995 р. діє Багатогалузева програма виробництва приладів обліку споживання газу і відбувається поетапне оснащення ними житлового фонду. До 2000 р. побутовими лічильниками газу планувалось обладнати усі житлові будинки механічними лічильниками об'ємного типу. Але і досі питання не вирішено. Квартири багатоповерхових будинків, в яких встановлено лише

побутові газові плити обладнанні лічильниками на 65,5 %. Більше 2 млн. осель все ще залишаються без приладового обліку.

Для таких абонентів плату за спожите паливо продовжують нараховувати в залежності від норм споживання з розрахунку на одного мешканця. Нарахування здійснюється на підставі номенклатури і кількості встановлених побутових газових приладів у квартирі (будинку), способу забезпечення гарячим водопостачанням.

70 % приладів зі встановленої кількості лічильників не мають технічної можливості корекції показів для їх приведення до стандартних умов. Навіть при наявності лічильника природного газу не враховується реальний вплив надлишкового тиску, температури газу та енергетичної цінності палива.

Несанкціонований відбір, неоформлені обсяги природного газу, розбалансування при абсолютному зменшенні газоспоживання зростають з року в рік: з 0,8 % у 2000 р. до майже 3,5 % - у 2022 р.

Вирішення цієї проблеми, вимагає, в першу чергу, обладнання всіх споживачів приладами обліку газу. Також необхідно переглянути підходи, пов'язані із застосуванням технологій, методів та засобів вимірювань витрати та кількості газу, оцінкою показників точності та достовірності вимірювань, способів оброблення результатів вимірювань.

Питання достовірного обліку газу в Україні стоїть чи не на самому чільному місці при вирішенні проблем енергозбереження та економії паливно-енергетичних ресурсів. Це викликано досить високим рівнем споживання газу на душу населення з однієї сторони і низьким рівнем забезпеченості газом із власних ресурсів, з другої сторони. Ці причини стимулюють необхідність всіх без винятку споживачів газу та його постачальників підвищувати достовірність обліку газу, забезпечувати єдність вимірювань в цій сфері.

## **Розділ 2. Аналіз метрологічних і експлуатаційних характеристик витратомірів**

### **2.1. Витратоміри змінного перепаду тиску**

Принцип дії витратомірів змінного перепаду тиску базується на залежності від витрати перепаду тиску, створюваного пристроєм, який встановлено в трубопроводі, або елементом останнього.

Найбільшого поширення серед приладів цього класу отримали витратоміри зі звужуючими пристроями, у якості яких застосовуються нормальні діафрагми, нормальні сопла, трубки Вентурі, напірні трубки, що не підлягають попередньому калібруванню.

Перевагами витратомірів змінного перепаду тиску є: універсальність (можливість застосування для різних середовищ), простота конструкції, надійність, відсутність необхідності у випробувальному метрологічному обладнанні.

Недоліками таких приладів є: вплив точності монтажу звужуючого пристрою на точність вимірювань, квадратична залежність між перепадом тиску і витратою, вузький діапазон вимірювання, нерівномірність шкали.

Засоби вимірювання витрати на основі методу змінного перепаду тиску

Розглянемо засоби вимірювання, які застосовуються для реалізації методу змінного перепаду тиску.

На виробництві при реалізації методу змінного перепаду тиску користуються різними засобами вимірювання перепаду тиску і абсолютного тиску, парк даних приладів досить широкий. Застосовувані засоби вимірювання температури так само різноманітні.

Спробуємо оцінити вплив засобів вимірювання перепаду тиску і абсолютного тиску на похибку вимірювання витрати на прикладі датчиків фірми «Fisher-Rosemount».

Датчики тиску і перепаду тиску, модель 3051, 1151:

1. діапазон вимірювань: 0 - 62,2 кПа; 0 - 248 кПа; 0 - 2070 кПа;
2. діапазон робочих температур: - 40/+ 150°C;

3. основна похибка вимірювань:  $\pm 0,075\%$  від діапазону;

4. міжповірочний інтервал: 1 рік.

На сьогоднішній день для обчислення витрат застосовуються високоточні обчислювачі витрати різних виробників, серед них такі як: Супер-Флоу-ПЕ, контролери витрати FloBoss 407, FloBoss 103, FloBoss S600, обчислювачі УВП-280А і т.д.

Перераховані прилади забезпечують точність обчислення витрат не гірше 0,25 - 0,5%, в той час як раніше похибка вимірювання в 1,5 - 2% вважається прийнятною.

Також потрібно відзначити, що даний метод можна застосовувати для дуже великого діапазону діаметрів вимірювальних трубопроводів. Згідно діаметр вимірювального трубопроводу лежить в діапазоні  $0,05 \text{ м} \leq D \leq 1,00 \text{ м}$ .

Метод змінного перепаду тиску досить добре вивчений, є багата експериментальна база коефіцієнтів витрати для різних значень відносного діаметра і чисел Рейнольдса, непогано розвинена нормативна база, тривають роботи по усуненню проблем, пов'язаних із застосуванням методу.

## **2.2. Вихрові витратоміри**

Принцип вимірювання вихрових витратомірів ґрунтується на використанні вихрових коливань, створюваних вимірюваним потоком. Застосування цього явища дозволяє вимірювати значення витрати, використовуючи природні фізичні властивості досліджуваного потоку, без внесення до нього рухливих чутливих елементів.

Для вимірювання витрат газу застосовуються вихрові витратоміри двох груп:

- з нерухомим тілом обтікання; при обтіканні тіла з обох його сторін почергово виникають зривисті вихори, що створюють пульсації тиску;

- з осцилюючим струменем, що витікає з отвору, здійснює автоколивання. створюючи при цьому пульсації тиску.

До переваг вихрових витратомірів можна віднести: відсутність рухомих елементів в трубопроводі, лінійність шкали, стабільність та точність показань, незалежність показань від температури і тиску вимірюваного середовища, широкий діапазон вимірювань.

Недоліками таких приладів є: чутливість до вібрацій та зміни температури, непридатність для вимірювання за малих швидкостей потоку.

### 2.3. Тахометричні вимірювальні прилади

Серед тахометричних вимірювальних приладів найбільш розповсюдженими для вимірювання потоків газу є **швидкісні (турбінні лічильники і витратоміри) і камерні**: з еластичними стінками камер (мембранні лічильники) і з рухомими розділювальними елементами (роторні лічильники).

Перевагами тахометричних витратомірів є: мала інерційність, відсутність потреби у живленні, проста обслуговування і ремонту.

Недоліками тахометричних витратомірів є: необхідність індивідуального градування, наявність рухомих елементів конструкції, які зношуються, вплив в'язкості вимірюваного середовища на покази.

Для вимірювання витрати та кількості речовини тахометричним методом застосовуються прилади різних виробників, це лічильники таких фірм як лічильники типу «Schlumberger», «Smith Meter», «ТУРГАЗ», «ELSTER» тощо.

Прилади даного класу є цілими вимірювальні комплекси для комерційного обліку кількості газу, такі як СГ-ЕК на базі турбінного лічильника СГ-ЕК-Т або на базі ротаційного лічильника СГ-ЕК-Р.

Дані комплекси забезпечують зберігання середньогодинних значень робо-чого і стандартного обсягу, зберігання середньогодинних значень тиску і температури, обчислення коефіцієнта стисливості газу за методами, описаним в ГОСТ 30319-96. Похибка комплексів не перевищує 1,5%.

Розглянемо характеристики приладів наступних фірм.

«Schlumberger». Лічильники й витратоміри цієї компанії характеризуютьс широким діапазоном тисків, від 0,6 до 10 МПа, динамічним діапазоном  $Q_{min} / Q_{max}$ , який досягає величини 1:50 і діаметрами умовного проходу від 40 до 400 мм і вище. Наприклад, похибка ротаційного лічильника Delta лежить в межах  $\pm 2\%$  при витраті газу від  $Q_{min}$  до  $0,2Q_{max}$  і  $\pm 1\%$  від  $0,2Q_{max}$  до  $Q_{max}$ . В цілому по-хибка вимірювання для «робочих» значень витрати не перевищує  $\pm 1\%$ .

«Smith Meter». Дана компанія випускає турбінні витратоміри з частотним вихідним сигналом. Діаметр умовного проходу лежить в межах від 25 мм до 500 мм, динамічний діапазон вимірювань становить 1:30. Похибка вимірювання складає 0,5% - 1,0%. Для деяких моделей досягає 0,25%.

«ELSTER». Компанія випускає як турбінні лічильники газу так і ротаційні. Динамічний діапазон вимірювань турбінних лічильників досягає відносини 1: 10, 1:20, а діапазон ротаційних лічильників серії RVG досягає 1: 100. Похиб-ка вимірювань не перевищує 1% в діапазоні витрат від  $0,1Q_{max}$  до  $Q_{max}$  і 2% в діапазоні витрат від  $Q_{min}$  до  $0,1Q_{max}$ . У компанії є розробки для вимірювання великих витрат на великих діаметрах. Прилади серії TRZ розраховані на турбінні лічильники газу великих типорозмірів з умовними діаметрами від 250 до 600 мм, які дозволяють вимірювати годинну витрату 25000 м<sup>3</sup>/год при робочому тиску до 10 МПа.

#### **2.4. Ультразвукові витратоміри**

Принцип дії ультразвукових витратомірів базується на використанні ефекту зсуву ультразвукових коливань потоком контрольованого середовища. При розповсюдженні ультразвуку в рухомому середовищі час його проходження від джерела до приймача визначається не тільки швидкістю розповсюдження ультразвукової хвилі, але й швидкістю руху самого середовища. Різниця часу проходження ультразвукової хвилі за напрямом

потоків та проти нього пропорційна швидкості потоку, а отже, й об'ємній витраті.

Переваги ультразвукових витратомірів окреслюються наступним: простотою конструкції первинного перетворювача. низьким енергоспоживанням, відсутністю рухомих частин та гідравлічного опору, високою точністю.

Серед недоліків таких приладів слід відмітити: складність вимірювальних схем, залежність показань від тиску та температури вимірюваного середовища.

Велика кількість компаній, що займаються розробкою ультразвукових витратомірів, перерахуємо і розглянемо їх характеристики.

«Krohne». Дана компанія випускає кілька видів витратомірів: серія UFM, серія Altosonic, серія GFM, Optisonic 7060. Витратоміри Altosonic III характ-ризуються похибкою  $\pm 0,3\%$  від вимірювальної величини, а похибка Altosonic V складає  $\pm 0,15\%$  від вимірюваної величини. Динамічний діапазон вимірювань 1: 100. Діапазон діаметрів становить від 100 мм до 1000 мм. Римські цифри V і III кажуть про кількість акустичних каналів.

Витратоміри серії GFM зазвичай застосовуються для газів, вони є двопробенева, що робить їх менш точними. Похибка  $\pm 2\%$  від вимірюваної величини. Дані витратоміри можуть монтуватися практично на будь-які діаметри вимірю-вальних трубопроводів, і розраховані на тиск до 4,0 МПа.

Регулятор потоку Optisonic 7060 є приладом, розробленим для вимірювання витрати газу. Призначений для умовних діаметрів від 50 мм до 600 мм. Ди-намічний діапазон вимірювань становить 1:30 діапазон тисків до 10,3 МПа. Ос-новна похибка вимірювання в діапазоні від  $Q_{min}$  до  $0,1 Q_{max}$  становить менш  $\pm 1\%$  для двоканального виконання і менш  $\pm 2\%$  для одноканального виконання. Потрібно пряма ділянка вимірювального трубопроводу до приладу рівний  $10D$  і після  $5D$ .

«Emerson Process Management». Дана компанія випускає витратоміри захо-ди серії SeniorSonic і JuniorSonic. Діапазон діаметрів становить від 100

до 1050 мм. Діапазон тисків до 40 МПа. Витратоміри виконані в чотирьох каналній конструкції, похибка  $\pm 0,35\%$  від вимірюваної величини для витратомірів SeniorSonic і  $\pm 1,5\%$  для JuniorSonic, які є двоканальними.

«RMG gas technologies». Ця компанія випускає витратоміри серії RMG USZ 08. Витратоміри випускаються в шестиканальному виконанні діапазону тисків до 25 МПа. Похибка не нижче  $\pm 0,1\%$  динамічний діапазон вимірювань 1:30. Потрібно пряма ділянка вимірювального трубопроводу до прибору рівний 10D і після 5D. Витратоміри можуть монтуватися практично на будь-які діаметри вимірювальних трубопроводів.

«SickMaihack». Витратоміри даної компанії випускаються під серією FlowSic. FlowSic-100 є, як правило, одно каналними призначені для вимірювання витрати газу тиском до 16 бар. Діапазон діаметрів вимірювального трубопроводу від 0,14 до 13 метрів. Відносна похибка приладу досягає  $\pm 1\%$  від вимірюваної величини. Допустима температура вимірюваного середовища до 450 ° С. Витратоміри FlowSic-600 випускаються в одно-, дво- і чотирьохканальному виконанні. Відповідно похибка вимірювання складає  $\pm 2\%$ ,  $\pm 1\%$  і  $\pm 0,5\%$ . Динамічний діапазон 1:50. Максимальний тиск 45 МПа.

## **2.6. Аналіз характеристик витратомірів і методів вимірювання витрати газу**

На підставі вищенаведених характеристик витратомірів можна зробити висновок, що застосування **тахометричних витратомірів**, на відміну від витратомірів з звукуючими пристроями і ультразвукових, обмежена діапазоном діаметрів, тому що при збільшенні умовного проходу зростає похибка вимірювання витрати.

Нормативні документи накладають обмеження на застосування витратомірів з звукуючими пристроями для діаметрів вище 1000 мм, і єдиним оптимальним методом вимірювання витрати на великих діаметрах є ультразвуковий метод вимірювання витрати. Застосування накладних

чутливих елементів робить даний метод дуже зручним з точки зору монтажу та експлуатації.

З точки зору нормативної та експериментальної бази, витратоміри з **звужуючими** пристроями є найбільш розвиненими. Основні принципи доволі добре вивчені і удосконалюються. Існує величезна кількість публікацій, величезна кількість експериментальних даних, різних ГОСТ, що роблять даний метод ефективним. Цього не можна сказати про тахометричного і ультразвукового методах вимірювання витрати, хоча і є велика кількість наукових публікацій. На сьогоднішній день основним офіційним документом, який унормовує застосування ультразвукових витратомірів, є ISO / TR 12765: 1998.

Точність вимірювання **ультразвукових витратомірів** є поки невисокою для одно- і двоканальні виконань. Для збільшення точності потрібно збільшення кількості акустичних каналів. Збільшення кількості акустичних каналів тягне за собою збільшення вартості і знижує надійність системи через більшого числа електроакустичних перетворювачів.

Похибка витратомірів зі **змінним перепадом тиску** сьогодні може бути не гірше  $\pm 0,5\%$ , а похибка тахометричних витратомірів і лічильників не дуже високого класу становить 1%, в той час як похибка тахометричних витратомірів високого класу не гірше 0,2%.

Тому «довіра» до методу **змінного перепаду тиску та тахометричних методам** вимірювання витрати при комерційному обліку більше, ніж ультразвуковому методу.

Динамічний діапазон вимірювань у **тахометричних і ультразвукових витратомірів** ширше, ніж у витратомірів змінного перепаду тиску. Діапазон тисків у ультразвукових витратомірів ширше, ніж у двох інших методів.

Необхідність дорогих еталонних установок для перевірки тахометричних і ультразвукових витратомірів підвищує вартість їх експлуатації в порівнянні з витратомірами з пристроями звуження потоку.

Ультразвукові витратоміри використовують для контролю спожитих ресурсів як в побутових умовах, так і в промисловості. Ультразвук є дуже популярним у витратометрії, оскільки дозволяє проводити високоточні виміри, отримувати широкий стабільний діапазон вимірювання (до 200:1). Завдяки йому прилади мають низьке енергоспоживання, прості в обслуговуванні, здатні виконувати певні діагностичні операції.

Сучасна проблематика ультразвукової витратометрії включає в себе такі питання:

- покращення точності накладних ультразвукових витратомірів;
- вимірювання витрат рідин і газів в трубах великих діаметрів;
- зменшення довжини прямих ділянок перед витратомірами за рахунок використання струмовипрямлячів оптимальної форми;
- розвиток і вдосконалення вбудованих систем діагностики;
- зменшення впливу місцевих опорів на покази ультразвукових витратомірів;
- розширення галузей використання ультразвукових витратомірів.

Для вирішення цих питань залучають чисельні експерименти на базі технологій Computational Fluid Dynamics.

Це дає змогу створити абсолютно різні викривлені профілі потоку і проаналізувати характеристики ультразвукових витратомірів в самих жорстких умовах експлуатації, які суттєво відрізняються від лабораторних.

Крім цього арсенал засобів обчислювальної гідродинаміки дає можливість врахувати долі похибок від асиметрії профілю потоку, наявності вихорів, можливості перехресних течій і тим самим не тільки покращити метрологічні характеристики приладу на стадії проектування, а і зробити адекватну систему діагностики з підказкою щодо вибору оптимальної кількості і схеми розташування ультразвукових хорд. І це далеко не все.

Ультразвукова витратометрія має потенціал до постійного удосконалення. Сьогодні ультразвуковий витратомір - це не просто прилад. На його базі створюються досить потужні системи, зокрема системи

диспетчеризації, енергозбереження, які дозволяють ретельно аналізувати великий обсяг інформації і здійснювати ефективне керування різноманітними процесами у відповідних галузях народного господарства.

Перспективи підвищення точності ультразвукових вимірювань в основному криються в особливостях методу вимірювань і технології виробництва приладів, що реалізують цей метод, тому інтерес представляють фактори, що надають найбільший вплив на процес вимірювання, а також шляхи усунення похибок, що викликаються ними.

Дані фактори включають:

1) геометрію корпусу лічильника та місцезнаходження електроакустичних перетворювачів, а також невизначеність, з якою вони відомі;

2) точність та якість перетворювачів та електронних компонентів, що використовуються в електричній схемі вимірювання часу проходження імпульсів;

3) методики вимірювання часу проходження та обчислення середньої швидкості;

4) калібрування (включаючи відповідну компенсацію затримок сигналу в електронних компонентах та перетворювачах);

5) профіль швидкості потоку;

6) параметри робочого середовища;

7) розподіл температури;

8) пульсації потоку;

9) шум акустичний та електромагнітний;

10) тверді та рідкі забруднення;

11) збереження розмірів тривалий час.

Перелік факторів, що впливають на метрологічні характеристики лічильників, по суті, визначає напрямок діяльності щодо покращення цих характеристик.

Найбільш перспективним напрямком ультразвукової витратометрії є застосування смарт-приладів, тобто «розумних» приладів обліку, здатними до діагностики та запобігання впливу на вимірювальний процес будь-яких небажаних факторів. Саме застосування смарт-лічильників дозволить здійснювати облік газу в одиницях енергії.

Для порівняння зазначених методів вимірювання розглянемо метрологічні й експлуатаційні характеристики витратомірів газу, що їх реалізують з типорозміром G 100.

Розглянуто методи вимірювання витрати природного газу, що отримали найбільшого поширення у вимірювальній практиці. Кожен з методів має індивідуальні особливості, пов'язані з вимогами встановлення і експлуатації.

Проведений аналіз метрологічних і експлуатаційних характеристик витратомірів для типорозміру G 100, що реалізують розглянуті методи, свідчить про наступне:

- найточнішими є тахометричні та ультразвукові витратоміри (їх похибка складає від 1,0 % до 2,0 % у різних діапазонах зміни витрати);

- висока чутливість притаманна витратомірам змінного перепаду тиску та роторним;

- найменшу втрату тиску забезпечують турбінні витратоміри;

- найбільшу максимальну витрату мають вихрові вимірювачі витрати;

- найменша мінімальна витрата у вимірювального приладу роторного класу;

- широкий діапазон температур вимірюваного газу дозволяє застосовувати вихрові витратоміри за різноманітних кліматичних умов.

Отже, кожен клас витратомірів задовольняє певним умовам експлуатаційного використання.

## Характеристика витратомірів

Назва	ВК	СВГ.МЗ	DELTA S-Flow	TZ/FLUXI	Turbo Flow UFG-F
Метод вимірювання	змінного перепаду тиску	вихровий	тахометричний		ультра- звуко вий
			роторний	турбінний	
Типорозмір	G 100	G 100	G 100	G 100	G 100
Діаметр номінальний (DN), мм	100	100	50, 80	80	100
Похибка, %	$Q_{\min} \div 0,01 Q_n$ $\pm 3$ $0,01 Q_n \div Q_{\max}$ $\pm 1,5$	$Q_{\min} \div 0,01 Q_{\max}$ $\pm 2,0$ $(0,1 \div 0,9) Q_{\max}$ $\pm 1,5$	$Q_{\min} \div Q_t$ $\pm 2,0$ $Q_t \div Q_{\max}$ $\pm 1,0$	$Q_{\min} \div Q_t$ $\pm 2,0$ $Q_t \div Q_{\max}$ $\pm 1,0$	$Q_{\min} \div Q_t$ $\pm 2,0$ $Q_t \div Q_{\max}$ $\pm 1,0$
Втрата тиску, Па	300	—	325	240	250
Мінімальна витрата $Q_{\min}$ , м <sup>3</sup> /год	1	125	0,8	8	1
Максимальна витрата $Q_{\max}$ , м <sup>3</sup> /год	160	2500	160	160	160
Поріг чутливості, м <sup>3</sup> /год/м <sup>3</sup> /год	0,02	62,5	0,07	1,6	0,3
Температура вимірюваного газу, °С	-25 ÷ +40	-40 ÷ +100	-30 ÷ +60	-20 ÷ +60	-50 ÷ +70
Динамічний діапазон	1:160	1:20	1:200	1:20	1:160
Прямі ділянки до і після	—	20 DN/5 DN	0 DN/0 DN	2 DN/0 DN	5 DN/3 DN

## 2.6. Дослідження зміни витрати газу в залежності від зміни параметрів газового потоку за допомогою звужуючого пристрою

Проведений аналіз впливу параметрів газової мережі на точність вимірювання витрати за допомогою звужуючого пристрою

Методологія розрахунку об'ємної витрати  $Q$  газу, що проходить через звужувальний пристрій установки, змонтованої послідовно з ПЛГ описується наступним алгоритмом:

$$Q = N_k \cdot k_\epsilon \cdot \frac{T_l \cdot K_l}{p_l} \sqrt{2\Delta p_{зпi} \cdot \frac{p_c}{\rho_c \cdot T_c} \cdot \frac{p_{зпi}}{T_{зпi} \cdot K_{зпi}}}$$

де  $p_l$ ,  $T_l$ ,  $K_l$ ,  $p_{зпi}$ ,  $T_{зпi}$ ,  $K_{зпi}$  - тиск, температура та коефіцієнт стисливості газу на ПЛГ та перед ТЗП відповідно;

$p_c$ ,  $T_c$ ,  $K_c$ ,  $\rho_c$  - тиск, температура та густина газу за стандартних умов;  $\Delta p_{зпi}$  - перепад тиску на ТЗП;  $k_\epsilon$  - поправковий коефіцієнт на зміну робочого середовища (газ чи повітря);  $N_k$  - комплексний коефіцієнт витрати ТЗП.

Для моделювання (рис. 2.1.) використані діапазон зміни параметрів природного газу: густина газу 0,68 - 0,72 кг/м<sup>3</sup>, абсолютний тиск 0,102825 - 0,103325 МПа, абсолютна температура 283 - 293 °К.

Розраховані значення можливих похибок вимірювання витрати від зміни параметрів газу становлять 2,8%, 1,7% та 18% для густини, температури і тиску відповідно. На підставі отриманих результатів можна зробити висновок про необхідність обов'язкового врахування параметрів газової мережі при здійсненні вимірювань.

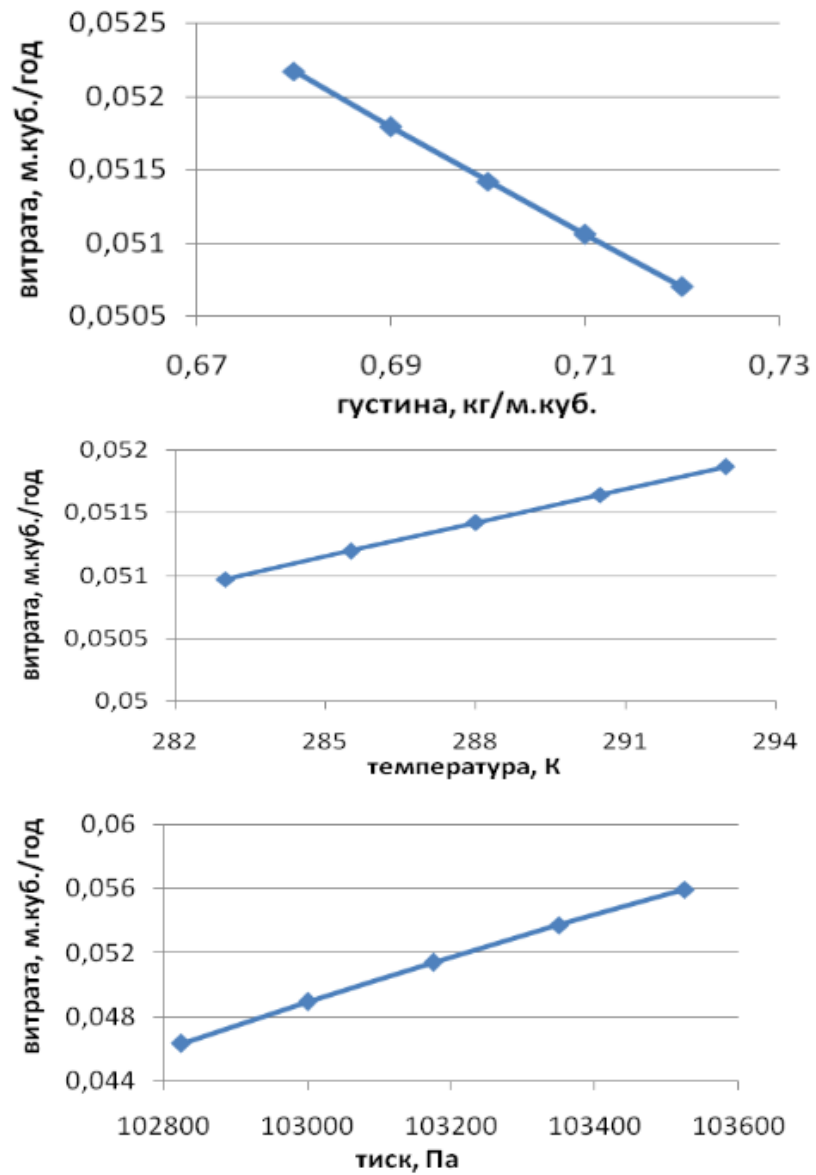


Рис 1. Результати моделювання зміни витрати газу в залежності від зміни параметрів газового потоку

### **Розділ 3. Дослідження експлуатаційних характеристик лічильників різного типу**

Лічильник газу (газовий лічильник) - прилад обліку, призначений для вимірювання кількості (обсягу). Кількість газу, як правило, вимірюють у кубічних метрах (м<sup>3</sup>), рідко – в одиницях маси (переважно це стосується технологічних газів).

Більшість українців використовує газ лише для приготування їжі. 70% блакитного палива, який використовує населення, спалюють газові плити. Причому, третина таких споживачів лічильники не встановили, а 19% платять по будинкових, а не квартирних лічильниках, йдеться в даних НКРЕКП. Законом, як пояснює міністр соцполітики Андрій Рева, передбачена поквартирна установка лічильників. У законі [14] сказано: всі лічильники повинні стояти вже в 2018 році.

Газові лічильники під час роботи мають мінливість, обумовлену температурою довкілля, т.к. температура газу, що приходить ззовні, може істотно відрізнятись від температури в приміщенні, де знаходиться лічильник. Для обліку сезонних змін температури при комерційному обліку споживання газу механізм температурної компенсації.

Температурна компенсація у газових лічильниках можлива механічним та електричним шляхом. У випадку, коли вона виготовляється механічно, то вимірювальний механізм монтується пружина, коефіцієнт пружності якої залежить від температури навколишнього газу. У разі електронної компенсації у робочий обсяг монтується температурний датчик, який вимірює температуру газу, а потім компенсація відбувається у цифровому вигляді.

### 3.1. Лічильники газу ультразвукові



ДІАПАЗОН ВИТРАТ ДЛЯ ЛІЧІЛЬНИКІВ З ВРІЗНИМИ СЕКЦІЯМИ						
DN, mm	Позначення типорозмір	Значення об'ємної витрати, м <sup>3</sup> /год				Максимальний, Q <sub>max</sub>
		Пороговий, Q <sub>пор</sub>	Мінімальний, Q <sub>мін</sub>	Перехідний, Q <sub>t</sub>		
				1,00%	0,50%	
50	G100	0,7	1	8	11	160
80	G250	1,9	2,7	20	27	400
100	G400	3	4	33	44	650
150	G1000	7	10	80	110	1600
200	G1600	12	17	125	170	2500
250	G2500	19	26	200	270	4000
300	G4000	28	40	325	440	6500
400	G6500	47	67	500	670	10000

Лічильники газу ультразвукові ГУВР-011 застосовуються для комерційного і технологічного обліку різних газів – природного, попутного нафтового, стисненого повітря, кисню, азоту та ін. Діаметр трубопроводів від 50 до 4 000 мм. Основна відносна похибка вимірювання від ±0,3% до ± 2%. Лічильники застосовуються для обліку газу, в тому числі комерційного, на газорозподільних пунктах, промислових об'єктах, об'єктах енергетики та підприємствах комунального господарства. Лічильники можуть застосовуватися для вимірювання витрати чистих газів, забруднених газів, на шлейфах свердловин, на підземних сховищах газу, на газових факелах та ін.

ДІАПАЗОН ВИТРАТ ДЛЯ ЛІЧІЛЬНИКІВ З ВРІЗНИХ ДАТЧИКА					
DN, mm	Позначення типорозмір	Значення об'ємної витрати, м <sup>3</sup> /год			
		Пороговий, Q <sub>пор</sub>	Мінімальний, Q <sub>мін</sub>	Перехідний, Q <sub>t</sub>	Максимальний, Q <sub>max</sub>
200	G1600	12	17	125	2500
250	G2500	19	26	200	4000
300	G4000	27	38	325	6500
400	G4000	48	67	500	10000
500	G10000	71	100	800	16000
600	G16000	111	160	1250	25000
700	G16000	111	160	1250	25000
800	G25000	117	250	2000	40000
1000	G40000	228	400	3250	65000

Ультразвуковий лічильник газу - це сучасна вимірювальна система, яка значною мірою відповідає вимогам щодо точного та стабільного вимірювання.

Вони включають:

- великі діапазони вимірювань, завдяки яким можна використовувати його на станціях з великою летючою течією;
- працювати майже без втрат тиску, оскільки жоден вузол не знаходиться в поперечному перерізі трубопроводу;
- захист від перевантажень, так як відсутні чутливі вузли;
- короткий час відгуку;
- висока точність вимірювання;
- двонаправлене вимірювання;

Ультразвуковий лічильник газу вимірює витрату газу з часу проходження ультразвукових імпульсів і використовує дані для обчислення робочого об'ємного витрати.

Ультразвуковий лічильник газу вимірює на підставі часу проходження ультразвукових імпульсів швидкість потоку газу і розраховує за отриманими даними робочий об'ємний витрата. При цьому використовується ефект, згідно з яким ультразвукові імпульси в напрямку потоку поширюються швидше, ніж в протилежному напрямку.

Кожен датчик одночасно є передавачем і одержувачем. Вимірювання проводиться поперемінно в обох напрямках, тобто після вимірювання одного часу проходження передавач стає одержувачем і навпаки. Завдяки такій мірі виключається вплив швидкості звуку, яка залежить від виду газу, тиску і температури.

Для обліку профілю потоку вимірювання проводяться за допомогою в цілому 6 каналів на 3 паралельних рівнях. На кожному рівні розташовані 2 канали, які перетинаються. Так зване розташування каналів Гаусса-Чебишева гарантує оптимальний облік швидкості потоку також і при асиметрії, завихренні і поперечних потоках. Крім того ці відхилення від ідеального профілю потоку також можуть вимірюватися, тобто можлива діагностика потоку.

Лічильник газу складається з вимірювального механізму, тобто корпусу з 12 датчиками, вимірювальної електроніки і ультразвукового обчислювального пристрою.

Датчики закріплені фланцями безпосередньо на корпусі і не вдаються всередину трубопроводу. Розташування каналів симетрично щодо середини лічильника, таким чином лічильник може використовуватися для обох напрямків потоку без переналагодження і перепрограмування.

Вимірювальна електроніка, розташована безпосередньо на корпусі лічильника, управляє датчиками, проводить оцінку результатів вимірювання і розраховує для кожного вимірювального каналу швидкість потоку. Можуть

поставлятися два варіанти обладнання: одна версія, у якій електроніка проводить розрахунок витрати на корпусі лічильника, має власні рахункові механізми і імпульсні виходи, а також модель з зовнішнім ультразвуковим обчислювальним пристроєм.

Ультразвуковий обчислювальний пристрій з функцією перетворювача в приміщенні для розміщення електроніки пов'язано цифровим методом з вимірювальною електронікою на лічильнику. Там розташовані показання лічильника для робочого і нормального обсягу для потоку вперед і зворотного потоку і там також є можливість зчитування та зміни параметрів вимірювання<sup>2</sup>

### 3.2. Роторні лічильники газу

Ротаційні (ротаційні) лічильники газу призначені для вимірювання кількості газу, що протікає по трубопроводу за робочого тиску та температури.

**Лічильник газу Новатор G2.5, G4, G6**

Лічильники газу роторні РЛ призначені для вимірювання об'ємних витрат природного та інших неагресивних газів при проведенні комерційного обліку на об'єктах газоспоживання.

Лічильники газу ремонтпридатні, працюють з неочищеними газами та не вимагають додаткових систем кріплення.

**Термін служби** лічильників з урахуванням технічного обслуговування - не менше 20 років.

**Режим роботи** лічильників може бути безперервним або з перервами.

**Ємність** відлікового пристрою рахункового механізму становить 99999,999 м<sup>3</sup>.

**Ціна** молодшого розряду відлікового пристрою становить 0,001 м<sup>3</sup>.

**Вимірюваний газ:**

- Повітря
- Світільний
- Доменний
- Природний
- Сланцевий
- Генераторний



МОДЕЛЬ ПАРАМЕТР	G2,5	G4	G6
Номінальні об'ємні витрати, м <sup>3</sup> /год	2,5	4	6
Максимальні об'ємні витрати, м <sup>3</sup> /год	4	6	10
Q <sub>min</sub> при співвідношенні Q <sub>min</sub> /Q <sub>max</sub> = 1/50	0,06	0,06	0,08
Поріг чутливості, м <sup>3</sup> /год	0,012	0,016	0,016
Габаритні розміри, мм	145x100x98	145x100x98	145x100x98
Діаметр умовного проходу приєднувальних штуцерів, мм	20	20	20
Маса, кг	2,0	2,0	2,0
Матеріал корпусів і роторів	Алюмінієві сплави		

Особливості:

1. Висока надійність в роботі лічильників.
2. Стійкість метрологічних характеристик у часі.
3. Низька чутливість до забруднених газів і перепадів тиску.
4. Простота установки та експлуатації.
5. Можливість ремонту та перевірки в будь-якому регіоні України.

Лічильник складається з двох основних конструктивних вузлів: вимірювача і лічильного механізму. Вимірювач складається з корпусу і двох розміщених в ньому роторів вісьмиобразної форми, які розташовані у взаємно перпендикулярному положенні і обертаються в протилежних напрямках.

Корпус з двох сторін закритий стінками, на яких встановлені дві пари підшипників, які є опорами роторів. На валах роторів встановлені синхронізуючі шестерні, забезпечують належне положення одного ротора щодо другого при їх обертанні.

Лічильник з двох сторін герметично закритий передній і задньою кришками. У передній кришці лічильника є вікно, закрите склом, за яким розміщений циферблат відлікового пристрою. На циферблаті нанесені написи позначень та основних характеристик лічильника, а також знаходиться вікно для спостереження за показаннями відлікового пристрою лічильного механізму і вікно для спостереження за роботою розрахункового механізму. На вході лічильника встановлено фільтр, що забезпечує фільтрацію газу, що надходить на вхід.

Вимірювання обсягу газу лічильником здійснюється внаслідок обертання двох роторів, яке відбувається через різницю тисків на вході і виході вимірювача. Вимірювальний об'єм лічильника визначається простором між внутрішньою стінкою корпусу і поверхнею роторів.

## 3.2. Мембрані газові лічильники

### Мембранний лічильник САМГАЗ

Лічильники призначені для вимірювання об'єму природного газу, фізико-хімічні параметри якого повинні відповідати ДСТУ 4314:2004, за максимального робочого тиску до 0,05 МПа при проведенні обліку, при комунальних та житлово-комунальних послугах, в системах газопостачання низького тиску до 0,005 МПа, середнього тиску від 0,005 МПа до 0,05 МПа згідно з ДБН В.2.5-20-2018.



Лічильники пристосовані для роботи з:

- коректорами,
- системами віддаленого збору даних
- комп'ютерами,
- можуть використовуватися в системах управління,

Вони внесені до Національного реєстру вимірювального обладнання.

Лічильники складаються з трьох основних компонентів:

- вимірювального механізму;
- датчика;
- корпусу.

**ЛІЧИЛЬНИК ГАЗУ МЕМБРАННИЙ САМГАЗ G2,5 RT/1.2T З ТЕРМОКОМПЕНСАТОРОМ**

Виконання (артикул)	Наріз приєднувальних штуцерів ГОСТ 6357	Номінальний діаметр приєднання
040-010	G 1¼	DN32
040-013	G ¾	DN20
040-016	G 1	DN25

Модель	RT/1.2T
Типорозмір	G 2,5
Номінальний циклічний об'єм(V)	1,08 дм <sup>3</sup>
Діапазон об'ємних витрат газу	Q <sub>min</sub> 0,016; Q <sub>nom</sub> 1,6; Q <sub>max</sub> 4,0 м <sup>3</sup> /год
Клас точності	1,5
Максимально допустимі похибки в діапазоні витрат	Q <sub>min</sub> ≤ Q < 0,1Q <sub>max</sub> ± 3,5 % 0,1Q <sub>max</sub> ≤ Q ≤ Q <sub>max</sub> ± 2,0 %
Стандартне значення температури газу	t <sub>b</sub> =20,0 °C
Середнє значення температури газу для виконань лічильників з термокомпенсатором	t <sub>sp</sub> =15,0°C
Втрата тиску за Q <sub>max</sub> , не більше	200 Па
Максимальний робочий надлишковий тиск	50 кПа
Робочий діапазон температур довкілля та вимірюваного середовища (газу)	від - 25°C до + 55°C
Міжвісьова відстань між штуцерами	110 ±0,5 мм
Напрямок потоку газу	--> (зліва на право)

У верхній частині корпусу є штуцери для монтажу в трубопроводі.

Вимірювальний механізм розміщений в міцному газонепроникному корпусі. Корпус складається з двох частин, з'єднаних між собою за допомогою за-тискувального пояса, і герметизується термостійким герметиком.

На верхній частині корпусу розміщені приєднувальні штуцери для монтажу в трубопроводі. Зовні до корпусу кріпиться відліковий пристрій. Відліковий пристрій укомплектований полюсом постійного магнітного поля, що робить можливим монтаж і використання електричного імпульсного генератора низької частоти (типу “контакт з нульовим потенціалом”).

Лічильники ВК...Т відрізняються від лічильників ВК та RS тим, що додатково обладнані механізмом температурної компенсації.

Механізм температурної компенсації розташований на кривошипному механізмі лічильника. Основним елементом механізму є біметалічна пластина, яка змінює свою форму в залежності від температури. Зміна форми біметалічної пластини змінює розмір ходу мембран і тим самим впливає на величину мірного об'єму.

Механізм температурної компенсації відрегульований таким чином, що ба-рабаний відліковий пристрій відображає об'єм газу, що пройшов через лічильник, приведений до температури 20 °С. Газ, що проходить через лічильники, приводить у вертально-поступний рух мембрани вимірювального механізму. Розподільча система перетворює вертально-поступний рух мембран в обертовий рух механічного барабанного відлікового пристрою. Відліковий пристрій показує об'єм газу, що пройшов через лічильник.

Лічильники моделей RS/2001-2 та RS/2001-2 Р виготовляються з напрям-ком потоку газу зліва направо або справа наліво. Напрямок руху потоку газу вказаний стрілкою, відштампованою на верхній частині корпусу лічильника.

Зчитувач прикріплений до корпусу зовні.

Лічильники ВК... Т відрізняються від лічильників ВК і RS тим, що вони додатково оснащені механізмом компенсації температури.

Механізм температурної компенсації розташований на кривошипнику датчика.

Основним елементом механізму є біметалічна пластина, яка змінює свою форму в залежності від температури.

Зміна форми біметалічної пластини змінює розмір мембран і, таким чином, впливає на розмір вимірюваного об'єму.

Механізм температурної компенсації налаштований таким чином, що барабанний манометр відображає об'єм газу, який проходить через манометр, зменшений до 20 ° С.

Газ, що проходить через манометри, змушує діафрагму вимірювального механізму рухатися вертикально.

Система розподілу перетворює обертання мембран у обертання механічного барабана для зчитування.

Лічильник показує кількість газу, яка пройшла через лічильник.

Вимірювачі RS / 2001-2 та RS / 2001-2 Р виготовляються з напрямком потоку газу зліва направо або справа наліво. Напрямок потоку газу позначається стрілкою, відбитою у верхній частині корпусу лічильника.

### **Мембранний лічильник газу GALLUS**



Мембранні лічильники газу Gallus призначені для вимірювання об'єму природного газу та інших неагресивних газів низького тиску під час розрахункових та розрахункових операцій та в різних технологічних процесах.

Лічильники складаються з вимірювального приладу, корпусу та лічильного пристрою.

Лічильник складається з двох камер із вбудованими газонепроникними діафрагмами, які рухаються під впливом перепаду тиску на вході та виході лічильника.

Зворотно-поступальний рух мембран перетворюється на обертання механічного лічильника - барабанного суматора.

Вся вимірювальна система розміщена в газонепроникному корпусі. Корпус виготовлений з листової сталі холодного пресування або алюмінієвого сплаву. Мембрани виготовлені з гумово-полістирольної тканини.

Лічильники можуть бути оснащені імпульсним перетворювачем, призначеним для віддаленого зчитування.

## 2.7. Лічильники газу діафрагмові

Це сучасний лічильник газу, вироблений німецькою компанією "ELSTER Handel GmbH".

Лічильники складаються з герметичного корпусу із вбудованим вимірювальним механізмом та лічильним пристроєм.

Призначення: лічильники призначені для комерційного обліку кількості споживаного газу в комунальному і побутовому господарстві.

Вимірюється середовище: природний газ, пропан, бутан, інертні гази та інші неагресивні, неоднорідні за хімічним складом гази.



Область застосування: комунальне господарство (облік газу в індивідуальних будинках і на малих підприємствах обладнаних газовими плитами, колонками і нагрівальними котлами малої потужності) та інші сфери діяльності, що вимагають обліку споживаного газу.

Лічильники побудовані за класичною роками відпрацьованою, надійною схемою. Відмінною особливістю конструкції є наявність спеціального золотникового розподільника шибєрного типу. Сучасний дизайн, висока інформативність циферблата рахункового механізму. Добре підібрана гама кольорів дозволяють лічильнику відмінно вписуватися в інтер'єр сучасного житла.

Кінематична схема лічильника, застосування найсучасніших, високоякісних матеріалів і покриттів дозволяють забезпечити дуже маленьку втрату тиску, низький рівень шуму при роботі, мінімальний знос рухомих деталей, високу корозійну стійкість металевих конструкцій.

У лічильнику застосовані рухливі діафрагми, виготовлені з високоякісного синтетичного матеріалу, що дозволяє зберігати діафрагму свою форму. Невеликі за розмірами золотники дозволяють отримати високу точність вимірювання витрати газу і забезпечують низьку чутливість до забруднень вимірюваного середовища.

І саме наявність спеціального золотникового розподільника шибєрного типу, високоякісні діафрагми і виготовлені з високою точністю всі рухомі елементи дозволяють забезпечити стабільність роботи лічильника на  $Q$  хв. і мінімальну втрату тиску.

Таблиця 3.1.

### Характеристики популярних побутових газових лічильників

	ОКТАВА G 2,5	САМГАЗ G2,5	GROSS G 2.5	ELSTER G2.5	PL-2.5 G2.5	ЕГЛ G2,5
Ціна, грн.	970,0	1 140,0	1 200,0	1228,0	800,0	1450,0
Діапазон об'ємних витрат газу м <sup>3</sup> /год	$Q_{\min} 0,025$ $Q_{\max} 4,0$	$Q_{\min} 0,016$ $Q_{\max} 4,0$	$Q_{\min} 0,016$ $Q_{\max} 4,0$	$Q_{\min} 0,016$ $Q_{\max} 4,0$	$Q_{\min} 0,012$ $Q_{\max} 4,0$	$Q_{\min} 0,016$ $Q_{\max} 4,0$
Країна виробник	Україна	Україна	Україна	Словакія	Україна	Україна
Робочий тиск	50 кПа	50 кПа	50 кПа	50 кПа	50 кПа	50 кПа
Температура експлуатації	- 40...+50°C	- 25...+55°C	- 40...+60°C	- 30...+50°C	- 25...+50°C	- 25...+80°C
Маса	1,9 кг	1,9 кг	2,0 кг	1,9 кг	1,5 кг	2,3кг

Типорозмір необхідного лічильника залежить від максимального споживання газу всіх існуючих газових приладів підключених до нього. Наприклад, 4-конфорна кухонна плита має витрату 1,5 м<sup>3</sup>/год, колонка - 1,5 м<sup>3</sup>/год, котел - 1,2-2,5 м<sup>3</sup>/год. У паспорті будь-якого газового обладнання обов'язково вказано розхід газу на годину. Якщо скласти всі дані

споживання існуючих в помешканні газових приладів, отримаємо цифру, яка допоможе визначити необхідний для встановлення тип.

Якщо в квартирі встановлена лише газова плита, то буде достатньо лічильника G-1,6. Якщо в квартирі також встановлена газова колонка, чи газовий котел то краще придбати лічильник типорозміру G-2,5. Остаточний вибір типорозміру лічильника проводить інженер метролог газового господарства відповідно до розрахунку. Побутові лічильники бувають роторні або мембранні.

### 3.4. Температурні режими

Не мало важливою характеристикою побутового лічильника є навколишня температура при якій він може працювати без перебігів та вести справний облік газу. Тому, як на всій території України різна температура і в кожній області своя дозволена температура.

Розглянемо дозволена температуру в м. Києві  $-25...+30^{\circ}\text{C}$  та порівняємо з заявленими характеристиками лічильників див. рис. 1.

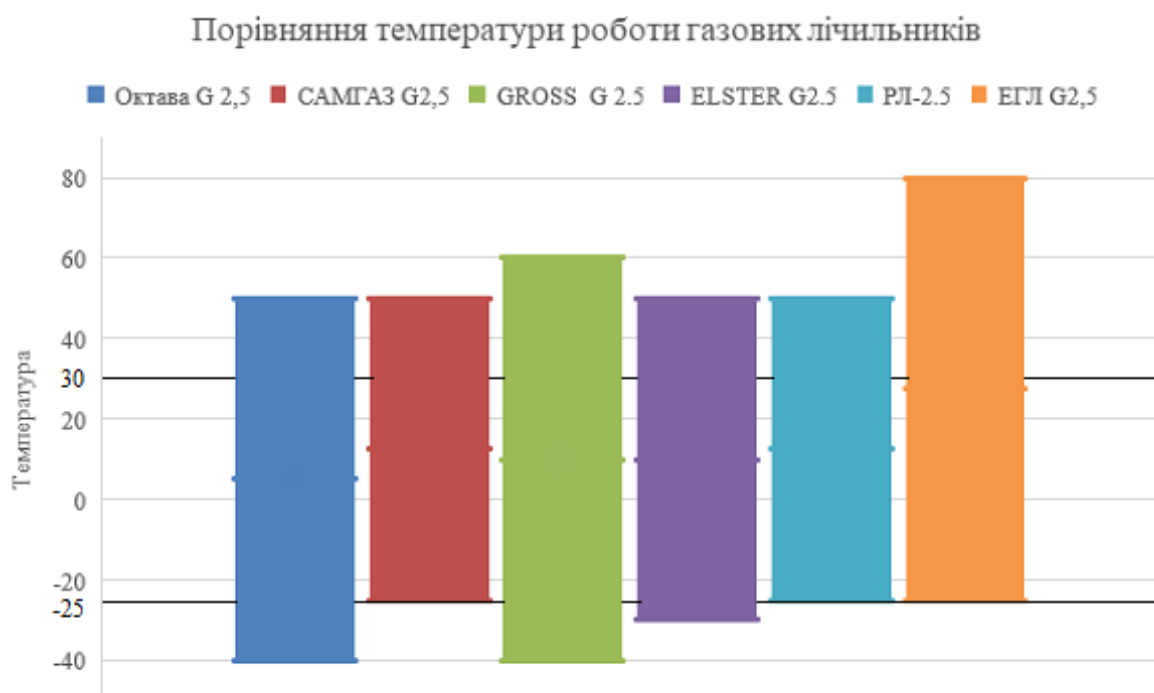


Рис.3.1. – Графік температур при яких можуть працювати газові лічильники

Для підбору лічильника потрібно враховувати 3 основні фактори:

- клас точності лічильника 1,5 і 1,0;
- об'єм використання газу користувачем;
- температурні режими (зовнішній чи внутрішній);

Отже, мембранні лічильники газу мають кращий поріг чутливості порівняно з роторними, практичніші для встановлення в приміщенні або зовні. Згідно даним газорозподільних підприємства мембранні лічильники являються пріоритетними для встановлення на території України.

Для точнішого обліку встановлюються коректори, які застосовуються в комплексі з лічильниками газу у газорозподільних мережах низького і середнього тиску на вузлах обліку природного газу промислового і комунально-побутового призначення для перетворення і обробки вхідних імпульсних сигналів.

Мембранні лічильники газу (САМГАЗ) дуже надійні, прості в конструкції і відносно недорогі. Недоліком є високий рівень шуму та великі габарити, а також найчастіша перевірка (щоденне та щомісячне споживання газу), вплив високих негативних температур та гучна робота.

Ультразвук відрізняється високою точністю показань, компактними розмірами, відсутністю шуму, простою настройкою, на екрані лічильника розраховуються показники добових та щомісячних витрат газу. Стабільна робота навіть при мінусовій температурі. Можливість підключення діагностичного обладнання та передачі інформації на цифрові носії, що дуже зручно. До недоліків можна віднести вищу вартість порівняно з механічними лічильниками, і через 2 роки акумулятор лічильника повинен бути заряджений.

Все це дозволяє зробити висновок, що гірших чи кращих лічильників не існує: кожен пристрій має свою ринкову нішу.

Порівняльний аналіз витрати газу та засобів вимірювання кількості показує, що оптимальним методом вимірювання витрати та кількості газу в газовій промисловості є метод змінного перепаду тиску.

Приладами нового покоління для обліку газу являються смарт-лічильники. Перевагами таких приладів є дистанційне зчитування показників лічильників. Лічильник сам передає в газове господарство об'єм спожитого газу і рахунок виставляється за нього. Це дуже зручно для тих споживачів, які регулярно забувають передати показники у встановлені терміни.

### **3.5. Порівняння лічильників газу роторних та мембранних**

Роторні лічильники на практиці зарекомендували себе не з найкращого боку, оскільки мають похибки вимірювання в процесі експлуатації (причому не завжди на користь споживача). Ще одним недоліком є їх висока чутливість до забруднень і домішок, які можуть бути в газі, внаслідок чого може значно підвищитися їх рівень шуму. Але найбільшим їх недоліком є високий ступінь вибухо- і пожежонебезпеки. Газ знаходиться безпосередньо за склом, яке захищає лічильний механізм, і найменше його пошкодження може призвести до витoku газу, що згодом може викликати вибух і пожежу.

Мембранні лічильники за роки експлуатації зарекомендували себе як надійні, точні і досить довговічні прилади. Обсяг газу, що вимірюється, перебуває тут у герметичній камері, і не контактує з елементами пристрою. Саме це істотно збільшує безпеку застосування приладу і його довговічність. Ще однією перевагою можна вважати, те, що він достатньо не сприйнятливий до забрудненого газу. Слід зазначити, що засоби обліку цього виду можна встановлювати на вулиці, без жодних зайвих комунікацій. У випадку з роторними лічильниками слід встановлювати додатковий патрубков, який буде служити для збору конденсату.

Основні відмінності цих двох видів лічильників газу:

Мембранні лічильники: простір, де проводяться вимірювання об'єму газу, герметичний; практично не сприйнятливий до забрудненого газу і наявності пилу в ньому; швидкість обертання і тертя деталей досить низька, що підвищує термін служби приладу і не вимагає його обслуговування, внаслідок чого міжповірочний інтервал збільшено до 8-15 років.

Роторні лічильники: тут вимірювання об'єму газу відбувається в негерметичному просторі, а також можлива присутність технологічних проміжків, що збільшує небезпеку витoku газу; дуже чутливі до наявності різних забруднень і пилу в газі. Більше того, попадання пилу, бруду в робочі проміжки призводить до виходу з ладу всього приладу; у них великі швидкості обертання, що призводить до швидкого зношування підшипників і вимагає додаткового обслуговування, проведення повірки обов'язково кожні 5 років.

### **3.6. Аналіз комплексного показника якості турбінних лічильників газу**

Турбінні вимірювальні перетворювачі витрати газу завдяки високій точності, відносно малій інерційності та відносно нескладній конструкції набули широкого застосування у вітчизняній та світовій метрологічній практиках для вирішення цілого спектру задач реєстрації об'єму та об'ємної витрати газу.

Турбінні лічильники газу характеризуються рядом технічних і метрологічних характеристик, які відображають їх експлуатаційні і споживчі властивості. Серед них найбільш вагомими є: похибка вимірювання, робочий діапазон вимірюваних витрат, поріг чутливості, робочий тиск, надійність експлуатації, термін служби, габаритно-масові параметри, енергоспоживання. Одночасне досягнення оптимальних значень по кожному з цих одиничних показників якості є неможливим. Тому необхідно розробити методику оцінки комплексного показника якості (КПЯ), яка базувалася б на використанні об'єктивних даних, що і є метою роботи.

Виходячи з сучасних умов на ринку витратомірної техніки, де основним фактором для споживачів є ціна, то її вибрано як визначальний показник для визначення вагових коефіцієнтів впливу кожного параметра характеристики на якість лічильників в цілому.

КПЯ - це показник якості продукції, що об'єднує декілька її властивостей. Він може бути виражений в чисельній формі і об'єктивною оцінкою паспортних даних.

Для визначення КПЯ лічильників застосовувалася наступна формула:

$$K = 1 + \sum_{i=1}^N [(q_i - 1) \cdot \gamma_i],$$

де  $q_i$  - відношення кожного аналізованого параметра  $i$ -го лічильника до такого ж порівнюваного базового показника;  $\gamma$  - вагові коефіцієнти, які визначаються за такою моделлю:

$$\gamma_i = \frac{B}{\Gamma}, \quad B = \sum_{i=1}^N \lg\left(\frac{C_i}{C_0}\right), \quad \Gamma = \sum_{i=1}^N \lg\left(\frac{A_i}{A_0}\right)$$

де  $C_0, C_i$  - ціна базового лічильника і аналога;  $A_0, A_i$  - значення параметрів базового лічильника і аналога;  $N$  - число лічильників-аналогів.

Розрахунок КПЯ здійснений на базі паспортних даних восьми типів вітчизняних і закордонних турбінних лічильників газу одного типорозміру (на витрату 400 м<sup>3</sup>/год): ЛГ-К-Ех, ТРСГ-Р, TRZ-03-U-A, TRZ-2-U (Україна), D, RPT (Словаччина), TRZ/2-G (Чехія), TZ/FLUXI Schumberger (Франція). Оцінка КПЯ здійснювалася по одному, двох і трьох визначальних показниках, до яких віднесені діапазон вимірювання, маса, робочий тиск. Отримані результати дають можливість здійснювати порівняння аналогічних за призначенням приладів і визначати фактори, які можуть підвищити конкурентоспроможність вітчизняних виробників лічильників газу.

## Результати визначення показника якості продукції

Лічильник	В	Г	γ	КПЯ
ЛГ-К-Ех	0,1	0,0	2,8	3,7
ТРСГ-Р	0,1	0,0	4,0	5,3
TRZ-03-U-A	0,2	0,0	5,6	7,4
TRZ-2-U	0,2	0,0	5,5	7,3
D	0,1	0,0	2,2	2,9
RPT	0,1	0,0	3,8	5,0
TRZ/2-G	0,1	0,0	3,1	4,1
TZ/FLUXI (ITRON)	0,4	0,1	5,5	7,2
Schumberger	0,1	0,0	4,9	6,4
Gallus	0,1	0,0	4,3	5,7
Візар	0,1	0,0	2,4	3,2

**3.7. Прилади обліку природного газу українського виробництва**

На даний час понад 50 типів витратомірів (лічильників) занесено до Державного реєстру, серед них 17 типів промислових лічильників, в тому числі 7 типів вітчизняного виробництва.

Це роторні та турбінні лічильники типів РГ-к, ЛГ-к, G16, що виробляє ВАТ "Івано-Франківський завод "Промприлад", турбінні лічильники типів TRZ-2U (МП "СМОГ", м. Ужгород) та TRZ-02U (СП "РМГ-Україна", м. Київ), мембранні лічильники типу ЛМТ (ЗАТ "ПромприладАмко", м. Івано-Франківськ), роторні лічильники типу ТЕМП (фірма "Темпо", м. Івано-Франківськ).

Побутові лічильники газу в Україні виробляли п'ятнадцять підприємств: ВАТ "Івано-Франківський завод "Промприлад", "Новатор" (м. Хмельницький), Красилівський агрегатний завод, Ямпільський приладобудівний завод, Київські заводи "Арсенал" та "Генератор", ВАТ "Укрспецтехніка", "ЗАТ "Шлюмберже Укргаз метерс компанії", Жулянський завод "Візар", завод "Електрон" (м. Жовті Води), завод "Мукачів-прилад", СП "ТелСАТ" (м. Львів). СП "Премагаз - Україна" (м. Лубни) та СП "Самгаз - Україна" (м. Рівне).

На вузлах обліку газу із застосуванням звужуючих пристроїв в останній час активно впроваджуються високоточні перетворювачі перепаду тиску, тиску та температури газу, які в комплекті з обчислювачами дають похибку обчислення об'єму газу, зведеного до стандартних умов, на рівні 0,15-0,5 %.

До них відносяться витратоміри українсько виробництва "Суперфлоу", вимірювальні комплекси "Флоутек" (виробництва ДП "Укргазтех", м. Київ), "Флоукор" (виробництва ТОВ "Унітек", м. Івано-Франківськ), комплекси МП "Техприлад" (при університеті "Львівська політехніка"), обчислювачі "Універсал" (МП при Вінницькому технічному університеті) та ОЕ-22 (МП "Слот", м. Івано-Франківськ).

Для роботи з лічильниками застосовують комплекси "Флоутек" та "Флоукор", обчислювачі ОЕ-22. Коректори об'єму газу типу ОКВГ виготовляє ВАТ "Івано-Франківський завод "Промприлад" та типу КШГ ТЗОВ "Західприлад" (м.Івано-Франківськ).

Повірка та метрологічна атестація ЗВТ, що застосовуються на вузлах обліку газу із застосуванням витратомірів змінного перепаду тиску, проводиться в повному обсязі всіма територіальними органами Держстандарту.

З впровадження високоточних перетворювачів тиску, перепаду тиску та температури, метрологічні характеристики яких знаходяться на рівні еталонних засобів, pojawiaються проблеми їх повірки.

Технічні та метрологічні характеристики лічильників газу, що виробляють вітчизняні підприємства, знаходяться на рівні, що відповідає міжнародним метрологічним нормам та рекомендаціям.

### **3.8. Аналіз точності обліку газу**

#### **Визначення об'єму газу в метричних одиницях**

Об'єм газу визначається при стандартних умовах, тобто при 760 мм рт ст та температури газу 20 °С.

Очевидно що при споживанні газу тиск в мережі перед лічильником в квартирі складає вище вказаного на 2000...2500 Па. Крім того температура газу відрізняється від 20 °С і здебільшого є нижча за 20 °С.

В результаті нескладних підрахувань маємо що 100 м<sup>3</sup> газу який подається з надлишковим тиском 2000...2500 Па при температурі 10 °С при перерахунку в стандартні умови становить 106 м<sup>3</sup>.

Є значна кількість споживачів газу де взагалі відсутні лічильники і газ обліковують по нормам які дуже відносно характеризують процес об'єктивного обліку.

Для точного визначення об'єму газу потрібно дообладнати вузол обліку датчиком тиску газу і датчиком температури які автоматично корегуватимуть вплив зміни тиску і температури на точність визначення об'єму газу.

### **Визначення об'єму газу з врахуванням енергетичних характеристик газу**

Згідно вимог Кодексу ГТС і ГРС та Технічного Регламенту газу газ повинен мати певний склад (наприклад, не менше 90 % метану) та певні фізико-хімічні та енергетичні характеристики.

У відповідності до Паспортів фізико-хімічних показників природного газу №106, 108 і 865 визначений компонентний склад і енергетичні показники природного газу.

З наведеної інформації видно що в цілому склад метану вище 90 %, проте є ділянки де нижче 90%. При цьому і енергетична цінність газу значно змінюється.

## ПАСПОРТ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ №106

за період з 07:00 01.03.2021р. по 07:00 01.04.2021р.

переданого Лубенським ЛВУМГ ТОВ "Оператор ГТС України" та прийнятого АТ "Полтавагаз" по газопроводу "Шебелинка-Полтава-Кнїв" (ШПК)

Вимірювальна хіміко-аналітична лабораторія Днканського п/м Лубенського ЛВУМГ Свідоцтво № 020-20 чинне до 22.03.2023 р. видане 23.03.2020 р.

ПАСПОРТ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ №106															Маршрут №106										
за період з 07:00 01.03.2021р. по 07:00 01.04.2021р.																									
переданого Лубенським ЛВУМГ ТОВ "Оператор ГТС України" та прийнятого АТ "Полтавагаз"																									
по газопроводу "Шебелинка-Полтава-Кнїв" (ШПК)																									
Вимірювальна хіміко-аналітична лабораторія Днканського п/м Лубенського ЛВУМГ Свідоцтво № 020-20 чинне до 22.03.2023 р. видане 23.03.2020 р.																									
Число мішки	Компонентний склад, % мол.													Фізико-хімічні показники газу обчислені на основі компонентного складу, 101,325 кПа				Температура кипіння роси (при робочому тиску), °С	Температура кипіння роси вологи (P = 3,5 МПа), °С						
	метан, С1	етан, С2	пропан, С3	ізо-бутан, i-C4	н-бутан, n-C4	ізо-пентан, i-C5	н-пентан, n-C5	гексан та вище, С6+	октан, С8	нон, N9	додекан вуглець, С12	Густина абсолютна, кг/м³ при 15 °С	Густина відносна	Температура випаровування/горіння при 20/25°С											
														Теплота згорання вилча			Теплота згорання вища			Число Воббе вище					
														ккал/м³	МДж/м³	кВт·год/м³	ккал/м³			МДж/м³	кВт·год/м³	ккал/м³	МДж/м³	кВт·год/м³	
1														8 268	34,61	9,62	9 160	38,35	10,65	11 743	49,16	13,66	-10,2	-8,2	
2														8 268	34,61	9,62	9 160	38,35	10,65	11 743	49,16	13,66			
3	90,7144	4,4918	1,2104	0,1438	0,2279	0,0047	0,0585	0,0467	0,0630	0,0044	1,8687	1,1657	0,7427	0,6166	8 289	34,70	9,64	9 181	38,44	10,68	11 692	48,95	13,60		
4														8 289	34,70	9,64	9 181	38,44	10,68	11 692	48,95	13,60			
5														8 289	34,70	9,64	9 181	38,44	10,68	11 692	48,95	13,60			
6														8 289	34,70	9,64	9 181	38,44	10,68	11 692	48,95	13,60			
7														8 289	34,70	9,64	9 181	38,44	10,68	11 692	48,95	13,60			
8														8 289	34,70	9,64	9 181	38,44	10,68	11 692	48,95	13,60			
9														8 289	34,70	9,64	9 181	38,44	10,68	11 692	48,95	13,60	-10,7	-8,1	
10	91,4943	4,1436	1,1584	0,1440	0,2138	0,0039	0,0507	0,0402	0,0683	0,0086	1,6887	0,9854	0,7366	0,6116	8 284	34,68	9,63	9 177	38,42	10,67	11 735	49,13	13,65		
11														8 284	34,68	9,63	9 177	38,42	10,67	11 735	49,13	13,65			
12														8 284	34,68	9,63	9 177	38,42	10,67	11 735	49,13	13,65			
13														8 284	34,68	9,63	9 177	38,42	10,67	11 735	49,13	13,65			
14														8 284	34,68	9,63	9 177	38,42	10,67	11 735	49,13	13,65			
15	91,3325	4,2231	1,1396	0,1349	0,2064	0,0042	0,0515	0,0411	0,0632	0,0074	1,7428	1,0536	0,7378	0,6123	8 273	34,64	9,62	9 165	38,37	10,66	11 712	49,04	13,62	-12,8	-10,7
16														8 273	34,64	9,62	9 165	38,37	10,66	11 712	49,04	13,62			

## ПАСПОРТ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ №108

за період з 07:00 01.03.2021р. по 07:00 01.04.2021р.

переданого Лубенським ЛВУМГ ТОВ "Оператор ГТС України" та прийнятого АТ "Полтавагаз" по газопроводах "Більськ-Солоха", "Більськ-Сумн"

Вимірювальна хіміко-аналітична лабораторія Днканського п/м Лубенського ЛВУМГ Свідоцтво № 020-20 чинне до 22.03.2023 р. видане 23.03.2020 р.

ПАСПОРТ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ №108															Маршрут №108										
за період з 07:00 01.03.2021р. по 07:00 01.04.2021р.																									
переданого Лубенським ЛВУМГ ТОВ "Оператор ГТС України" та прийнятого АТ "Полтавагаз"																									
по газопроводах "Більськ-Солоха", "Більськ-Сумн"																									
Вимірювальна хіміко-аналітична лабораторія Днканського п/м Лубенського ЛВУМГ Свідоцтво № 020-20 чинне до 22.03.2023 р. видане 23.03.2020 р.																									
Число мішки	Компонентний склад, % мол.													Фізико-хімічні показники газу обчислені на основі компонентного складу, 101,325 кПа				Температура кипіння роси (при робочому тиску), °С	Температура кипіння роси вологи (P = 3,5 МПа), °С						
	метан, С1	етан, С2	пропан, С3	ізо-бутан, i-C4	н-бутан, n-C4	ізо-пентан, i-C5	н-пентан, n-C5	гексан та вище, С6+	октан, С8	нон, N9	додекан вуглець, С12	Густина абсолютна, кг/м³ при 15 °С	Густина відносна	Температура випаровування/горіння при 20/25°С											
														Теплота згорання вилча			Теплота згорання вища			Число Воббе вище					
														ккал/м³	МДж/м³	кВт·год/м³	ккал/м³			МДж/м³	кВт·год/м³	ккал/м³	МДж/м³	кВт·год/м³	
1														8 218	34,41	9,56	9 101	38,10	10,58	11 424	47,83	13,29	-11,1	-4,4	
2	85,9150	9,0334	0,0959	0,0077	0,0215	0,0000	0,0275	0,0277	0,0942	0,0159	2,4923	2,2690	0,7659	0,6359	8 229	34,45	9,57	9 111	38,15	10,60	11 426	47,84	13,29		
3														8 229	34,45	9,57	9 111	38,15	10,60	11 426	47,84	13,29			
4														8 229	34,45	9,57	9 111	38,15	10,60	11 426	47,84	13,29			
5														8 229	34,45	9,57	9 111	38,15	10,60	11 426	47,84	13,29			
6														8 229	34,45	9,57	9 111	38,15	10,60	11 426	47,84	13,29			
7														8 229	34,45	9,57	9 111	38,15	10,60	11 426	47,84	13,29			
8														8 229	34,45	9,57	9 111	38,15	10,60	11 426	47,84	13,29			
9														8 229	34,45	9,57	9 111	38,15	10,60	11 426	47,84	13,29	-14,3	-8,1	
10	86,2497	8,7414	0,0942	0,0067	0,0198	0,0000	0,0279	0,0296	0,0744	0,0107	2,4676	2,2778	0,7636	0,6340	8 206	34,36	9,54	9 087	38,04	10,57	11 413	47,78	13,27		
11														8 206	34,36	9,54	9 087	38,04	10,57	11 413	47,78	13,27			
12														8 206	34,36	9,54	9 087	38,04	10,57	11 413	47,78	13,27			
13														8 206	34,36	9,54	9 087	38,04	10,57	11 413	47,78	13,27			
14														8 206	34,36	9,54	9 087	38,04	10,57	11 413	47,78	13,27			

## ПАСПОРТ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ №865

за період з 07:00 01.03.2021р. по 07:00 01.04.2021р.

переданого Кременчуцьким ЛВУМГ ТОВ "Оператор ГТС України" та прийнятого АТ "Полтавагаз". ПП "Кременчукмтехніка" по газопроводу)\* "Союз"

Вимірювальна хіміко-аналітична лабораторія Кременчуцького п/м Кременчуцького ЛВУМГ Сертифікат № РЯ 0065/20 від 14.12.20 р. чинний до 14.12.2025 р.

ПАСПОРТ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ №865														Маршрут №865											
за період з 07:00 01.03.2021р. по 07:00 01.04.2021р.																									
переданого Кременчуцьким ЛВУМГ ТОВ "Оператор ГТС України" та прийнятого АТ "Полтавагаз", ПП "Кременчукгазтехніка" по газопроводу "Союз"																									
Вимірвальна хіміко-аналітична лабораторія Кременчуцького п/м Кременчуцького ЛВУМГ Сертифікат № РЯ 0065/20 від 14.12.20 р. чинний до 14.12.2025 р.																									
Число об'єкта	Компонентний склад, % мол.											Фізико-хімічні показники газу обчислені на основі компонентного складу, 101,325 кПа						Температура точки роси волога (при робочому тиску), °С	Температура точки роси волога (р = 302 МПа), °С						
	метан, С1	етан, С2	пропан, С3	ізо-бутан, і-С4	н-бутан, н-С4	ізо-пентан, іо-С5	іо-пентан, і-С5	н-пентан, н-С5	гексан та вищі, С6+	азот, N2	диоксид вуглецю, СО2	Температура вимірювання/згоряння при 20±5°С													
												Теплота згоряння нижча			Теплота згоряння вища					Число Воббе вище					
ккал/м³	МДж/м³	кВт*год/м³	ккал/м³	МДж/м³	кВт*год/м³	ккал/м³	МДж/м³	кВт*год/м³	ккал/м³	МДж/м³	кВт*год/м³	ккал/м³	МДж/м³	кВт*год/м³											
1												8 252	34,55	9,60	9 143	38,28	10,63	11 823	49,50	13,75					
2												8 252	34,55	9,60	9 143	38,28	10,63	11 823	49,50	13,75					
3												8 252	34,55	9,60	9 143	38,28	10,63	11 823	49,50	13,75					
4	94,0090	3,2112	0,9117	0,1152	0,1480	0,0015	0,0351	0,0280	0,0345	0,0036	0,6930	0,8092	0,7178	0,5960	8 255	34,56	9,60	9 143	38,28	10,63	11 844	49,59	13,78	-17,4	-21,2
5															8 255	34,56	9,60	9 143	38,28	10,63	11 844	49,59	13,78		
6															8 255	34,56	9,60	9 143	38,28	10,63	11 844	49,59	13,78		
7															8 255	34,56	9,60	9 143	38,28	10,63	11 844	49,59	13,78		
8															8 255	34,56	9,60	9 143	38,28	10,63	11 844	49,59	13,78		
9															8 255	34,56	9,60	9 143	38,28	10,63	11 844	49,59	13,78		
10															8 255	34,56	9,60	9 143	38,28	10,63	11 844	49,59	13,78		
11															8 255	34,56	9,60	9 143	38,28	10,63	11 844	49,59	13,78		
12	95,8056	2,3704	0,6619	0,0964	0,0971	0,0010	0,0207	0,0162	0,0149	0,0038	0,7050	0,2070	0,7006	0,5816	8 192	34,30	9,53	9 079	38,01	10,56	11 904	49,84	13,84	-17,5	-20,8
13															8 192	34,30	9,53	9 079	38,01	10,56	11 904	49,84	13,84		
14															8 192	34,30	9,53	9 079	38,01	10,56	11 904	49,84	13,84		
15															8 192	34,30	9,53	9 079	38,01	10,56	11 904	49,84	13,84		
16															8 192	34,30	9,53	9 079	38,01	10,56	11 904	49,84	13,84		

Таблиця 3.3.

## Коротка характеристика газу у відповідності до Паспортів ФХПГ

№ з/п	Маршрут	Склад метану середній за місяць	Н тепл згор кВт*год	В тепл згор кВт*год	висновок
1	106	91,12	9,63	10,67	Вище розрах
2	108	86,03	9,56	10,59	Нижче розр
3	865	95,11	9,56	10,59	Нижче розр
4	697	88,66	9,98	11,03	Вище розрах

Таблиця 3.4.

## Показники теплоти згоряння газу у відповідності до вимог кодексу ГТС

№ з/п	Назва показника	Значення
1	вища теплота згоряння (25 °С/0 °С): мінімум, МДж/м³ (кВт*год/м³)  максимум, МДж/м³ (кВт*год/м³)	36,20 (10,06)  38,30 (10,64)
2	нижча теплота згоряння (25 °С/20 °С): мінімум, МДж/м³ (кВт*год/м³)  максимум, МДж/м³ (кВт*год/м³)	32,66 (09,07)  34,54 (09,59)

Згідно Закону України Про внесення змін до деяких законів України щодо запровадження на ринку природного газу обліку та розрахунків в одиницях енергії одиницею вимірювання енергії природного газу є кіловат-година (кВт\*год). При проведенні розрахунків використовувати коефіцієнт, який відповідає значенню вищої теплоти згоряння, що дорівнює 10,64 кВт\*год/м<sup>3</sup>.

Дослідження показали що теплота згоряння може змінюватись від 30 МДж/м<sup>3</sup> в біогаз до 38,73 МДж/м<sup>3</sup> в маршруті № 697.

При тих самих спожитих одиницях об'єму кількість енергії буде різна.

$$10,64 \text{ кВт*год/м}^3 * 100 \text{ м}^3 = 1064 \text{ кВт*год}$$

Ціна для населення грудень 2023 – 7,96 за м куб Нафтогаз

<https://index.minfin.com.ua/ua/tariff/gas/>

Електрика 2,64 грн/кВт\*год [https://yasno.com.ua/news/b2c\\_news/electricity-tariffs-for-household-consumers-from-01-06-2023](https://yasno.com.ua/news/b2c_news/electricity-tariffs-for-household-consumers-from-01-06-2023)

Таблиця 3.5.

Порівняння обліку в метричних, енергетичних одиницях та вартісному еквіваленті

№ з/п	К-ть газу без корект	К-ть з корект	Енер по Закону	Маршрут, кВт*год				гроші	
				106	108	697	865	кВт	м <sup>3</sup>
1	100		1064					2808.96	796
2		100		1067	1059	1103	1059		
№ з/п	Маршрут			Вартість, грн					
			Енергія	Метри		+ / -			
1	106		2816,88	796		2021			
2	108		2795,76	796		2000			
3	697		2911,92	796		2116			
4	865		2795,76	796		2000			

## **Розділ 4. Проектування вузлів обліку газу**

### **4.1. Реконструкція вузла обліку витрати газу промислового підприємства**

Необхідно прийняти технічні рішення на встановлення вимірювального комплексу у складі:

- лічильник газу;
  - датчик абсолютного тиску;
  - термоперетворювач;
  - НЧ датчик імпульсів;
  - коректор.
- блок живлення;
  - кабель для підключення коректора до ноутбука;
  - програмний комплекс СОДЕК-Стандарт для встановлення на існуючий ноутбук;
  - встановлення телеметричної системи передачі даних GSM каналу;
  - встановлення газового фільтра;
  - встановлення диференціального манометра на газовий фільтр.

#### **Технічне рішення на вузол обліку витрати газу (розділ ВОГ)**

Підприємство є виробничим. Внаслідок чого основне споживання газу виробляється технологічними установками. Режим роботи технологічних установок цілодобовий, триста п'ятдесят днів на рік.

На п'ятнадцять днів технологічне обладнання зупиняється щорічно на планове технічне обслуговування та ремонт.

Зупинка технологічного обладнання відбувається у новорічні свята (січень), при цьому котельня продовжує роботу для підтримки температури теплоносія системи опалення, вентиляції та ГВП.

Прогноз споживання газу:

Максимальне споживання газу можливе за одночасної роботи всього газовикористовуючого обладнання (існуючого та планованого) в режимі максимальної потужності;

Мінімальне споживання газу відбуватиметься у зимовий час, при цьому для покриття навантажень на опалення, вентиляцію та ГВП необхідна робота як мінімум одного котла REX 350 "ICI CALDAIE" в режимі максимальної потужності.

На підприємстві встановлено наступне газовикористовуюче обладнання:

- - Водогрійний котел REX 350 "ICI CALDAIE" потужністю 3,5 МВт (3,009 Гкал/год);
- - Водогрійний котел REX 300 "ICI CALDAIE" потужністю 3,0 МВт (2,579 Гкал/год);
- - Піч для виробництва гіпсового в'язучого AP 450 №1 споживаної потужністю 5,0 МВт (4,3 Гкал/год);
- - Газове обладнання сушарки ПГП №1 споживаної потужністю 3,83 МВт (3,29 Гкал / год);
- - Газове обладнання сушарки ПГП №2 споживаної потужністю 3,83 МВт (3,29 Гкал / год);
- - Газове обладнання сушарки ПГП №3 споживаною потужністю 3,83 МВт (3,29 Гкал / год);
- - Газове обладнання сушарки ПГП №4 споживаної потужністю 3,83 МВт (3,29 Гкал / год);
- - Піч для виробництва гіпсового в'язучого AP 450 №2 споживаної потужністю 5,0 МВт (4,3 Гкал/год);
- - Газове обладнання сушарки ГКЛ споживаної потужністю 18,0 МВт (15,48 Гкал/год);
- - Нагрівач кромки споживаної потужністю 0,046 МВт (0,04 Гкал/год);
- - Теплогенератор Alstom № 1 споживаної потужністю 7,14 МВт (6,14 Гкал / год);

- Теплогенератор Alstom № 2 споживаної потужністю 7,14 МВт (6,14 Гкал / год);

- Пристрій для сушіння гіпсового пилу споживаною потужністю 0,023 МВт (0,02 Гкал/год);

- Піч по спучуванню перліту споживаної потужністю 3,0 МВт (2,58 Гкал/год).

Діапазон робочого надлишкового тиску в газопроводі перед вимірювальним комплексом:  $P_{\min} = 0,52$  МПа;  $P_{\max} = 0,6$  МПа.

Діаметр газопроводу в місці встановлення вимірювального комплексу - 200мм

Для комерційного обліку витрати газу зараз використовуються вимірювальний комплекс у складі:

- турбінного лічильника газу ТЗ G100-200-16, DN 200 мм, PN1,6 МПа,  $Q_{\max} = 1600$  м<sup>3</sup>/год,  $Q_{\min} = 50$  м<sup>3</sup>/год, фірми "ГТА-Сервіс"; перетворювач тиску ДСП-80В-РАСКО-1,6кПа- 1,6МПа-1,5.

- електронний коректор SEVC-D (Corus) фірми «Actaris»;

- датчика тиску;

- датчика температури;

- НЧ датчика.

Вимірювальний комплекс знаходиться на вулиці під навісом.

Лічильник встановлений на газопроводі високого тиску  $P < 0,6$  МПа Ду200.

Перед лічильником відсутній газовий фільтр.

Після обліку газ по газорозподільній мережі подається до обладнання, що використовується.

#### **Витрати газу становлять:**

1. Водогрійний котел REX 350 "ICI CALDAIE" потужністю 3,5 МВт (3,009 Гкал/год), максимальна витрата газу на котел становить:

$$Q_1 = \frac{3,5 \times 0,86 \times 10^6}{8000 \times 0,92} = 408,97 \text{ м}^3/\text{год}$$

2. Водогрійний котел REX 300 "ICI CALDAIE" потужністю 3,0 МВт (2,579 Гкал/год), максимальна витрата газу на котел складає:

$$Q_2 = \frac{3,0 \times 0,86 \times 10^6}{8000 \times 0,92} = 350,54 \text{ м}^3/\text{год}$$

Також на підприємстві встановлено технологічне обладнання, що використовує газ як паливо. До такого обладнання належить:

3. Піч для виробництва гіпсового в'язучого AP 450 №1 споживаної потужністю 5,0 МВт (4,3 Гкал/год), максимальна витрата газу на піч становить:

$$Q_3 = \frac{5,0 \times 0,86 \times 10^6}{8000} = 537,5 \text{ м}^3/\text{год}$$

4. Газове обладнання сушарки ПГП №1 споживаної потужністю 3,83 МВт (3,29 Гкал/год), максимальна витрата газу на сушарку складає:

$$Q_4 = \frac{3,83 \times 0,86 \times 10^6}{8000} = 411,73 \text{ м}^3/\text{год}$$

5. Газове обладнання сушарки ПГП №2 споживаної потужністю 3,83 МВт (3,29 Гкал/год), максимальна витрата газу на сушарку складає:

$$Q_5 = \frac{3,83 \times 0,86 \times 10^6}{8000} = 411,73 \text{ м}^3/\text{год}$$

6. Газове обладнання сушарки ПГП №3 споживаної потужністю 3,83 МВт (3,29 Гкал/год), максимальна витрата газу на сушарку складає:

$$Q_6 = \frac{3,83 \times 0,86 \times 10^6}{8000} = 411,73 \text{ м}^3/\text{год}$$

7. Газове обладнання сушарки ПГП №4 споживаної потужністю 3,83 МВт (3,29 Гкал/год), максимальна витрата газу на сушарку складає:

$$Q_7 = \frac{3,83 \times 0,86 \times 10^6}{8000} = 411,73 \text{ м}^3/\text{год}$$

8. Піч для виробництва гіпсового в'язучого AP 450 №2 споживаної потужністю 5,0 МВт (4,3 Гкал/год), максимальна витрата газу на піч складає:

$$Q_8 = \frac{5,0 \times 0,86 \times 10^6}{8000} = 537,5 \text{ м}^3/\text{год}$$

9. Газове обладнання сушарки ГКЛ споживаної потужністю 18,0 МВт (15,48 Гкал/год), максимальна витрата газу на сушарку складає:

$$Q_9 = \frac{18 \times 0,86 \times 10^6}{8000} = 1935,0 \text{ м}^3/\text{год}$$

10. Нагрівач кромок споживаної потужністю 0,046 МВт (0,04 Гкал/год), максимальна витрата газу на нагрівач складає:

$$Q_{10} = \frac{0,046 \times 0,86 \times 10^6}{8000} = 4,95 \text{ м}^3/\text{год}$$

11. Теплогенератор Alstom№1 споживаної потужністю 7,14 МВт (6,14 Гкал/год), максимальна витрата газу на теплогенератор становить:

$$Q_{11} = \frac{7,14 \times 0,86 \times 10^6}{8000} = 767,55 \text{ м}^3/\text{год}$$

12. Теплогенератор Alstom№2 споживаної потужністю 7,14 МВт (6,14 Гкал/год), максимальна витрата газу на теплогенератор становить:

$$Q_{12} = \frac{7,14 \times 0,86 \times 10^6}{8000} = 767,55 \text{ м}^3/\text{год}$$

13. Пристрій для сушіння гіпсового пилу за проектом КИТО споживаною потужністю 0,023 МВт (0,02 Гкал/год), максимальна витрата газу на пристрій складає:

$$Q_{13} = \frac{0,023 \times 0,86 \times 10^6}{8000} = 2,47 \text{ м}^3/\text{год}$$

14. Піч по спучуванню перліту споживаної потужністю 3,0 МВт (2,58 Гкал/год), максимальна витрата газу на піч становить:

$$Q_{14} = \frac{3,0 \times 0,86 \times 10^6}{8000} = 322,5 \text{ м}^3/\text{год}$$

Максимальна годинна витрата газу на підприємство складає:

$$\begin{aligned} Q_{max} &= Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12} \\ &\quad + Q_{13} + Q_{14} \\ &= 408,97 + 350,54 + 537,5 + 411,73 + 411,73 + 411,73 \\ &\quad + 411,73 + 537,5 + 1935,0 + 4,95 + 767,55 + 767,55 + 2,47 \\ &\quad + 322,5 = 7281,45 \text{ м}^3/\text{год} \end{aligned}$$

Мінімальна витрата газу на підприємство становитиме (при роботі одного газового котла REX 350 “ICI CALDAIE”):

$$Q_{min} = Q_1 = \frac{3,5 \cdot 0,86 \cdot 10^6}{8000 \cdot 0,92} = 408,97 \text{ м}^3/\text{год}$$

Наразі існуючий лічильник фізично застарів. Також коректор SEVC-D (Corus) не здатний забезпечити обчислення згідно з існуючою нормативною документацією та потребує заміни.

Технічним рішенням передбачається модернізація вимірювального комплексу. У ході модернізації передбачається заміна існуючого вимірювального комплексу на вимірювальний комплекс **СГ-ЕК-Вз-Т-0,75-2500/1,6** у складі:

- Турбінний лічильник газу TRZ G1600 (50-2500м<sup>3</sup>/год) ісп.2 1:50, Ду200;
- електронний коректор ЕК-270 з перетворювачем перепаду тиску ІНД 4,0 кПа;
- датчик абсолютного тиску 0,15-0,75 МПа;
- термоперетворювач Pt500 -30 ° С ^ +60 ° С;
- НЧ датчик імпульсів.



Рис. 4.1. Турбінний лічильник газу TRZ G1600

TZ/Fluxi G1600 DN250 - турбінний лічильник обсягу газу виробництва Itron (Actaris, Німеччина) пропускною здатністю до 2500 м<sup>3</sup>/год застосовуються для комерційного та технологічного обліку обсягу газу.

Принцип роботи турбінного лічильника TZ/Fluxi G1600 DN250 заснований на обертанні турбіни за рахунок потоку газу і через магнітну муфту передається на лічильний механізм.

У газовому лічильнику Itron TZ/Fluxi G1600 DN250 вбудований випрямовувач потоку газу за рахунок якого прямі ділянки становлять всього 2x Ду до лічильника і не потрібні після лічильника.

Метрологічні характеристики лічильника перевищують вимогу європейських та національних стандартів. У Німеччині використовують як еталонні лічильники.

Усі лічильники обсягу газу TZ/Fluxi G1600 DN250 сертифіковані на території України та внесені до державного реєстру.

Лічильник TZ/Flux G1600 DN250 складається з:

- Корпус лічильника із вбудованою гільзою для встановлення датчика температури від коректора SEVC-D (Corus);
- Випрямляч потоку газу для стабілізації та прискорення потоку газу перед турбіною за рахунок великої кількості ребер;
- Турбіна із вимірювальним механізмом;
- Магнітна муфта передачі інформації обертання турбіни на лічильний механізм;
- Рахунковий механізм для реєстрації обсягу газу:  
Має великий запас реєстрації обсягу, рахунковий механізм обертається на 360<sup>0</sup> не знімаючи пломб; має два низькочастотні імпульсні датчики та датчик несанкціонованого доступу.

o

Технічні характеристики газового лічильника TZ/Fluxi G1600 DN250:

Типорозмір	G1600
Умовний діаметр	250 мм.
Динамічний діапазон	1:30
Максимальна пропускна здатність, $Q_{\max}$	2500 м <sup>3</sup> /ч
Мінімальна пропускна здатність, $Q_{\min}$	83,3 м <sup>3</sup> /ч
Міжфланцева відстань	750 мм.
Максимальний тиск, $P_{\max}$	16 бар
Тип з'єднання	фланцевое

Габаритные размеры счетчика газа TZ Fluxi G1600 DN250:

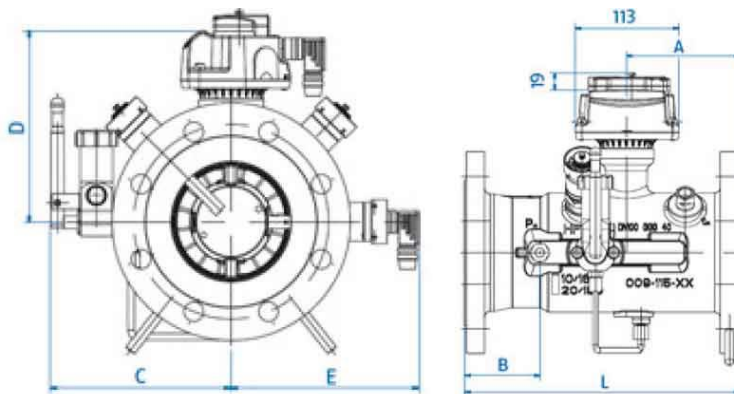


Рис. 4.2. Счетчик газа TZ Fluxi G1600 DN250

DN	A	B	C	D	L
250	330	275	300	270	750

Властивості	
Тип	Турбінний
Типорозмір	G1600
Макс. пропускна здатність	2500 м <sup>3</sup> /год
Динамічний діапазон	1:30

Властивості	
мін. пропускна здатність	83,3 м <sup>3</sup> /год
Діаметр підключення	250 мм

Також передбачається дооснащення вимірювального комплексу: блоком живлення та комутації БПЕК-05, кабелем КА/О USB для підключення коректора до ноутбука та встановлення ПЗ «Содек Стандарт» на існуючий ноутбук. Для друку звітів про споживання газу на підприємстві є існуючий принтер.

Для дистанційної передачі показань із вимірювального комплексу СГ-ЕК-Вз-Т-0,75-2500/1,6 в єдину систему обліку споживання енергоресурсів підприємства, технічним рішенням передбачається встановлення промислового терміналу зв'язку 3G/GPRS TELEOFIS WRX L4U.

Блок живлення та модем встановлюються в термошафі.

Також у рамках даної документації перед лічильником передбачено встановлення газового фільтра із засобом контролю ступеня засміченості, який відсутній на даний момент.

### **Вихідні дані для проектування ВОГ**

Після технічного переоснащення витрата газу на підприємство не зміниться і становитиме:  $Q_{max}=7281,45$  м<sup>3</sup>/год, що відповідає одночасної роботі на максимальній продуктивності всього обладнання, що використовує газ;  $Q_{min}= 408,97$  м<sup>3</sup>/год, при роботі одного газового котла REX 350 “ICI CALDAIE”.

Максимальне значення абсолютного тиску газу в місці встановлення ВОГ становитиме:

$$P_{a.max} = P_{б.max} + P_{н.max}$$

де  $P_{б.max}$  – максимальний барометричний тиск у місці встановлення ВОГ, кПа;

$P_{н.маx}$  - максимальний надлишковий тиск газу в місці встановлення ВОГ, кПа.

$$P_{a.маx} = 104 + 600 = 704 \text{ кПа}$$

Мінімальне значення абсолютного тиску газу в місці установки ВОГ становитиме:

$$P_{a.мин} = P_{б.мин} + P_{н.мин}$$

де  $P_{б.мин}$  - мінімальний барометричний тиск у місці встановлення ВОГ, кПа;

$P_{н.мин}$  - мінімальний надлишковий тиск газу в місці встановлення ВОГ, кПа.

$$P_{a.мин} = 96 + 520 = 616 \text{ кПа}$$

Основні характеристики для підбору ВОГ			
№	Найменування показника	Одиниця виміру	Значення
1.	Максимальна витрата газу приведена до нормальних умов (при 0 ° С та 101,325 кПа)	м <sup>3</sup> /год	7281,45
2.	Мінімальна витрата газу приведена до нормальних умов (при 0 С і 101,325 кПа)	м <sup>3</sup> /год	408,97
3.	Значення тиску газу в газопроводі в місці встановлення ВОГ (надлишкове)	МПа (кПа)	0,6 (600)
4.	Максимальний зафіксований тиск газу в місці встановлення ВОГ (надлишковий)	МПа (кПа)	0,6 (600)
5.	Мінімальний зафіксований тиск газу в місці встановлення ВОГ (надлишковий)	МПа (кПа)	0,52 (520)
6.	Максимальне значення барометричного тиску в газопроводі у місці встановлення ВОГ	(кПа) мм рт. ст.	(104) 780

7.	Мінімальне значення барометричного тиску в газопроводі у місці встановлення ВОГ	(кПа)мм рт. ст.	(96) 720
8.	Максимальне значення тиску газу в газопроводі у місці встановлення ВОГ (абсолютне)	кПа	704
9.	Мінімальне значення тиску газу в газопроводі у місці встановлення ВОГ (абсолютне)	кПа	616
10.	Максимальне значення температури газу в газопроводі в місці встановлення ВОГ, що відповідає максимальному споживанню газу	К	313,15
11.	Мінімальне значення температури газу в газопроводі в місці встановлення ВОГ відповідає мінімальному споживанню газу	К	253,15
12.	Максимальне значення температури повітря у місці встановлення ВОГ	°С	+ 40
13.	Мінімальне значення температури повітря у місці встановлення ВОГ	°С	- 30

### Підбір лічильника газу

Визначення відносної розширеної невизначеності з коефіцієнтом охоплення 2:

Відповідно до ДСТУ ГОСТ 8.586.1:2009 «Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 1. Принцип методу вимірювання та загальні вимоги» відносна розширена невизначеність  $U$  визначається як:

$$U = 2 \cdot u;$$

де  $u$  - відносна стандартна невизначеність вимірювань об'ємної витрати газу, приведеної до стандартних умов.

Відносна стандартна невизначеність визначається як:

- за відомої основної абсолютної похибки  $\Delta u$  або відносної похибки  $\delta$  :

$$u = 50 \frac{\Delta y}{y} = 0,5\delta$$

де  $\Delta y$  - абсолютна похибка;

$y$  - контрольований параметр;

$\delta$  - відносна похибка.

Відносна стандартна невизначеність вимірювального газового комплексу та (для комплексу СГ-ЕК-Вз-Р зазначена відносна похибка не більше  $\pm 2,1\%$  в діапазоні витрат від  $Q_{\min}$  до  $0,1Q_{\max}$ ,  $\pm 1,1\%$  у діапазоні витрат від  $0,1Q_{\max}$  до  $Q_{\max}$ , відносна невизначеність становитиме:

$$u_{\max} = 0,5 \delta = 0,5 \cdot 0,1 = \underline{\pm 0,55\%}$$

$$u_{\min} = 0,5 \delta = 0,5 \cdot 2,1 = \underline{\pm 1,05\%}$$

Відносна розширена невизначеність з коефіцієнтом охоплення 2 для вимірювань об'ємної витрати газу, приведенного до стандартних умов за максимальної витрати газу та мінімальної температури буде становити:

$$U_{\max} = 2 \cdot u_{\max} = 2 \cdot 0,55 = \underline{\pm 1,1\%}$$

Відносна розширена невизначеність з коефіцієнтом охоплення 2 для вимірювань об'ємної витрати газу, приведенного до стандартних умов за мінімальної витрати газу та максимальної температури буде становити:

$$U_{\min} = 2 \cdot u_{\min} = 2 \cdot 1,05 = \underline{\pm 2,1\%}$$

Вихідні дані для підбору ВОГ:

№ п.п.	Параметр	Позначення	Числове значення	Одиниці виміру
1.	Максимальна витрата газу за н.у.	$Q_{\max}$	7281,45	н.м <sup>3</sup> /год
2.	Мінімальна витрата газу за н.у.	$Q_{\min}$	408,97	н.м <sup>3</sup> /год
3.	Максимальний абсолютний тиск газу, що відповідає мінімальному споживанню газу.	$P_{\max}$	704	кПа
4.	Мінімальний абсолютний тиск газу, що відповідає максимальному споживанню газу.	$P_{\min}$	616	кПа
5.	Максимальна температура газу, що відповідає максимальному споживанню газу.	$T_{\max}$	313,15	К
6.	Мінімальна температура газу, що відповідає мінімальному споживанню газу.	$T_{\min}$	253,15	К
7.	Тиск газу за стандартних умов.	$P_c$	101,325	кПа
8.	Тиск газу за нормальних умов.	$P_h$	101,325	кПа
9.	Температура газу за стандартних умов.	$T_c$	293,15	К
10.	Температура газу за нормальних умов.	$T_h$	273,15	К
11.	Щільність газу за стандартних умов.	$\rho_h$	0,7046	кг/м <sup>3</sup>
12.	Коефіцієнт стисливості газу обчислюється програмно за ГОСТ 30319.2-96.	$K$	0,99	-
13.	Коефіцієнт враховує відносну розширену невизначеність коефіцієнтом охоплення максимального діапазону витрати газу.	$K_{u,\max}$	1,011	-

14.	Коефіцієнт враховує відносну розширену невизначеність з коефіцієнтом охоплення 2 мінімального діапазону витрати газу.	$K_{u.min}$	0,979	-
-----	---	-------------	-------	---

Вибір вузла обліку газу (ВОГ) з точністю вимірювання параметрів, що характеризується відносною розширеною невизначеністю з коефіцієнтом охоплення 2 при рівні довіри 0,95 здійснюється у три етапи:

Перший етап - приведення об'ємної витрати газу до стандартних умов:

Коректор ЕК-270 використовує **pTZ - перерахунок** - це приведення до стандартних умов за відсутності умовно-постійних значень надлишкового тиску та температури

$$Q_{c.max} = Q_{max} \frac{P_H T_c}{P_c T_H} \frac{1}{K} = 7281,45 \cdot \frac{101,325 \cdot 293,15}{101,325 \cdot 273,15} \cdot \frac{1}{0,99} = 7893,53 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$Q_{c.min} = Q_{min} \frac{P_H T_c}{P_c T_H} \frac{1}{K} = 408,97 \cdot \frac{101,325 \cdot 293,15}{101,325 \cdot 273,15} \cdot \frac{1}{0,99} = 443,34 \text{ м}^3/\text{год}$$

Другий етап - визначення максимальної та мінімальної об'ємної витрати газу за експлуатаційних умов:

$$Q_{e.max} = Q_{c.max} \frac{T_{max} P_c}{T_c P_{min}} K_{u.max} = 7893,53 \cdot \frac{313,15 \cdot 101,325}{293,15 \cdot 616} \cdot 1,011 = 1402,24 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$Q_{e.min} = Q_{c.min} \frac{T_{min} P_c}{T_c P_{max}} K_{u.min} = 443,34 \cdot \frac{253,15 \cdot 101,325}{293,15 \cdot 704} \cdot 0,979 = 53,94 \text{ м}^3/\text{год}$$

Третій етап – перевіряють виконання умов:

$$Q_{min} \leq Q_{e.min}$$

$$Q_{max} \geq Q_{e.max}$$

де  $Q_{min}$  – мінімальна витрата газу лічильника.

$Q_{max}$  – максимальна витрата газу лічильника.

$$50 \text{ м}^3/\text{год} \leq 53,94 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$2500 \text{ м}^3/\text{год} \geq 1402,24 \text{ м}^3/\text{год}$$

Ці умови виконуються - лічильник задовольняє умовам роботи.

В результаті проведеного розрахунку облік газу можливо здійснювати турбінним лічильником TRZ G1600 вик.2, Ду200, діапазон вимірювання 1:50  $Q_{\max} = 2500 \text{ м}^3/\text{годину}$ ;  $Q_{\min} = 50 \text{ м}^3/\text{година}$ , з електронним коректором ЕК-270 та датчиком абсолютного тиску з межами вимірювання 0,15-0,75 МПа, датчиком температури  $-30 \text{ }^\circ\text{C} - +60 \text{ }^\circ\text{C}$ , вбудованим джерелом живлення, перетворювачем перепаду тиску ППТ 4,0 кПа.

Вимірювальний комплекс укомплектований нетбуком (існуючим), програмним комплексом «СОДЕК Стандарт», блоком живлення. Установка лічильника горизонтальна, напрямком потоку газу: ліворуч - праворуч. Принцип дії комплексу заснований на вимірюванні об'ємної витрати, тиску та температури газу з подальшим обчисленням та архівуванням наведеного до стандартних умов обсягу газу з урахуванням коефіцієнта його стисливості.

Електроживлення комплексу здійснюється від двох літієвих батарей з терміном служби щонайменше 5 років або від зовнішнього джерела живлення. Міжповірочний інтервал - 5 років.

Для виведення інформації з коректора використовується програмний комплекс «СОДЕК Стандарт».

Для дистанційної передачі показань із вимірювального комплексу СГ-ЕК-Вз-Т-0,75-2500/1,6 в єдину систему обліку споживання енергоресурсів підприємства ВО «АльфаЦЕНТР», технічним рішенням передбачається встановлення промислового терміналу зв'язку 3G/GPRS TELEOFIS WRX L4U

### **Обґрунтування вибору засобу контролю перепаду тиску на лічильнику газу**

Підбираємо пристрій вимірювання перепаду тиску турбінного лічильника TRZ G1600 вик.2, Ду200, у якого при  $Q_{e.\max} = 1402,24 \text{ м}^3/\text{год}$ , перепад тиску на лічильнику становить 260 Па (за паспортними даними).

Вибираємо пристрій вимірювання перепаду тиску з верхньою межею вимірювань, що дорівнює найменшому значенню АрВ зі стандартного ряду, що задовольняє наступній умові:

$$\Delta p_B \geq 1,5 \Delta p_{max}$$

де  $\Delta p_{max}$  - втрати тиску, що відповідають максимальній витраті газу в умовах експлуатації.

$$\Delta p_{max} = \Delta p_p^{max} \left( \frac{\rho_c \cdot P}{\rho_{cp} \cdot P_p} \right)$$

де  $\rho_c$  – щільність газу за стандартних умов, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{cp}$  - густина газу за умов, для яких зазначений перепад тиску в паспорті на лічильник, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta p_p^{max}$  - перепад тиску на лічильнику, визначений з паспорта на лічильник, при максимальній експлуатаційній витраті, Па;

P - абсолютний тиск газу, що відповідає максимальному споживанню газу кПа.

$P_p$  - абсолютний тиск газу при якому регламентовано  $\Delta p_p$ , кПа.

$$\Delta p_{max} = 400 \left( \frac{0,7046 \cdot 704}{1,29 \cdot 101,325} \right) = 1518 \text{ Па}$$

$$\Delta p_B \geq 1,5 \Delta p_{max}$$

$$\Delta p_B \geq 2277$$

Як пристрій вимірювання перепаду тиску приймаємо перетворювач перепаду тиску ППТ з верхньою межею вимірювання  $\Delta p_B$  зі стандартного ряду (4,0 кПа)

$$2500 \text{ Па} \geq 2277 \text{ Па}$$

**Розрахунок розширеної невизначеності вимірювання перепаду тиску вибраним приладом.**

Наведена похибка перетворювача ППТ ЕК-270 становить  $\gamma_0 = 0,1\%$

Розрахуємо значення відносної стандартної невизначеності при вимірі перепаду тиску на максимальній витраті газу в умовах експлуатації  $q_{vmax}$  :

$$u'_{\Delta p q_{vmax}} = 0,5 \cdot \gamma_0 \cdot \frac{\text{ВПИ}}{\Delta p} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot \frac{4000}{2277} = 0,09\%$$

Розрахуємо значення розширеної невизначеності при вимірі перепаду тиску на максимальній витраті газу в умовах експлуатації  $q_{vmax}$  :

$$U'_{\Delta p_{qvmax}} = 2 \cdot u'_{\Delta p_{qvmax}} = 2 \cdot 0,09 = 0,18\%$$

Розширена невизначеність виміру перепаду тиску на максимальній робочій витраті відповідає рекомендаціям ГОСТ Р 8.740-2011 (не перевищує величину 2,5%).

Розрахуємо розширену невизначеність вимірювання перепаду тиску на мінімальній витраті газу в умовах експлуатації  $q_{vmin}$ .

Так як  $q_{vmin} = 53,94 \frac{m^3}{год} < 0,2 \cdot Q_{max}$ , то розрахунки проводяться для

$$\text{витрати } 0,2 \cdot Q_{max} = 500 \frac{m^3}{год}.$$

$$\Delta P_{0,2Q_{max}} = \Delta P_p \cdot \frac{P \times \rho_c}{P_p \times \rho_{cp}} = 52 \cdot \frac{0,7046 \times 704}{1,29 \times 101,325} = 197 \text{ Па}$$

$$\Delta P_{0,2Q_{max\beta}} = 1,5 \cdot \Delta P_{0,2Q_{max}} = 1,5 \cdot 197 = 295 \text{ Па.}$$

$$u'_{\Delta p_{0,2Q_{max}}} = 0,5 \cdot \gamma_0 \cdot \frac{ВПИ}{\Delta p_{0,2Q_{max}}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot \frac{4000}{295} = 0,68\%$$

$$U'_{\Delta p_{qvmax}} = 2 \cdot u'_{\Delta p_{0,2Q_{max}}} = 2 \cdot 0,68 = 1,36\%$$

Розширена невизначеність виміру перепаду тиску при витраті 0,2 Q відповідає рекомендаціям чинного нормативного документа (перевищує величину 2,5%).

### **Висновки:**

1. Для вимірювання перепаду тиску на ротаційному лічильнику газу TRZ G1600 вик.2 Ду200 діапазон вимірювання 1:50  $Q_{max} = 2500 \text{ м}^3/\text{Год}$ ;  $Q_{min} = 50 \text{ м}^3/\text{Год}$ . можливе застосування перетворювача перепаду тиску з ВПИ 4,0 кПа.

2. У діапазоні витрат 500,0 – 1402,24  $\text{м}^3/\text{год}$  контроль перепаду тиску перетворювачем перепаду тиску з ВПИ 1,6 кПа здійснюється відповідно до рекомендацій чинного нормативного документа.

### **Вибір фільтра, що встановлюється перед лічильником газу**

Вибір фільтру газу здійснюється з урахуванням:

- необхідного ступеня фільтрації;

- значення перепаду тиску на фільтрі в конкретних робочих умовах.

Як фільтр газу в котельні встановлюється газовий фільтр ФН 8-16 ст. фірми "Термобест".

Характеристики фільтра ФН 3-1			
№	Технічні характеристики	Одиниця виміру	Значення
1	Діаметр умовного проходу	мм	200
2	Максимальний робочий тиск	МПа	1,6
3	Чистота фільтрації	мкм	50
4	Температура робочого та навколишнього середовища	°С	від -30 до 4-90
5	Кліматичне виконання У2	°С	від -45 до +40
6	Маса	кг	140

У посібнику з експлуатації на лічильник газу TRZ зазначено:

1.2.2 Вимірюване середовище: очищений від механічних домішок та осушений неагресивний природний газ, повітря, азот та інші неагресивні гази. Розмір поперечного перерізу твердих частинок, що знаходяться у вимірюваному газі, не повинен перевищувати 0,08 мм.

Встановлений фільтр газу відповідає заявленому ступеню фільтрації.

Визначення величини втрати тиску на фільтрі здійснюється згідно документації на фільтри газові ФН виробництва ТОВ СП «Термобест» та здійснюється за формулою:

$$\Delta P = \frac{\xi \cdot \gamma \cdot Q^2}{0,0157 \cdot DN^4}$$

де Q - об'ємна витрата середовища за експлуатаційних умов, м<sup>3</sup> /год;

$\Delta P$  - втрати тиску на фільтрі, кПа;

DN – номінальний діаметр фільтра, мм;

$\xi$  - коефіцієнт опору фільтра;

$\gamma$  - питома вага середовища за експлуатаційних умов, кг/м<sup>3</sup>.

Питома вага середовища визначається так:

$$\gamma = \frac{10333 \cdot (P_{\text{раб}} + 1)}{R \cdot T}$$

де  $P_{\text{раб}}$  - надлишковий тиск до фільтра, кг/см<sup>2</sup>;  $R$  - газове постійне середовище, кг·м;  $T=273+t_{\text{окр.}}$  - абсолютна температура середовища, К;

Примітка: для метану (природний газ)  $R=52,8$  кг·м.

Перепад тиску на фільтрі складе:

$$\gamma = \frac{10333 \cdot (6 + 1)}{52,8 \cdot 253} = 5,41 \text{ кг/м}^3$$
$$\Delta P = \frac{3,5 \cdot 5,41 \cdot 1402,24^2}{0,0157 \cdot 200^4} = 1,48 \text{ кПа}$$

$$\Delta p_{\text{в}} \geq 1,5\Delta\omega, 1,5 \cdot 1,48 = 2,22 \text{ кПа}$$

Як пристрій вимірювання перепаду тиску приймаємо індикатор перепаду тиску ДСП-80В-Раско 0...4 кПа, похибкою  $\pm 1,5\%$  з верхньою межею вимірювання (4 кПа).  $4000 \text{ Па} \geq 2220 \text{ Па}$ .

### **Опис типу засобів вимірювання, їх характеристики та склад ВОГ**

В результаті виробленого розрахунку, для установки приймається турбінний лічильник TRZ G1600-2, Ду200, діапазон вимірювання 1:50  $Q_{\text{max}} = 2500 \text{ м}^3/\text{год}$ ;  $Q_{\text{min}} = 50 \text{ м}^3/\text{год}$ , з електронним коректором ЕК-270 та датчиком абсолютного тиску з межами вимірювання 0,15-0,75 МПа, датчиком температури  $-30^\circ \text{C} - +60^\circ \text{C}$ , вбудованим джерелом живлення, перетворювачем перепаду тиску ППТ 4,0 кПа.

Вимірювальний комплекс укомплектований нетбуком (існуючим), програмним комплексом «СОДЕК Стандарт», блоком живлення.

Установка лічильника горизонтальна, напрямком потоку газу: ліворуч - праворуч.

Принцип дії комплексу заснований на вимірюванні об'ємної витрати, тиску та температури газу з подальшим обчисленням та архівуванням

наведеного до стандартних умов обсягу газу з урахуванням коефіцієнта його стисливості.

Електроживлення комплексу здійснюється від двох літєвих батарей з терміном служби щонайменше 5 років або від зовнішнього джерела живлення. Міжповірочний інтервал - 5 років.

Для виведення інформації з коректора використовується програмний комплекс «СОДЕК Стандарт».

Діюча методика вимірювання - рTZ - перерахунок - це приведення до стандартних умов за відсутності умовно-постійних значень надлишкового тиску та температури.

Для дистанційної передачі показань із вимірювального комплексу СГ-ЕК-Вз-Т-0,75-2500/1,6 в єдину систему обліку споживання енергоресурсів підприємства, технічним рішенням передбачається встановлення промислового терміналу зв'язку 3G/GPRS TELEOFIS WRX L4U.

Відомості про те, за допомогою яких допоміжних пристроїв та ПЗ здійснюватиметься виведення з коректора інформації щодо параметрів потоку газу на паперові носії, для щомісячного надання їх у СРГ філії

Для виведення інформації з коректора використовується програмний комплекс «СОДЕК Стандарт».

Програмний комплекс «СОДЕК Стандарт» призначений для зчитування та обробки поточних даних (робочого та стандартного обсягів, витрат, тиску, температури, коефіцієнта стисливості газу, коефіцієнта корекції) з електронного коректора.

Основні характеристики програмного комплексу:

- Віддалене та локальне зчитування та обробка даних коректора обсягу газу ЕК-270;

- Зручне відображення лічених даних у вигляді таблиць зі значеннями інтервалу, з позначкою граничних значень, особливих подій (помилки), графіків та різних звітів, таких як місячний, денний, інтервальний для виведення на паперовий носій;

- Експорт даних у текстові файли та файли формату Microsoft Excel;
- Автоматизація процесу зчитування та обробки за встановленим графіком з використанням планувальника завдань операційної системи;
- Передача даних у зовнішні інформаційно-керуючі системи.
- Отримані з вузла обліку газу дані знаходяться у Базі даних системи та відображаються у системі у вигляді екранних форм та звітів (годинних, добових, декадних, місячних). За потреби звіти можуть бути роздруковані.

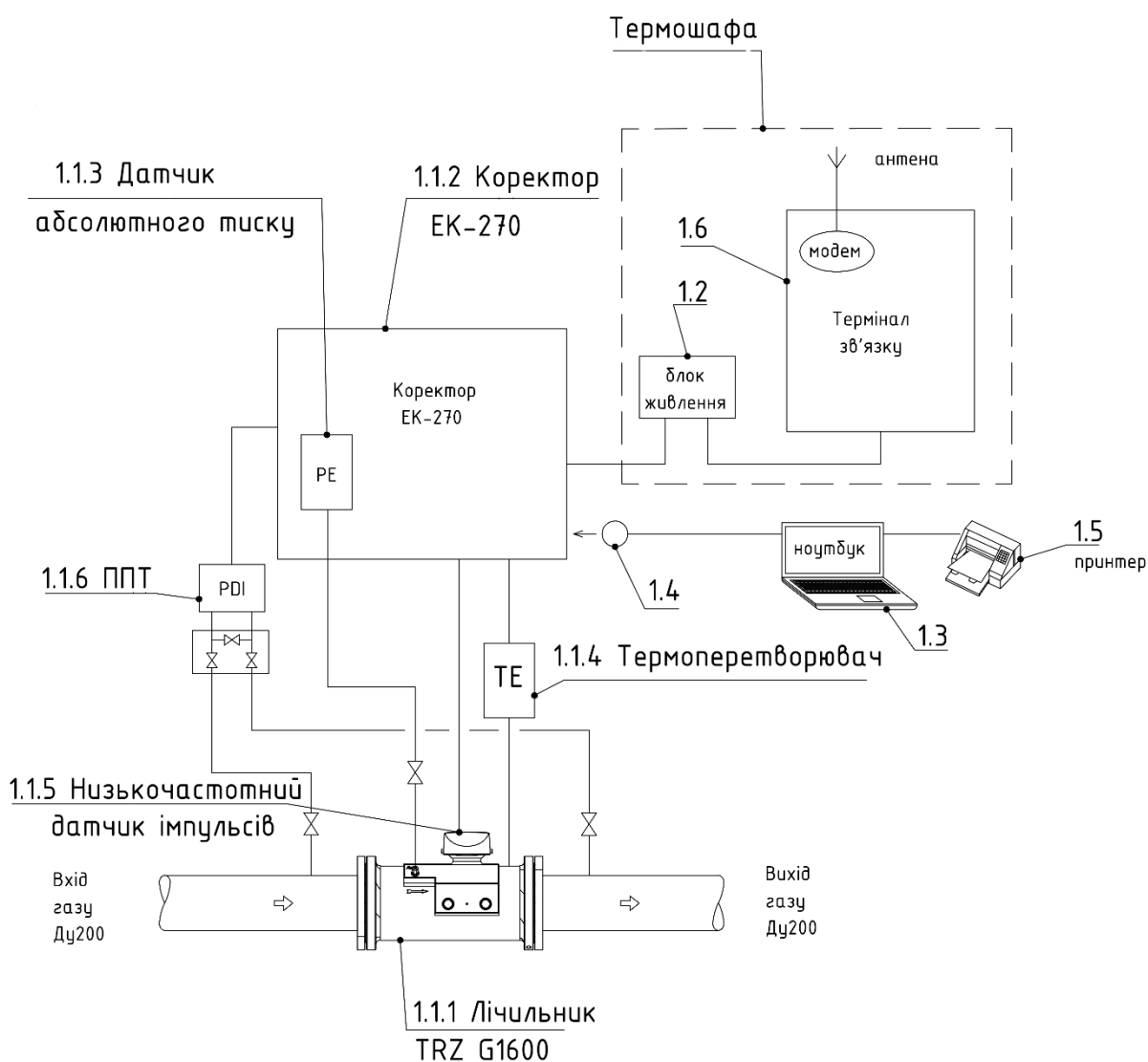
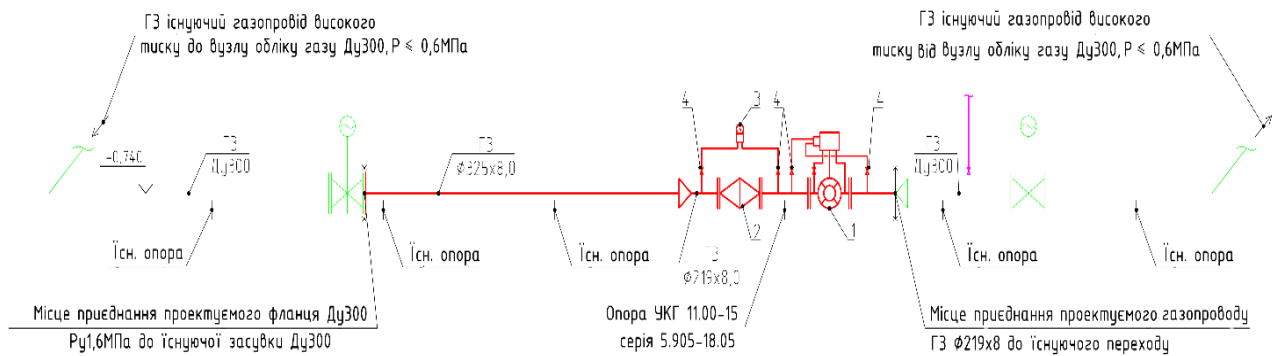


Рис. 4.3. Схема ВОГ

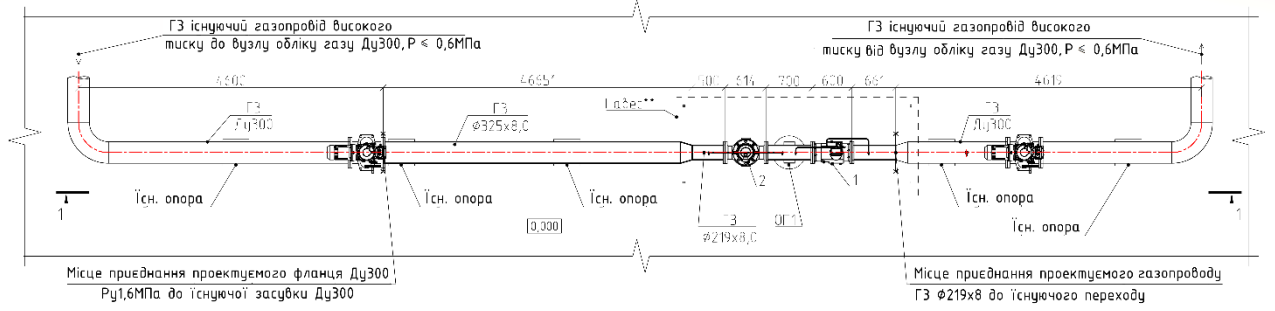
Поз	Найменування обладнання	Тип, марка	Виробник	Од вим	Кіл-сть	Примітки
1	Вузол обліку витрати газу в складі (з КМЧ):	СГ-ЭК-Вэ-Т-0,75-2500/1,6	ТОВ "Ельстер"	комп	1	
1.1.1	Турбінний лічильник газу $Q_{\max}=2500 \text{ м}^3/\text{год}$ , $Q_{\min}=50 \text{ м}^3/\text{год}$ , діапазон вимірювання 1:50, Ду200, Ру1,6 МПа	TRZ G1600 вик 2		шт	1	
1.1.2	Коректор обсягу газу	ЕК-270		шт	1	
1.1.3	Датчик абсолютного тиску 0,15-0,75 МПа			шт	1	
1.1.4	Термоперетворювач РТ500 з межами виміру $-30^\circ\text{C} - +60^\circ\text{C}$			шт	1	
1.1.5	Низькочастотний датчик імпульсів			шт	1	
1.1.6	Перетворювач перепаду тиску з межею вимірювання - 4,0 кПа та вентиляним блоком	ППТ 4,0 кПа		шт	1	
1.2	Блок живлення	БЛЕК-05		шт	1	
1.3	Нетбук з Windows7 та програмним комплексом			шт	1	Установка ПО на існ нетбук
1.4	Кабель для підключення ЕК-270 до ПК	КА/0 USB		шт	1	
1.5	Принтер			шт	1	Існуючий
1.6	Термінал зв'язку 3G/GPRS	Teleofis WRX 968-L4U	АО "Телеофіс"	шт	1	



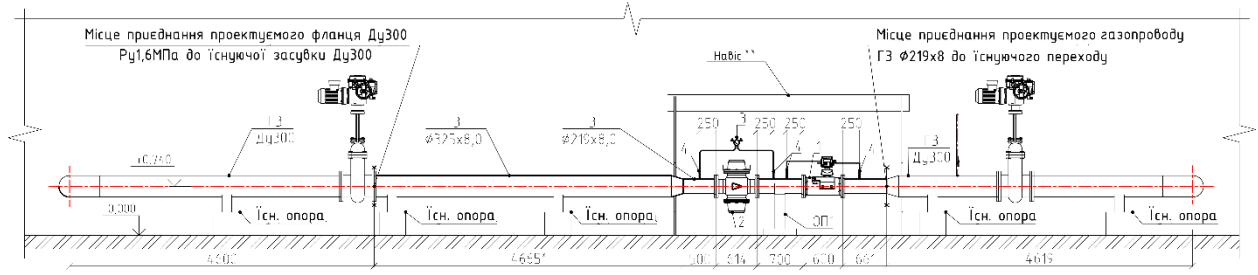
Умовні позначення

- ГЗ проектуемий газопровід високого тиску
- ГЗ існуючий газопровід високого тиску
- ГЗ існуючий продувочний газопровід
- ×—× межі проектування

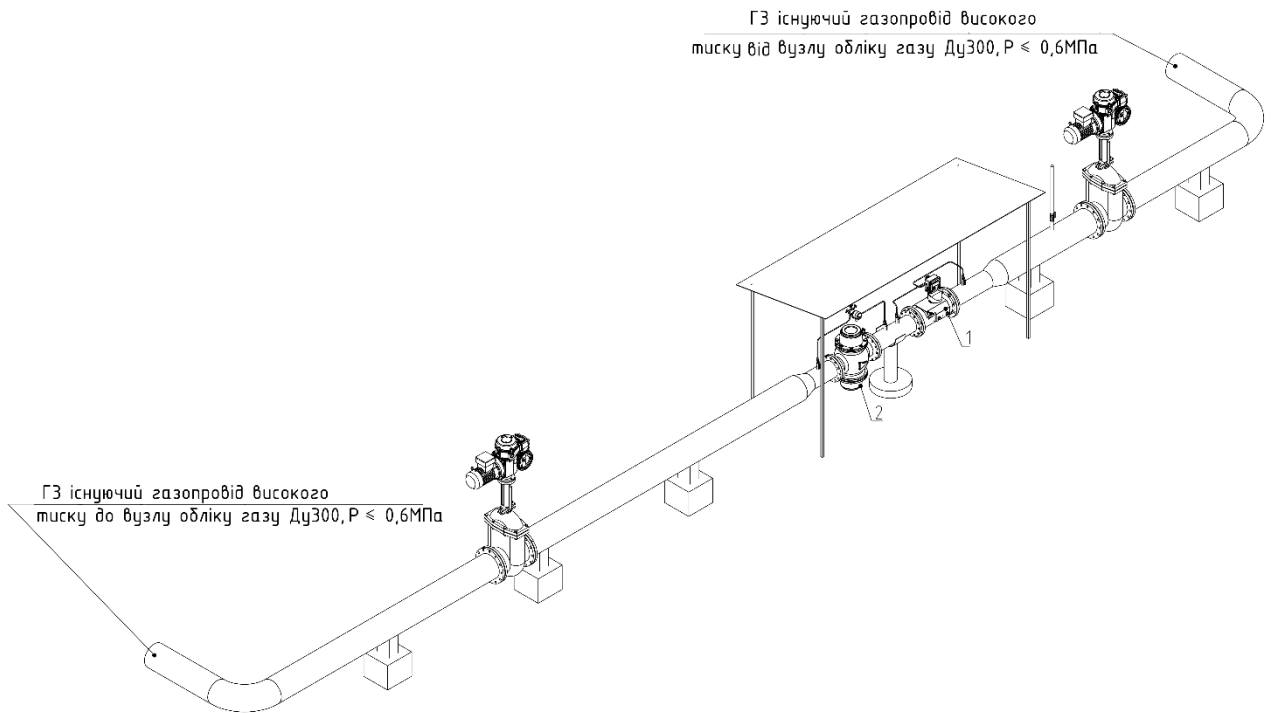
План на відм. 0,000 М 1:50

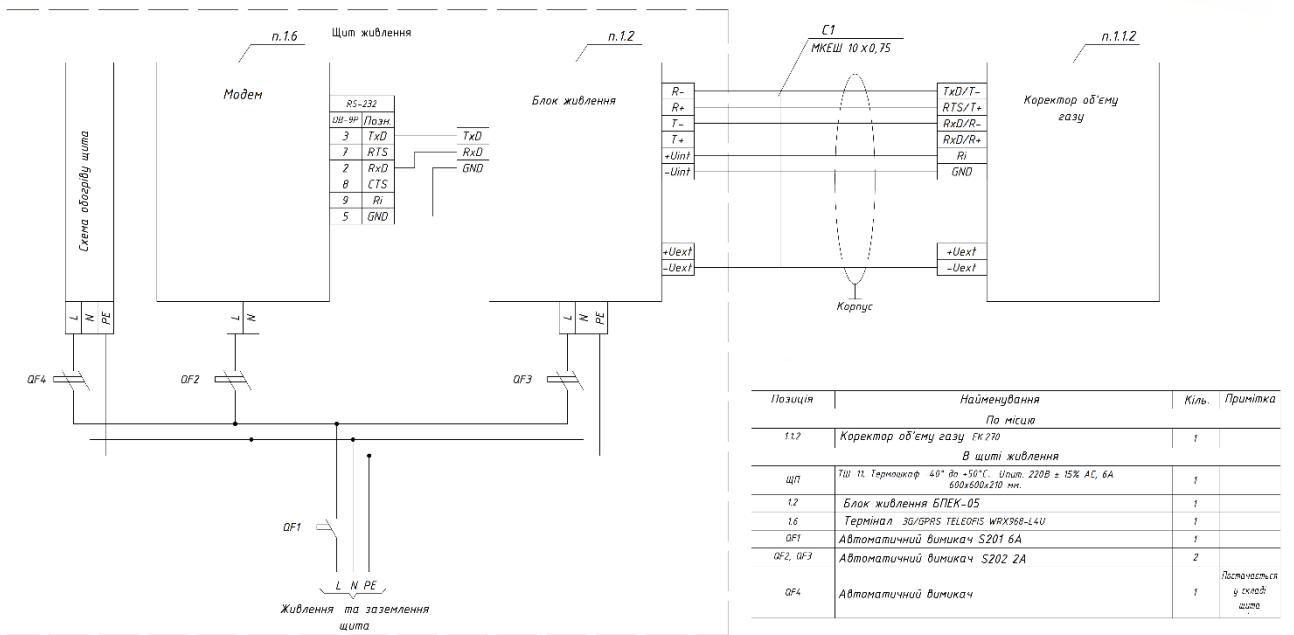


Розріз 1-1 М 1:50

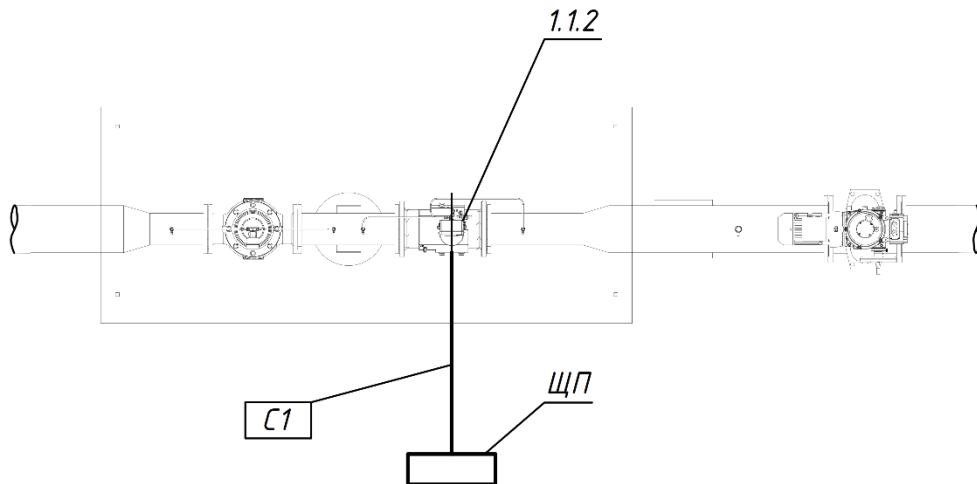


Примітки  
 \* - розмір уточнити за місцем  
 \*\* - навіс показан умовно





Позиція	Найменування	Кіль
1.1.2	Коректор об'єму газу	1
ЩП	Щит живлення	1



## 4.2. Підбір вузла обліку газу для житлового будинку

Для комерційного вимірювання споживання газу на газопроводі низького тиску встановлені лічильник (САМГАЗ) та коректор температури газу.

Джерелом постачання газу є існуючий газопровід низького тиску діаметром 76 мм.

Тиск газу в точці підключення:  $P_{\min} = 173,3$  мм рт.ст.,  $P_{\max} = 305,8$  мм рт.ст.

Розрахунок споживання газу існуючим обладнанням:

- для газового котла ( $Q = 24$  кВт):

$$Q_{\max \text{ ГО.с}} = \frac{N_{\max}^{z.o.}}{1,163 \cdot 10^{-3} \cdot q_z \cdot \eta}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (2.1)$$

де,  $N_{\max(\min)}^{z.o.}$  - максимальна (мінімальна) теплова потужність обладнання, кВт;

$q_z$  – теплотворність газу (8050 ккал/м<sup>3</sup>);  $\eta$  – ККД обладнання.

$$Q_{\max \text{ ГО.с}} = \frac{24}{1,163 \cdot 10^{-3} \cdot 8050 \cdot 0,92} = 2,8 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$Q_{\min \text{ ГінГ}} = \frac{N_{\min}^{z.o.}}{1,163 \cdot 10^{-3} \cdot q_z \cdot \eta}, \text{ м}^3/\text{год.},$$

$$Q_{\min \text{ ГінГ}} = \frac{7,2}{1,163 \cdot 10^{-3} \cdot 8050 \cdot 0,92} = 0,84 \text{ м}^3/\text{год.}$$

- для газової плити ПГ-4:

$$Q_{\max \text{ ГО.с}} = \frac{7,7}{1,163 \cdot 10^{-3} \cdot 8050 \cdot 0,59} = 1,2 \text{ м}^3/\text{год.},$$

$$Q_{\min \text{ ГінГ}} = \frac{3,85}{1,163 \cdot 10^{-3} \cdot 8050 \cdot 0,59} = 0,18 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Розрахунок витрати газу для житлового будинку:

Згідно [1] для окремих житлових будинків розрахункові годинні витрати газу слід визначати за формулою:

$$Q_d^h = \sum_n^m K_{sim} \cdot q_{nom} \cdot n_i, \text{ м}^3/\text{год.},$$

де  $K_{sim}$  – коефіцієнт одночасності

(0,85 – коефіцієнт одночасності для опалювальних котлів, незалежно від кількості квартир;

0,220 – коефіцієнт одночасності для чотирьох-конфорочних плит при кількості квартир – 60 шт. у будинку);

$q_{nom}$  – номінальна витрата газу приладом або групою приладів, м<sup>3</sup>/год;

$n_i$  – число однотипних приладів або груп приладів, шт.;

$m$  – число типів приладів або груп приладів, шт.

$$Q_d^h = 0,220 \cdot 1,2 \cdot 60 = 15,84 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Таблиця 4.1

Газові прилади:								
Поз.	Найменування	Кіл.,шт.	ККД	Потужність, кВт		Витрата газу, м <sup>3</sup> /год		Разом, м <sup>3</sup> /год
				max	min	max	min	
	Плита газова ПГ-4	60	0,59	7,7	3,85	1,2	0,18	15,84
	Всього							15,84

Максимальна витрата газу може скласти 15,84 м<sup>3</sup>/год.

Мінімальна витрата газу може скласти 0,18 м<sup>3</sup>/год.

Максимальний надлишковий тиск газу може скласти – 0,003 МПа.

Мінімальний надлишковий тиск може скласти – 0,0017 МПа.

Діапазон виміру температури газу (+10)÷(-15) °С.

Розрахунок типорозміру лічильника

Відповідно до [3] розрахунки типорозміру лічильника виконується згідно формули:

$$q_{max \text{ г.о.} (min \text{ г.о.})} = \frac{q_{max \text{ г.о.} (min \text{ г.о.})} \cdot T_{max(min)} \cdot 0,101325 \cdot Z}{P_{min(max)} \cdot 293,15}, \text{ м}^3/\text{год.},$$

де,  $q_{max \text{ г.о.} (min \text{ г.о.})}$  – максимальна (мінімальна) можлива витрата всього газоспоживаючого обладнання за стандартних умов, визначається згідно технічної документації на газоспоживаюче обладнання, м<sup>3</sup>/год.;

$P_{max(min)}$  – максимальне (мінімальне) абсолютний тиск газу, МПа;

$T_{max(min)}$  – абсолютна максимальна (мінімальна) температура газу, К (273+t);  
 $Z$  – коефіцієнт стислості газу при відповідних  $P$  і  $t$ .

Розрахунки витрати обсягу газу в загальному випадку виконуємо за таких умов: за результатом розрахунків повинні виконуватись наступні нерівності:

при робочому тиску:  $q_{max\ z.o.} \leq q_{max\ z.ліч.}$ ;  $q_{min\ z.o.} \geq q_{min\ z.ліч.}$

де,  $q_{max(min)\ z.ліч.}$  – максимальна (мінімальна) пропускна спроможність лічильника, згідно паспорта заводу виробника, м<sup>3</sup>/год.

$$q_{max\ z.o.} = \frac{15,84 \cdot (273,15 + 10) \cdot 0,101325 \cdot 0,99}{0,1027 \cdot 293,15} = 14,94 \text{ м}^3/\text{год.},$$

$$q_{min\ z.o.} = \frac{0,18 \cdot (273,15 - 15) \cdot 0,101325 \cdot 0,99}{0,104 \cdot 293,15} = 0,15 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$q_{max\ z.o.} \leq q_{max\ z.ліч.} \quad 14,94 \leq 16,0 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$q_{min\ z.o.} \geq q_{min\ z.ліч.} \quad 0,15 \geq 0,1 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Згідно з розрахунками, підбираємо лічильник САМГАЗ типорозміру G10 з характеристиками:  $Q_{max} = 16,0$  м<sup>3</sup>/год;  $Q_{min} = 0,1$  м<sup>3</sup>/год.

Межа припустимої відносної похибки лічильника не перевищує:

$$1,0 \% \text{ в діапазоні } 0,05 Q_{max} < Q < Q_{max};$$

$$2,0 \% \text{ в діапазоні } Q_{min} < Q < 0,05 Q_{max}.$$

Для автоматизованого виміру параметрів потоку газу й обчислення об'ємної витрати природного газу, що протікає по трубопроводу, наведено до стандартних умов, архівування значень вимірюваних і розрахункових параметрів, корекція об'єму газу передбачено коректором природного газу.

#### Характеристика вузла обліку для житлового будинку

Для комерційного обліку витрати газу передбачається влаштування лічильника (ультразвукового) та коректору газу по температурі на газопроводі низького тиску.

Джерелом газопостачання є існуючий газопровід низького тиску діаметр 76 мм.

Тиск газу в точці підключення:  $P_{min} = 173,3$  мм.вод.ст.,  $P_{max} = 305,8$  мм.вод.ст..

Розрахунок витрати газу існуючим обладнанням:

- для газового котла ( $Q = 24$  кВт):

$$Q_{max\Gamma O.c} = \frac{N_{max}^{z.o.}}{1,163 \cdot 10^{-3} \cdot q_2 \cdot \eta}, \text{ м}^3/\text{ГОД.},$$

де,  $N_{\max(\min)}^{z.o.}$  - максимальна (мінімальна) теплова потужність обладнання, кВт;  $q_2$  – теплотворність газу (8050 ккал/м<sup>3</sup>);  $\eta$  – ККД обладнання.

$$Q_{max\Gamma O.c} = \frac{24}{1,163 \cdot 10^{-3} \cdot 8050 \cdot 0,92} = 2,8 \text{ м}^3/\text{ГОД.}$$

$$Q_{min\Gamma in\Gamma} = \frac{N_{min}^{z.o.}}{1,163 \cdot 10^{-3} \cdot q_2 \cdot \eta}, \text{ м}^3/\text{ГОД.},$$

$$Q_{min\Gamma in\Gamma} = \frac{7,2}{1,163 \cdot 10^{-3} \cdot 8050 \cdot 0,92} = 0,84 \text{ м}^3/\text{ГОД.}$$

- для газової плити ПГ-4:

$$Q_{max\Gamma O.c} = \frac{7,7}{1,163 \cdot 10^{-3} \cdot 8050 \cdot 0,59} = 1,2 \text{ м}^3/\text{ГОД.},$$

$$Q_{min\Gamma in\Gamma} = \frac{3,85}{1,163 \cdot 10^{-3} \cdot 8050 \cdot 0,59} = 0,18 \text{ м}^3/\text{ГОД.}$$

Розрахунок витрати газу для житлового будинку:

Згідно [1] для окремих житлових будинків розрахункові годинні витрати газу слід визначати за формулою:

$$Q_d^h = \sum_n^m K_{sim} \cdot q_{nom} \cdot n_i, \text{ м}^3/\text{ГОД.},$$

де  $K_{sim}$  – коефіцієнт одночасності

(0,85 – коефіцієнт одночасності для опалювальних котлів, незалежно від кількості квартир;

0,220 – коефіцієнт одночасності для чотирьох-конфорочних плит при кількості квартир – 60 шт. у будинку);

$q_{nom}$  – номінальна витрата газу приладом або групою приладів, м<sup>3</sup>/год;  $n_i$  – число однотипних приладів або груп приладів, шт.;

$m$  – число типів приладів або груп приладів, шт.

$$Q_d^h = 0,85 \cdot 2,8 \cdot 1 + 0,2093 \cdot 1,2 \cdot 107 = 29,25 \text{ м}^3/\text{ГОД.}$$

Таблиця 4.2

Газові прилади:								
Поз.	Найменування	Кіл.,шт.	ККД	Потужність, кВт		Витрата газу, м <sup>3</sup> /год		Разом, м <sup>3</sup> /год
				max	min	max	min	
	Плита газова ПГ-4	107	0,59	7,7	3,85	1,2	0,18	26,87
	Котел газовий Q=24 кВт	1	0,92	24	7,2	2,8	0,84	2,38
	Всього							29,25

Максимальна витрата газу може скласти 29,25 м<sup>3</sup>/год.

Мінімальна витрата газу може скласти 0,18 м<sup>3</sup>/год.

Максимальний надлишковий тиск газу може скласти – 0,003 МПа.

Мінімальний надлишковий тиск може скласти – 0,0017 МПа.

Діапазон виміру температури газу (+10)÷(-15) °С.

Розрахунок типорозміру лічильника

Відповідно до [3] розрахунки типорозміру лічильника виконується згідно формули:

$$q_{max\ z.o.(min\ z.o.)} = \frac{q_{max\ z.o.c.(min\ z.o.c.)} \cdot T_{max(min)} \cdot 0,101325 \cdot Z}{P_{min(max)} \cdot 293,15}, \text{ м}^3/\text{ГОД.},$$

де  $q_{max\ z.o.c.(min\ z.o.c.)}$  – максимальна (мінімальна) можлива витрата всього газоспоживаючого обладнання за стандартних умов, визначається згідно технічної документації на газоспоживаюче обладнання, м<sup>3</sup>/ГОД.;  $P_{max(min)}$  – максимальне (мінімальне) абсолютний тиск газу, МПа;  $T_{max(min)}$  – абсолютна максимальна (мінімальна) температура газу, К (273+t);  $Z$  – коефіцієнт стислості газу при відповідних  $P$  і  $t$ .

Розрахунки витрати обсягу газу в загальному випадку виконуємо за таких умов: за результатом розрахунків повинні виконуватись наступні нерівності:

$$\text{при робочому тиску: } q_{max\ z.o.} \leq q_{max\ z.lіч.}; \quad q_{min\ z.o.} \geq q_{min\ z.lіч.}.$$

де,  $q_{max(min)\ z.lіч.}$  – максимальна (мінімальна) пропускна спроможність лічильника, згідно паспорта заводу виробника, м<sup>3</sup>/ГОД.

$$q_{max\ z.o.} = \frac{29,25 \cdot (273,15 + 10) \cdot 0,101325 \cdot 0,99}{0,1027 \cdot 293,15} = 27,60 \text{ м}^3/\text{ГОД.},$$

$$q_{min\ z.o.} = \frac{0,18 \cdot (273,15 - 15) \cdot 0,101325 \cdot 0,99}{0,104 \cdot 293,15} = 0,15 \text{ м}^3/\text{ГОД.}$$

$$q_{max \text{ з.о.}} \leq q_{max \text{ з.ліч.}} \quad 27,60 \leq 40,0 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$q_{min \text{ з.о.}} \geq q_{min \text{ з.ліч.}} \quad 0,15 \geq 0,16 \text{ м}^3/\text{Год}.$$

Згідно з розрахунками, підбираємо лічильник ультразвуковий типорозміру G25 з характеристиками:  $Q_{max} = 40,0 \text{ м}^3/\text{Год}$ ;  $Q_{min} = 0,16 \text{ м}^3/\text{Год}$ .

Межа припустимої відносної похибки лічильника не перевищує:

$$1,0 \% \text{ в діапазоні } 0,05 Q_{max} < Q < Q_{max};$$

$$2,0 \% \text{ в діапазоні } Q_{min} < Q < 0,05 Q_{max}.$$

Для автоматизованого виміру параметрів потоку газу й обчислення об'ємної витрати природного газу, що протікає по трубопроводу, наведено до стандартних умов, архівування значень вимірюваних і розрахункових параметрів, корекція об'єму газу передбачено коректором природного газу.

## **Розділ 5. Організація системи обліку газу в одиницях енергії**

### **5.1. Застосування ультразвукових смарт -лічильників для обліку газу в одиницях енергії**

Згідно закону України «Про забезпечення комерційного обліку природного газу» «Введення в експлуатацію новозбудованих та/або реконструйованих багатоквартирних жилих будинків і об'єктів виробничого та невиробничого призначення з системами газопостачання здійснюється лише за наявності вузлів обліку природного газу».

Але у більшості споживачів на приладах обліку відсутні коректори по тиску газу та температурі, що унеможлиблює точно визначити кількість газу, приведену до стандартних умов. Залишає бажати кращого і якості природного газу. Втілення інтелектуальної системи обліку енергоносіїв для обчислення спожитого природного газу дозволить забезпечити здійснення обліку в енергетичних характеристиках.

В статті 2 Директиви 2012/27/ЄС «розумна система обліку» або «інтелектуальна система обліку» означає електронну систему, яка може вимірювати споживання енергії, надаючи більше інформації ніж звичайний лічильник, а також може передавати та отримувати дані за допомогою певної форми електронного зв'язку. В Україні приділяється багато уваги створенню інтелектуальної системи обліку енергоносіїв, створюється законодавча база комерційного обліку газу як енергії.

Роботи по створенню інформаційних інтелектуальних систем можуть проводитись на базі існуючих газорозподільчих систем населених пунктів враховуючи їх технічний стан та придатність роботи в нових умовах.

Порівняльний аналіз складу і енергетичної цінності газу, що визначались в різних точках газотранспортної системи України виявив істотну розбіжність значень основних характеристик. Проводився аналіз складу газу, відібраного з родовищ в місці його видобутку. В деяких родовищах вміст метану менший за встановлене мінімально допустиме значення в 90 %.

Здійснювалось порівняння характеристик газу з родовища з енергетичною цінністю газу, що транспортується в газотранспортній мережі (згідно звітів Оператора ГТС, що складаються у відповідності до вимог). Та визначений компонентний склад і енергетична цінність газу, що відібраний в чотирьох точках мережі газопостачання міста Києва. Результати досліджень наведені на рис.1.

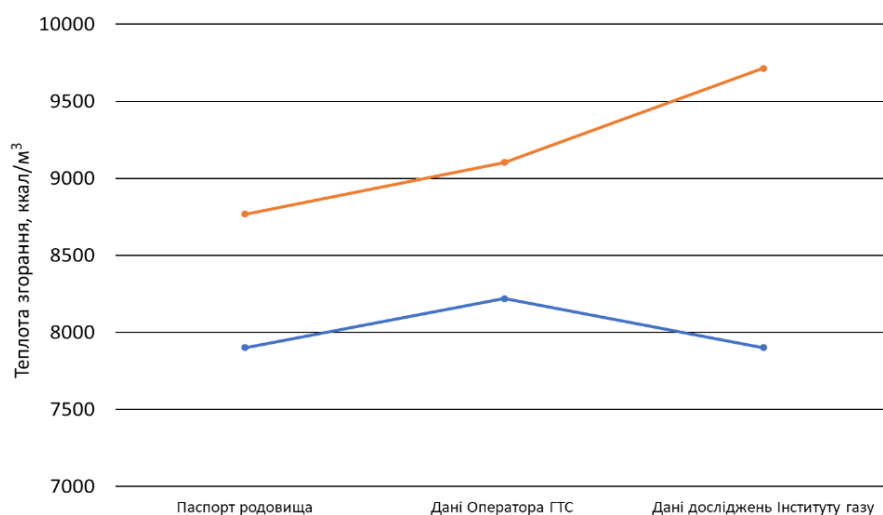


Рис. 5.1. Осередненні значення теплоти згорання природного газу, визначені в різних точках газотранспортної мережі України

Для підвищення достовірності обліку природного газу в одиницях енергії розробляється система організації процесу диспетчеризації обліку.

На існуючих ГРП крім контролю технологічних параметрів природного газу: тиску (перепаду тиску), температури, кількості спожитого газу, а також тих, що стосуються безпеки: загазованості приміщення, спрацювання запірної арматури, несанкціонованого доступу, необхідно визначати склад природного газу та його енергетичну цінність.

Ці результати повинні автоматично передаватися у вигляді кодованих сигналів на приймальні пристрої, де вони будуть розшифровуватися і використовуватися для точного обліку газу. Формування та передача сигналів відбувається з мінімальною частотою постійно.

Вузол обліку газу що встановлений в ГРП та оснащений інтелектуальним лічильником природного газу дозволить проводити його облік в газових мережах населеного пункту, отримуючи інформацію в реальному часі та створюючи фактичну картину його використання.

Для абонентів житлових будинків створені Smart-лічильники типорозмірів G 1,6...6. Ці лічильники оснащені пристроями які приводять покази лічильника до стандартних умов враховуючи надлишковий тиск та реальну температуру газу. Лічильники мають можливість передачі сигналів за допомогою мобільних технологій GPRS, мають високий рівень захисту від небажаного втручання, фільтр та можливість роботи від автономного джерела живлення до 10 років. Крім того є вбудований клапан який дозволяє дистанційно відключати споживача при потребі. Тобто, лічильник має функцію зворотного зв'язку та управління.

Враховуючи що на території України є кілька операторів зв'язку і вони покривають майже 100% території, існує можливість створити єдиний інформаційний простір для впорядкування обліку природного газу.

Запропонована схема організації обліку природного газу дозволить отримати об'єктивну інформацію щодо енергетичної цінності газу, допоможе її виразити в одиницях енергії та використовувати для взаєморозрахунків за спожите паливо (енергію).

Запровадження інтелектуального обліку спожитого природного газу дозволить: проводити облік і розрахунки за спожитий газ в одиницях енергії (враховуючи реальну теплоту згорання); забезпечити постачання газу на перспективу спираючись на фактичні значення споживання газу; достатньо точно визначати місця можливих витоків і втрат газу в мережах населених пунктів; отримати реальне добове балансування газу з врахуванням його змінної енергетичної цінності.

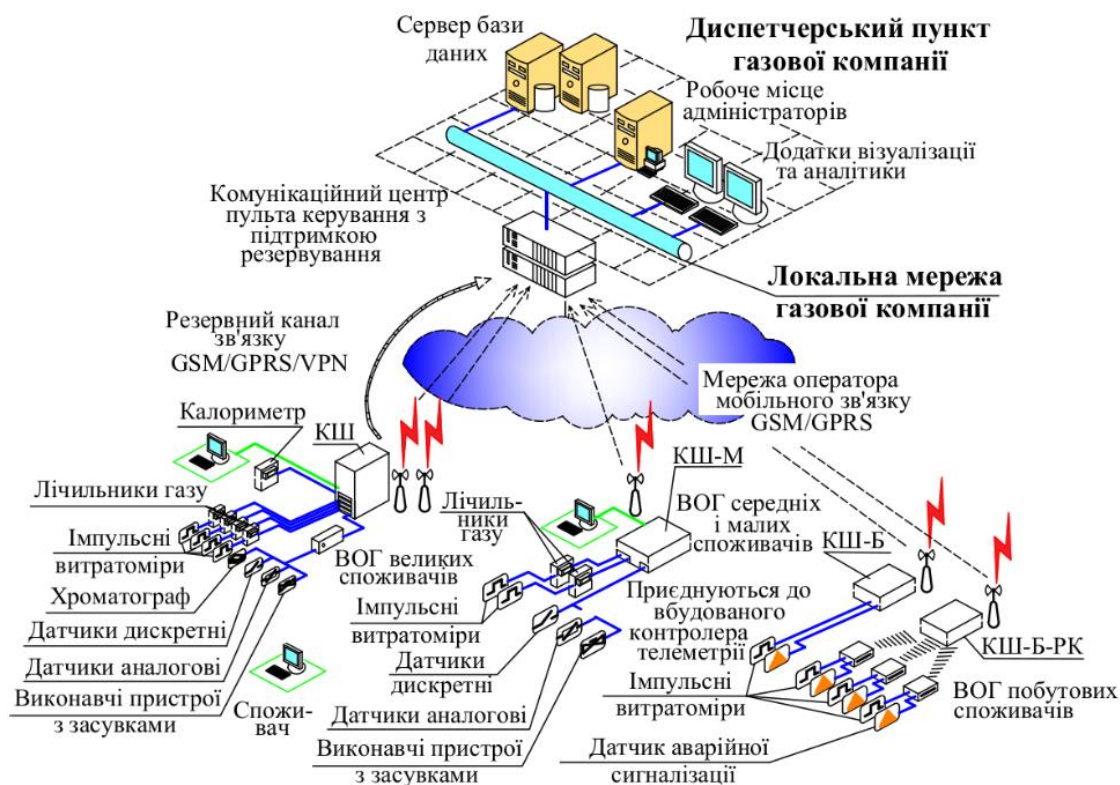


Рис. 5.1. Схема організації процесу диспетчеризації обліку природного газу в одиницях енергії

Смарт-лічильники газу – прилади нового покоління. Вони виготовлені у відповідності з найновішими стандартами у сфері інтелектуального обліку енергоресурсів. Смарт-лічильник газу є результатом інтеграції між мембранним лічильником газу та інтелектуальним електронним модулем.

Основною відмінністю від звичайних (мембранних і роторних) є більша функціональність. Смарт-лічильники газу, окрім власне рахування спожитого газу, мають ще ряд інших позитивних переваг:

- дистанційне управління постачанням газу;
- можливість налаштування багатотарифного обліку газу;
- передача інформації про аварійні ситуації
- наявність складного механізму від несанкціонованого втручання;
- економічно вигідне комплексне рішення перед існуючими системами збору і обліку газу;
- наявність електронної температурної корекції;
- достовірне та оперативне добове балансування газу;

- оперативне виявлення втрат природного газу в мережі;
- та багато іншого.

Уся інформація про споживання газу споживачем зберігається протягом до 100-ти діб і може бути використана для подальшої обробки чи аналізу. Передача даних може бути, як локальною через оптичний порт лічильника, так і дистанційною, в автоматичному режимі.

Регулярне дистанційне зчитування показників лічильників забезпечує формування квитанцій з фактичними даними щодо кількості спожитого газу. Тобто лічильник сам передає в газове господарство об'єм спожитого газу і рахунок виставляється за нього. Це дуже зручно для тих споживачів, які регулярно забувають передати показники у встановлені терміни.

Смарт-лічильники газу мають високу точність обліку газу завдяки вбудованому датчику температури та тиску (в деяких моделях), що виключають будь-яке викривлення об'єму спожитого газу. Ці лічильники сертифіковані на території України і відповідають всім міжнародним та вітчизняним стандартам.

Використання таких приладів обліку газу забезпечує комплексний підхід, відкриває нові можливості перед споживачами і постачальниками газу, забезпечує комфортне життя людей.



Рис. 5.2. Smart лічильник газу G1,6 RSE/1,2 LA TM Pietro Fiorentini

ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ	ЗНАЧЕННЯ
Вимірювальний газ	природний газ, газоподібні пропан, бутан та їх суміші, а також інші неагресивні гази (у разі використання будь-якого іншого газу консультируйтесь з нашими представниками)
Циклічний об'єм	1.2дм3
Поріг чутливості, не більше	5 дм3/год
Діапазон температур вимірювального і навколишнього середовища	(-40...+60) оС (у випадку роботи при більш низьких температурах консультируйтесь з нашими представниками)
Температура зберігання і транспортування лічильника	40...+80оС
Максимальний робочий тиск	0.5 бар
Відносна вологість навколишнього середовища	30...90%
Діапазон вимірювань	G1.6 - Qmin 0,016 м3/год, Qmax 2,5 м3/год; G 2.5 - Qmin 0,025 м3/год, Qmax 4,0 м3/год; G 4 - Qmin 0,040 м3/год, Qmax 6,0 м3/год
Міжповірочний інтервал	10 років
Ємність відлікового пристрою, що дозволяє вимірювати обсяг який пройшов через лічильник газу	99999,999 куб.м
Маса	1,45 кг
Габарити ВхШхГ	215ммх190ммх158мм
Матеріал корпусу	сталь
Датчик імпульсів (за замовленням)	типу "сухий контакт", стандартно 0,01 м3 / імпульс

Альтернатива смарт лічильника газу - це система телеметрії, що встановлюється на вже присутній лічильник газу. Така комбінація має більшу надійність і гнучкість через незалежний пристрій передачі інформації, що ніяк не впливає на вимірювальний процес лічильника, а також, має окремий елемент живлення, що легко змінювати упродовж всього терміну експлуатації вузла обліку газу. В Україні існує декілька виробників, що пропонують подібні системи, найбільш розповсюдженою є система телеметрії від компанії "Скроллерс Фамілі".

## 5.2. Інтелектуальна інформаційна система

Інтелектуальна інформаційна система (ІС) — це один з видів автоматизованих інформаційних систем. Вона є комплексом програмних,

лінгвістичних і логіко-математичних засобів для реалізації основного завдання: здійснення підтримки діяльності людини та пошуку інформації в режимі розширеного діалогу природною мовою [5].

Наявність декількох потужних операторів мобільного зв'язку, практично 100 % покриття ним території України дозволяють створити єдиний інформаційний простір для впорядкування обліку природного газу та взаєморозрахунків за спожите паливо.

З цією метою диспетчерський пункт газової компанії, що надає послуги з газопостачання населенню та іншим споживачам, оснащують технічними засобами для отримання інформації від підприємств, які займаються його транспортуванням, щодо фізико-хімічних властивостей природного газу в режимі реального часу .

Таблиця 5.2.

Ієрархічна структура системи з довільною кількістю вузлів обліку газу (ВОГ) включно з абонентськими лічильниками - районний диспетчерський пункт (ДП) - ДП газорозподільної компанії - центральний ДП [5]

Структурний елемент системи містобудування	Житловий будинок	Мікрорайон (район)	Населений пункт	
Структурний елемент системи газопостачання	Будинкова система газопостачання низького тиску	Міська газорозподільна мережа (ГРМ) низького тиску	Міська ГРМ високого (середнього) тиску	Газотранспортна система (ГТС) (магістральний газопровід)
Облік природного газу	Абонент. ЛГ Загальнобудинковий ЛГ*	ВОГ комерційний, поряд з мережним ГРП	ВОГ комерційний, поряд з ГРО (на вході в ГРМ)	ВОГ комерційний, на ГРО
Наявність приладів обліку:	+ (не у всіх абонентів чи будинках)			+
Визначення показників якості газу	-	-	-	+ (не у всіх ГРС)

Задачі, які здатна вирішити ІС:

Створити єдиний інформаційний простір щодо обліку природного газу окремим абонентом, багатоквартирним будинком (при необхідності), районним ВОГ поряд з мережним ГРП (ГРМ низького тиску), міським ВОГ (ГРМ високого (середнього) тиску), ВОГ газотранспортної системи (магістральний газопровід).

Здійснювати балансування природного газу з урахуванням фізико-хімічних властивостей (у т.ч. в одиницях енергії) між:

- абонентськими лічильниками і загально будинковим;
- ВОГ поряд з мережними ГРП і загальноміським ВОГ;
- загальноміським ВОГ і ВОГ газотранспортної системи.

Створити єдиний інформаційний простір щодо обліку природного газу окремим абонентом, багатоквартирним будинком (при необхідності), районним ВОГ поряд з мережним ГРП (ГРМ низького тиску), міським ВОГ (ГРМ високого (середнього) тиску), ВОГ газотранспортної системи (магістральний газопровід).

- Визначати фізико-хімічні властивості природного газу на вході в міську ГРМ, поточний контроль у характерних точках ГРМ.

Система здатна забезпечити облік і розрахунки за передачу природного газу, спожите паливо в одиницях енергії (враховуючи реальну теплоту згоряння, а не середньозважену за розрахунковий проміжок часу).

Достатньо точно визначити місця можливих витоків і втрат природного газу в багатоступеневих газорозподільних системах населених пунктів.

Ліквідувати проблеми при узгодженні фактичних витрат палива між газотранспортним підприємством, газорозподільними організаціями, постачальником і споживачем.

Забезпечити постачання природного газу на тривалу перспективу, що ґрунтуватиметься на достовірних прогнозах, реальних показах лічильників тощо.

## Розділ 6. Автоматизація технологічних процесів в системах газопостачання

### Модернізація системи управління вузла обліку природного газу

Метою є модернізація системи управління вузла обліку природного газу, розташованого на виході з ГРС, яка дозволить підвищити точність вимірів, що сприяє покращенню якості виконання комерційних взаєморозрахунків.

При аналізі існуючої системи вимірювання витрати природного газу з пристроєм звуження було виявлено, що прийняті рішення з автоматизації призводять до похибки вимірювання витрати до 2%.

Запропонований проект системи виміру на базі напірної трубки, що зосереджує, дозволить знизити похибку вимірювання витрати природного газу до 1 %, що забезпечити суттєвий економічний ефект.

Система вимірювання кількості природного газу на базі напірної трубки, що зосереджує, призначена для безперервного автоматичного вимірювання витрати та визначення показників якості газу на вузлі обліку на газопроводі, розташованому на виході з ГРС.

Робоче середовище – природний газ. Параметри робочого середовища наведено у таблицях 6.1, 6.2.

Таблиця 6.1.

Параметри робочого середовища за вимірювальною лінією 1

Найменування параметру	Значення параметра
Витрата газу, наведена до стандартних умов (при T=20 °C, P= 101,325 кПа абс.), м <sup>3</sup> /год: - мінімальний - максимальний	12000 150000
Тиск газу, МПа (абс.): - мінімальне - максимальне	0,9 1,3
Температура газу, °C: - мінімальна - максимальна	-20 30

Таблиця 6.2..

## Параметри робочого середовища за вимірювальною лінією 2

Найменування параметру	Значення параметра
1	2
Витрата газу, наведена до стандартних умов (при T=20 °C, P= 101,325 кПа абс.), м <sup>3</sup> /год: - мінімальний - максимальний	1000 85000
Тиск газу, МПа (абс.): - мінімальне - максимальне	0,9 1,3
Температура газу, °C: - мінімальна - максимальна	-20 30

Режим роботи системи вимірювання - безперервний, цілорічний без постійної присутності обслуговуючого персоналу.

Існуюча система вимірювань кількості природного газу складається з наступних засобів вимірювання:

- Діафрагма.
- Метран-22 моделі 2050, ВГІ 2,5 МПа; ВПІ 1,6 МПа
- Метран-22 моделі 5430, ВПІ перепаду тиску 0,63 кПа
- Метран-22 моделі 5430, ВПІ перепаду тиску 6,3 кПа
- термоперетворювач опору
- ПТК «КРУГ-2000/Г» на базі пристроїв програмного управління ПІЕ1-5В-02

Аналіз даної системи виявив такі недоліки:

- у процесі експлуатації неминуче притуплення вхідної кромки діафрагми, що призводить до додаткової прогресуючої невизначеності коефіцієнта витікання;

- високі втрати тиску через порушення цілісності трубопроводів при встановленні в них діафрагм;

- міжповірочний інтервал становить 1 рік, що говорить про необхідність щонайменше раз на рік здійснювати зупинку системи, що призводить до небажаних втрат;

- застосування знятих з виробництва датчиків моделі Метран-22 у виконанні з відносно високими похибками вимірювань.

Виходячи з вище сказаного необхідно вибрати метод вимірювання витрати [1], перетворювач витрати, а також провести модернізацію системи керування.

Основні критерії вибору перетворювача витрати:

- Вимірюване середовище (тип газу, комерційний облік якого повинен бути організований);

- діапазон витрати газу (співвідношення мінімального та максимального значень робочих або стандартних витрат);

- діапазон тисків (інтервал мінімально- та максимально-можливого за умовами експлуатації абсолютного тиску газу);

- температурний діапазон роботи;

- потрібна похибка вимірювання вузла в цілому, а не за окремими компонентами;

- Періодичність перевірки;

- Середній термін служби;

- ціна приладу;

- Вартість монтажних робіт;

- Умови монтажу.

У таблиці 3 представлені переваги та недоліки різних перетворювачів витрати.

Таблиця 6.3.

Переваги і недоліки перетворювачів витрати  
при різних методах вимірювання

Метод	Перетворювач витрати	Переваги	Недоліки
1	2	3	4
Змінного перепаду тиску	З пристроями, що звужують	Простота, надійність, не потрібні стенди для градування та повірки	Значні втрати тиску на діафрагмі, знос вхідної кромки діафрагми, жорсткі вимоги до геометрії ділянок ІТ, прилеглих до пристрою, що звужує
Змінного перепаду тиску	З середньою трубкою	Не потрібні стенди для перевірки, малі втрати тиску	Непридатність при невеликих динамічних тисках, можливість засмічення відборів тиску, жорсткі вимоги до ІТ та похибки вимірювань його внутрішнього діаметра, відсутність вітчизняних ПР
Вимірювання обсягу	Турбінні	Широкий діапазон вимірювань витрати, невеликі довжини прямих ділянок, можливість досягнення високої точності	Необхідність фільтрів, при несправності ПР можливе зменшення подачі газу, чутливість до пневмоударів
	Ротаційні	Малі довжини прямих ділянок, можливість досягнення високої точності	Порівняно невелика максимальна витрата, необхідність фільтрів, при несправності ПР можливе переривання подачі газу, чутливість до пневмоударів
Вимірювання обсягу	Вихрові	Широкий діапазон вимірювань,	Великі довжини прямих ділянок, чутливість до відкладень на тілі, що

		відсутність рухомих частин	обтікає, чутливість до пульсацій потоку
Вимірювання обсягу	Ультразвукові	Широкий діапазон вимірювань, малі втрати тиску, можливість досягнення високої точності, висока швидкодія	Чутливість до засмічення внутрішньої поверхні корпусу ПР та акустичних датчиків, жорсткі вимоги до ІТ та похибки вимірювань його внутрішнього діаметра (якщо ПР не є корпусним)
Вимірювання маси	Коріолісові	Широкий діапазон вимірювань, висока точність (при великих тисках та швидкості газу)	Значні втрати тиску, відсутність вітчизняних ПР, висока вартість, при нестабільності компонентного складу газу для приведення показань ПР до стандартних умов необхідне застосування потокових плотномірів або хроматографів.
	Термоанемометричні	Широкий діапазон вимірювань, малі втрати тиску	Необхідність проведення градуювання та перевірки ПР на природному газі, невисока точність

Керуючись наведеними вище критеріями, а також таблицею 3, в якості методу вимірювання обраний метод змінного перепаду тиску, де в якості перетворювача витрати використовується напірна трубка .

Система автоматизації, що вводиться, спрямована на виконання наступних основних завдань - управління і визначення об'ємної витрати (обсягу) природного газу.

Газ надходить у вимірювальну лінію БІЛ (ВЛ №1 DN 500 або ВЛ №2 DN 200). На кожен ІЛ буде встановлена напірна трубка «ANNUBAR 485» з вбудованим температурним сенсором.

Для вимірювання перепаду тиску, абсолютного тиску, температури природного газу з подальшою передачею даних будуть використані багатопараметричні перетворювачі MVS205R фірми Emerson Process Management з діапазоном вимірювання перепаду тиску від 0 до 6,2 кПа, абсолютного тиску від 0 до 5,5 МПа, температури від мінус 40 до 150 °С.

З метою мінімізації похибки вимірювання малих витрат на кожній вимірювальній лінії пропонується встановити вимірювальні перетворювачі різниці тисків 3051 SI Ultra фірми Emerson Process Management, що працюють в нижньому діапазоні вимірювань перепаду тиску (від 0 до 0,75 кПа). Для місцевого контролю абсолютного тиску та контролю

температури будуть встановлені відповідно показуючі манометри для точних вимірювань МПТІ фірми «Манотомь» з діапазоном виміру від Про до 3 Мпа і ртутні термометри скляні ТЛ-4 №1 фірми «Термоприлад» з діапазоном вимірювання від мінус 30 до плюс 30°С.

Компонентний склад газу визначатиметься у блоці вимірювань показників якості промисловим газовим хроматографом МюгоБAM. Для фільтрації від механічних домішок, а також приведення тиску і витрати проби газу до необхідних значень хроматограф оснащений системою пробопідготовки.

Для вимірювань температури точок роси з вологи та вуглеводнів буде використаний аналізатор точок роси інтерференційний КОНГ-Пріма-10. Аналізатор призначений для вимірювання температури точок роси конденсаційним методом при робочому тиску та подальшої передачі інформації про вимірювання. Аналізатор укомплектований перетворювачами, системою підготовки газу та інтерфейсним блоком (ІБ).

Для обчислення витрати газу в системі вимірювання замість ПТК «КРУГ-2000/Г» на базі пристроїв програмного управління TREI-5B-02 пропонується використовувати комплекс програмно-технічних засобів обчислень витрати рідин і газів на базі комплексу вимірювального обчислювального контролера «FloBoss 107» (робочий та резервний).

Контролер «FloBoss 107» є основним керуючим пристроєм, призначеним для обчислень витрати, контролю та видачі інформації про витрату газу двома трубопроводами на верхній (операторський) рівень.

Збір та обробку даних із системи контролю пожежі та загазованості, обробку інформації про технологічні параметри, що безпосередньо не належать до комерційного обліку газу, здійснюватиме контролер ПАЗ «Delta V SIS».

## **Розділ 7. Охорона праці при спорудженні інженерних систем**

### **7.1. Небезпечні фактори при виконанні монтажних робіт**

Закон «Про охорону праці» проголосив основні принципи державної політики у галузі охорони праці. В першу чергу вводиться принцип пріоритету життя та здоров'я працівників над результатами виробничої діяльності підприємства. Також повна відповідальність роботодавця за створення безпечних та нешкідливих умов праці.

Під час виконання газових робіт виділяються території, неприйнятні з точки зору охорони праці. Їх слід додатково вивчити з метою розробки заходів щодо поліпшення умов праці та безпеки. Питання, які слід розробити, поділяються на дві групи: технологічні та загально-будівельні.

Загально-будівельні - це підбір освітлення майданчика, розмітка та огороження територій. Раціональне облаштування складів та інших допоміжних та побутових приміщень.

Технологічні - це раціональний вибір (розробка) рішень щодо безпечного виконання робіт. Розробка приладів та пристосувань для виконання необхідних робіт. Підтримання безпечної експлуатації приладів та використовуваних пристосувань.

Під час монтажних робіт можуть виникнути такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- наявність шкідливих речовин на робочому місці;
- падіння з висоти;
- ураження електричним струмом;
- вогонь;
- вибух.

Під час будівництва системи газопостачання травми на виробництві можуть виникнути під час таких робіт:

- під час земляних робіт: внаслідок обвалення стін траншей та котлованів в результаті порушення необхідного кута нахилу стін. Грунтові повені навесні чи восени через неналежне використання землерийного обладнання; при неправильному переході каналу.

- при роботі з підйомними механізмами; через падіння вантажу після неправильної підвіски; через погане освітлення.

- під час зварювальних робіт: через погане заземлення електроінструменту.

- при випробуванні газопроводу: через несправність арматури; через підвищення тиску газу.

- під час експлуатації газових мереж: через токсичні властивості газу та його здатність утворювати вибухонебезпечні суміші в повітрі.

## **7.2. Техніка безпеки під час монтажних робіт**

Підйомні машини можуть піднімати і переміщувати вантажі, вага яких не перевищує вантажопідйомність машини.

Для стрілових кранів необхідно враховувати положення додаткових опор і вильоту, а для кранів з рухомою противагою - положення противаги.

У деяких випадках дозволяється піднімати і пересувати вантаж декількома кранами.

Умови та порядок підйому вантажу кількома кранами може розробити сама компанія, яка використовує крани для такого підйому. При піднятті вантажу кількома кранами вантаж на кожному з них не повинен перевищувати його вантажопідйомність.

Працюючі підйомні машини повинні бути чітко позначені реєстраційним номером, вантажопідйомністю та даними наступних випробувань. Ці позначення слід робити великими написами.

На підприємстві (будівельному майданчику) слід розробити відповідні методи підвішування вантажів, що не мають спеціальних пристроїв (штифтові петлі, рими).

Для вантажів, що мають шарніри, шпильки, ободи, призначені для підйому вантажу в різних положеннях, також слід розробити схеми їх стропування.

Керівництво підприємства, будівельної галузі або власник крана, на яких покладено обов'язок виконувати конкретні роботи, повинні:

оснастити стропальників розрахунковими, випробуваними та розміченими знімними вантажозахоплюючими пристроями з достатньою вантажопідйомністю;

гарантувати, що завжди є можливість періодично перевіряти точно зважене навантаження обмежувача наконечника стріли, башт та інших кранів, обладнаних таким пристроєм.

ущільнити або перекрити двері панелі захисту баштового крана;

забезпечення утримання кранових колій в належному стані;

визначити місце для зберігання вантажів, обладнати їх необхідними пристосуваннями (земля, опори тощо) та проінструктувати кранівника та стропальщиків щодо послідовності та розмірів зберігання.

Процедура обміну умовними сигналами між стропальником та кранівником повинна бути встановлена на будівельному майданчику. Голосова сигналізація дозволяється при експлуатації самохідних кранів зі стрілою, що не перевищує 10 м.

Місце підйому та переміщення вантажів має бути добре освітленим. У разі недостатнього освітлення робочого місця, сильного снігопаду або туману, а також в інших випадках, коли кранівник не відрізняє сигнали від стропальника треба зупинити роботу.

### **7.3. Техніка безпеки при зварювальних роботах**

Під час різання елементів конструкції слід вживати заходів для запобігання випадковому руйнуванню елементів різання.

Приєднувати газові шланги до муфт пальника треба за допомогою хомутів.

Для подачі зварювального струму на електричні тримачі необхідно використовувати ізолювані гнучкі кабелі, призначені для надійної роботи при максимальних електричних навантаженнях з урахуванням тривалості зварювального циклу.

З'єднання зварних кабелів зазвичай слід здійснювати затисканням, зварюванням або пайкою. Кабелі слід підключати до зварювального апарату за допомогою обтискних або припаяних кабельних наконечників.

При влаштуванні та переміщенні зварювальних проводів треба вживати заходи щодо запобігання пошкодженню їх ізоляції. Запобігати контакту з водою, маслом, сталевими тросами та гарячими трубами.

Металеві деталі, що не перебувають під напругою електрозварювального обладнання, а також вироби і конструкції, що зварюються постійно, повинні бути заземлені. Зварювальний трансформатор повинен додатково з'єднати заземлювальний гвинт корпусу з вторинною обмоткою, корпус з'єднаний із зворотним провідником.

Забороняється виконувати електрозварювальні роботи під час дощу або снігопаду за відсутності дахів над електрозварювальним обладнанням та робочим місцем зварника.

#### **7.4. Протипожежна безпека**

Пожежа - це неконтрольоване горіння, що завдає великої шкоди. Основними причинами пожеж у газовій промисловості є порушення герметичності встановленого обладнання та газопроводів, а також використання джерел відкритого полум'я.

Часті випадки пожеж трапляються через порушення вимог пожежної безпеки при виконанні газового, газо- та електрозварювання, недотримання правил експлуатації електроустановок.

Виконання електрозварювальних робіт дозволяється відповідно до вимог інструкцій з пожежної безпеки та з обов'язковою координацією виконання робіт з представником державного органу пожежного нагляду.

Забороняється виконувати електрозварювальні роботи в місцях, де є легкозаймисті речовини та матеріали. Місце вогневих робіт та установка генераторів не повинні мати легкозаймистих матеріалів у радіусі не менше 5 м. Якщо вітер спрямований на легкозаймисті речовини, відстань від місця зварювальних робіт до місця розташування цих речовин не повинна бути менше 20 м.

Після зварювання робоче місце оглядається з метою виявлення прихованих джерел займання, а також поливу легкозаймистих конструкцій.

### **7.5. Аналіз джерел забруднення навколишнього середовища при будівництві газопроводів і елементів на ньому**

Найбільше забруднення повітря відбувається під час підготовки майданчика для будівництва газових мереж.

Шкода навколишньому середовищу також завдається під час транспортування та розвантаження сипучих будівельних матеріалів, під час руху транспортних засобів та будівельно-монтажних робіт, під час зварювання, при обробці деталей абразивними інструментами.

Джерелами викидів забруднюючих речовин в атмосферу при будівництві газопроводів є в першу чергу будівельні механізми з двигунами внутрішнього згоряння.

Серед вуглеводів деякі сполуки є канцерогенними (бензопірен). Оксиди свинцю, сполуки миш'яку та ін, надзвичайно шкідливі для здоров'я людини. Вони можуть накопичуватися в тканинах живих організмів, що призводить до повільного отруєння. Будівельне обладнання та техніка, а також транспортні засоби повинні мати мінімальний викид токсичних газів. Коли автомобільні двигуни належним чином відрегульовані, викиди шкідливих речовин в атмосферу зменшаться в 3-5 разів.

Процеси електрозварювання широко використовуються в багатьох галузях промисловості для складання різних виробів та конструкцій.

Електричне зварювання супроводжується виділенням зварювального аерозолі. Він містить дрібні тверді речовини та гази. Інтенсивність залежить від властивостей процесу, марки зварювальних матеріалів та металу шва.

Найбільш шкідливими сполуками є хром, марганець і фтор. Гранично допустима концентрація становить: для оксиду азоту - 5 мг / м<sup>3</sup>, для оксиду заліза - 6 мг / м<sup>3</sup>, для оксиду кремнію - 6 мг / м<sup>3</sup>.

Дощова або тала вода з будівельного майданчика також може бути джерелом забруднення підземних вод.

Значне забруднення спричиняє також неорганізоване зберігання сміття. Опади, які випадають на це сміття, забруднюються і, проникаючи в ґрунт, змішуються з підземними водами.

Для боротьби з пилом під час руху необхідно користуватися магістралями з кращим покриттям, що сприяє зменшенню запиленості.

Таблиця 7.1.

#### Викиди забруднюючих речовин

Забруднююча речовина	Код	Коефіцієнт осідання	ГДК <sub>максимально разова</sub> , мг/м <sup>3</sup>	Клас небезпеки	Викид г/с
Метан	0410	1	50	4	$4,5 \times 10^{-3}$

При виконанні зварювальних робіт забруднення повітря викликається газами та пилом. Вони негативно впливають на людей. Шкідливими речовинами є аерозолі, що містять частинки оксидів металів та мінерали.

Під час роботи газової мережі відбуваються технологічні витоки природного газу. Ці витоки неминучі через неможливість досягти абсолютної герметичності. Викиди природного газу та одоранту можна спостерігати під час ремонтних та технічних робіт і у надзвичайних ситуаціях.

## Висновок

Наведена нормативна база метрологічного забезпечення в напрямку інтеграції в Європейські структури. Проаналізовані засоби і методи визначення витрат природного газу в метричних одиницях. Розглянуто правові засади здійснення визначення енергетичної цінності газу

Розглянуто характеристики витратомірів: змінного перепаду тиску, вихрових, тахометричних і ультразвукових. Проаналізовані характеристики витратомірів і методів вимірювання витрати газу.

Дослідженні зміни витрати газу в залежності від зміни параметрів газового потоку за допомогою звужуючого пристрою

Розглянуто характеристики поширених газових лічильників: ультразвукових, роторних, мембранних. Визначені температурні режими. Виконане порівняння характеристик роторних та мембранних лічильників. Розглянуто комплексний показник якості турбінних лічильників газу і прилади обліку природного газу українського виробництва. Проведений аналіз точності обліку газу

Розроблений проєкт реконструкції вузла обліку витрати газу промислового підприємства. Виконаний підбір вузла обліку газу для житлового будинку

Розглянуто можливості застосування ультразвукових смарт - лічильників для обліку газу в одиницях енергії та функціональні можливості Інтелектуальної інформаційної системи (ІІС)

Розглянуто спосіб модернізації системи управління вузла обліку природного газу.

Визначені небезпечні фактори при виконанні монтажних робіт, розглянуто питання техніки безпеки під час монтажних і зварювальних робіт, протипожежна безпека. Проаналізовані джерел забруднення навколишнього середовища при будівництві газопроводів і елементів на ньому.

На підставі проведеного аналізу експлуатаційних характеристик вимірювальних приладів, методів вимірювання кількості і об'єму газу, наявності обладнання обліку газу і його характеристики у населення можна зробити наступні висновки. Облік газу в одиницях енергії порівняно з метричним методом вимірювання, є більш об'єктивним засобом здійснення комерційного обліку газу. Впровадження Інтелектуальної інформаційної системи дозволить враховувати реальну теплоту згорання при визначенні кількості спожитого газу. Для її впровадження в роботу споживачі, пункти редукування газу та інші вузли газорозподільної системи повинні бути обладнаними засобами автоматичної передачі даних. Останнє повинно бути враховано при проєктуванні вузлів обліку газу.

## Список використаної літератури

1. ДБН В.2.5-20-2018. Газопостачання (з урахуванням зміни №1) . – К.: Мінрегіон України, 2019. – 113 с.
2. НПАОП 0.00-1.76-15. Правила безпеки систем газопостачання. . – К.: Основа, 2015. – 179 с.
3. Вимірювання тиску. Навчальний посібник / Петришин І.С., Сафронов Б.М. – Івано-Франківськ: Факел, 2004.–269 с.
4. Вимірювання витрати та кількості газу. Довідник /Андрієшин М.М., Карпаш О.М., Каневський С.О., Марчук Я.С., Петришин І.С., Руднік А.А., Середюк О.Є., Чеховський С.А./ . – Івано-Франківськ: ПП "Сімик", 2004. – 160с.
5. Principal content and methodology modernization of organizational and engineering design and exploitation regulations for locality gds / К. Predun, O. Obodyanska, U. Franchuk//Paradigm of Knowledge № 2(34), 2019, с. 74-92.
6. Нормативно-правове забезпечення обліку природного газу побутовими споживачами / К.М.Предун, Ю.Й.Франчук // The international research and practical conference «The development of technical sciences: problems and solutions» (April 27-28, 2018). – Brno, the Czech Republic, 2018. – P.81-84.
7. Аналіз стану нормативно-правового забезпечення обліку природного газу / К.М.Предун // Містобудування і територіальне планування: Наук.-техн. збірник /головн. ред. М.М.Осетрін. – К., КНУБА, 2018. – Вип. 67. – С.602-609.
8. Удосконалення системи обліку природного газу в одиницях енергії / К. М. Предун, В. А. Коновалюк, Ю. Й. Франчук // Вентиляція, освітлення та теплогазопостачання: наук.-техн. зб. / Київський національний університет будівництва і архітектури. – 2021.– Вип. 37.- С. 60-65. URL: <http://vothp.knuba.edu.ua/article/view/255198>
9. Зміна складу та якості газу при його русі в системі газопостачання/ Франчук Ю.Й. // Вентиляція, освітлення та теплогазопостачання: наук.-техн. зб. / Київський національний університет будівництва і архітектури. – 2022.– Вип. 40.- С. 50-56.
10. Єнін П.М., Шишко Г.Г., Предун К.М. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом: навч. посібник. – К.: Логос, 2002. – 198 с.

11. Ткаченко В.А., Склярєнко О.М. Газопостачання: підручник. – К.: ІВНВКП «Укрґеліотех», 2012. – 588 с.
12. Кодекс газорозподільних систем. Затвердж. постановою НКРЕ від 30.09.2015 № 2494.
13. Кодекс газотранспортної системи. Затвердж. постановою НКРЕ від 30.09.2015 № 2493.
14. ДБН В.2.5-41:2009 "Газопроводи з поліетиленових труб. Частина I. Проектування. Частина II. Будівництво".
15. Дослідження впливу температури на параметри природного паливного газу /В.А. Коновалюк, Ю.Й. Франчук // Вентиляція, освітлення та теплогазопостачання: наук.-техн. зб. / Київський національний університет будівництва і архітектури. – 2021.– Вип. 36.- С. 52-60.
16. ДСТУ 3383:2006 Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу. Розробники: Петришин І.С., Кузь М.В., Безгачнюк Я.В. 2006 р.
17. ДСТУ 3867-99. Лічильники газу турбінні. Загальні технічні умови. Розробники: В.Лах, Л. Хохлова, О. Гаєвська, І. Петришин, А. Бестелесний. 1999 р.
18. 10. ДСТУ ISO 15112:2009. Природний газ. Визначення енергії. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 29 с.
19. Сідак В. С. Сучасні та інноваційні технології в безпеці газопостачання : монографія / В. С. Сідак, В. М. Супонєв, Ю. Ф. Броневський ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015. – 433 с.
20. Балінський І.С., Шпак І.Г., Савченко О.О. Проектування систем газопостачання. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. – 136
21. Гончарук М. І., Середюк М. Д., Шелудченко В. І. Довідник з газопостачання населених пунктів України. - Івано-Франківськ.: Сімик, 2006.- 1313 с.
22. Склярєнко О.М., Предун К.М., Вишегородська О.О. Газопостачання: практичний посібник. – К.: КНУБА, 2016. – 280 с.

23. ДСТУ Б А.2.4-26:2008. Газопостачання. Зовнішні газопроводи. Робочі креслення.
24. ДСТУ Б А.2.4-1:2009. Умовні зображення і позначки трубопроводів та їх елементів.
25. ДСТУ Б А.2.4-10:2009. Правила виконання специфікації обладнання, виробів і матеріалів.
26. ДСТУ Б А.2.4-8:2009. Умовні графічні зображення і позначки елементів санітарно-технічних систем.
27. ДСТУ Б А.2.4-6:2009. Правила виконання робочої документації генеральних планів.
28. ДСТУ Б В.1.1-36:2016. Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою
29. ДСТУ ISO 17484-1:2012. Системи пластмасових трубопроводів з багат шарових труб для будівництва внутрішніх газопроводів з максимальним робочим тиском не більше 5 бар (500 кПа)
30. ДСТУ Б EN 1555-1:2012. Системи пластмасових трубопроводів для подачі газоподібного палива. Поліетилен (PE). Частина 1. Загальні вимоги (EN 1555-1:2010)
31. ДСТУ Б В.2.7-73-98. Труби поліетиленові для подачі горючих газів. Технічні умови. – К.: Укрархбудінформ, 1998. – 41 с. – Чинний з 01.01.99.
32. ДСТУ ISO 15112:2009. Природний газ. Визначення енергії
33. ДСТУ 3336-96. Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги. – К.: Держстандарт України, 1996. – 11 с. – Чинний з 01.07.96.
34. ДСТУ 2204-93. Плити газові побутові. Загальні технічні вимоги. – К.: Держстандарт України, 1993. – 45 с.
35. Про внесення змін до деяких законів України щодо запровадження на ринку природного газу обліку та розрахунків за обсягом газу в одиницях енергії: Закон України від 05.01.2022 р. – Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2022, № 5, ст.30.
36. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Розпорядження КМУ від 24.07.2013 №1071.