

Енергетика, контроль та діагностика об'єктів нафтогазового комплексу

УДК 620.93

ПРОБЛЕМНІ ПИТАННЯ ОЦІНКИ ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В УКРАЇНІ

¹ О.М.Карпаш, ² І.Я.Дарвай

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
тел. (03422) 42430, mkarpash@nung.edu.ua

² ДП „Івано-Франківськстандартметрологія”, 76007, м. Івано-Франківськ, вул. Вовчинецька, 127,
тел. (03422) 30200, dsms@if.ukrtel.net

Произведен анализ существующей отечественной и зарубежной нормативной базы касательно требования к показателям качества природного газа. Выполненный анализ показал, что на данный момент в Украине действует устаревшая нормативная база в сравнении с европейскими нормами и указано на необходимость ее гармонизации.

The review of existing normative documents in Ukraine and abroad countries regarding natural gas quality requirements. The analysis done in this paper showed that at the present time in Ukraine the matured normative base compared to European norm and the need for harmonization is stated.

Найважливіші енергетичні компанії світу прогнозують зростання потреб у природному газі протягом 20 наступних років і особливо стрімким воно буде в країнах, які розвиваються. Так, за останні 20 років світове споживання енергії збільшилось на 38%, нафти – на 12%, вугілля – на 28%, а природного газу – на 65% [1-2].

Україна належить до країн з дефіцитом власних природних вуглеводневих ресурсів, задовольняючи потребу в газі за рахунок власного видобутку лише на 24-27%. Сьогодні частка нафти і газу в загальному балансі використання первинних енергоресурсів України становить близько 60%. Пріоритетним енергоресурсом для нашої держави є природний газ, частка якого в енергобалансі за останні роки складає 41-43% (рис. 1) [3].

Більшість природного газу, який споживається в Україні – це імпортований з-за кордону (російський, узбецький, туркменський) та зароблений за транзит через нашу територію (рис. 2). Запаси газу в Україні станом на 01.01.2005 р. становили 1121 млрд. м³, що в теперішніх темпах споживання газу вистачить приблизно на 10-12 років [4]. На сьогоднішній день Україна знаходиться у третій десятці виробників газу, проте серед лідерів з його споживання. Украї-

на, за невеликого об'єму видобування, споживає природного газу приблизно як Канада або Японія. Найбільшими споживачами природного газу в нашій країні залишається населення та сфера компобуту, на яких припадає близько 30% від усієї спожитої кількості газу [4].

Серед невирішених проблем, які безпосередньо впливають на споживання природного газу в Україні є його нераціональне споживання, а також відсутність „енергоощадного” мислення. Саме тому на першому плані стає питання економії природного газу. А економія нерозривно пов'язана з рядом невирішених проблем щодо обліку природного газу, оскільки без точного та надійного обліку економія газу неможлива [5-10].

Важливим питанням є також система розрахунку за спожитий газ. Якщо практично в усіх країнах світу постачальник зі споживачем природного газу здійснює технічний розрахунок енергоємності E (обчислюється як добуток об'єму газу V та нижчої теплоти згоряння Q_H), тобто проводить коригування вартості природного газу залежно від його якості, то в Україні розрахунок споживачів за природний газ здійснюється за обсягами переданого газу без урахування його теплоти згоряння [11].

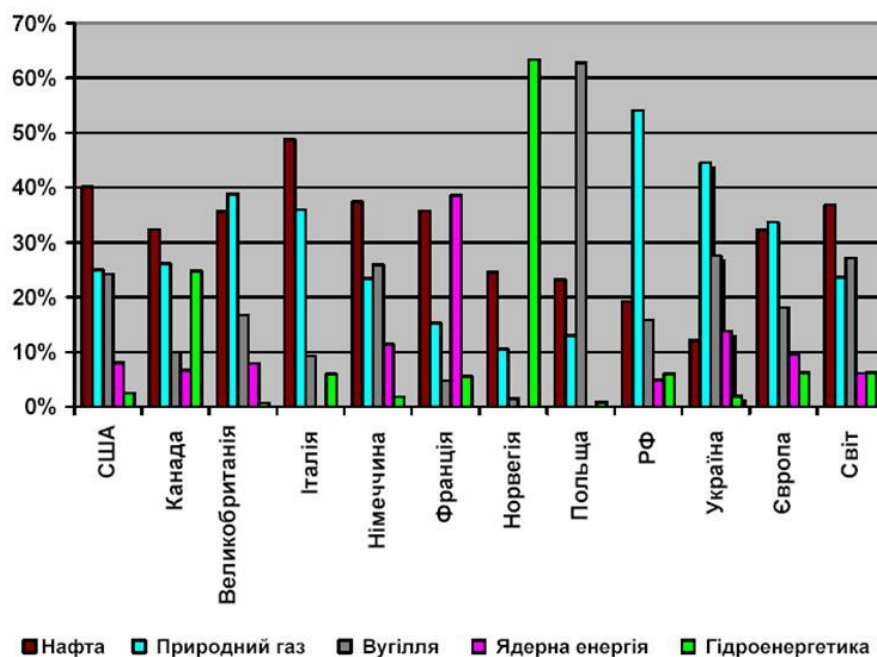


Рисунок 1 – Структура споживання первинної енергії в країнах світу та в Україні у 2004 р.

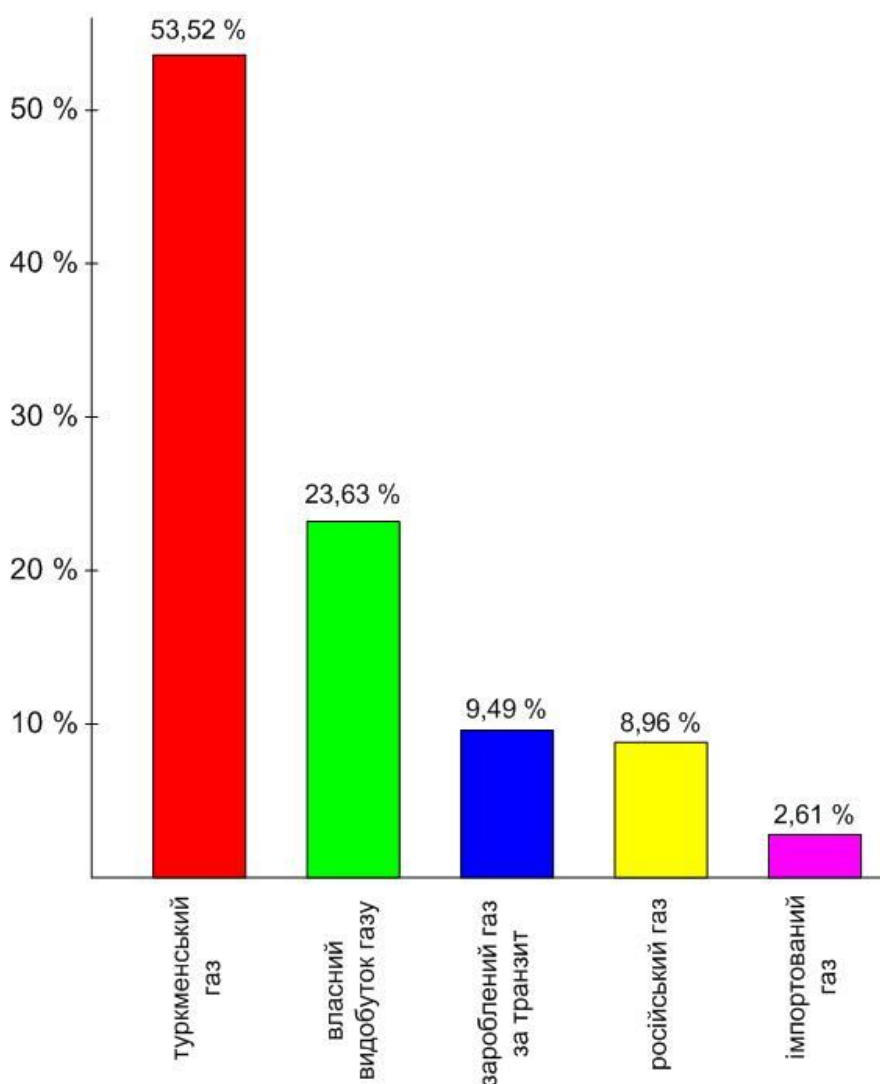


Рисунок 2 – Структура видобування та імпорту природного газу в Україні у 2006 р.

Таблиця 1 – Специфікації щодо якості природного газу

Показник	Норвегія	GS(M)R ¹ (Велика Британія)	Typical NTS (10YS) ² (Велика Британія)	IUK ³ (Велика Британія)	EASEEgas Marcogaz ⁴ (Євросоюз)	ГОСТ 5542 (Росія, Україна)
Вища теплота згоряння, МДж/м ³	38,1 - 43,7	-	36,9 - 42,3	38,9 - 44,6	35,01 - 45,18	-
Нижча теплота згоряння, МДж/м ³	-	-	-	-	-	від 31,8 МДж/м ³
Число Воббе, МДж/м ³	48,3 – 52,8	47,2 - 51,41	48,14 – 51,41	48,23 – 51,17	47,0 – 54,0	41,2-54,5
Вміст кисню	0,1 моль %	0,2 моль %	0,1 %	0,1 %	(0,1-1,0)%	не більше 1 %
Вміст CO ₂	2,5 моль %	-	2 моль %	2 моль %	2,5 моль %	-
Вміст сірководню H ₂ S	5 мг/м ³	≤ 5 мг/м ³	не більше 0,33 %	не більше 0,3 %	-	-
Вміст меркаптанової сірки	-	-	-	-	-	0,036 г/м ³
Інтенсивність запаху	-	-	-	-	-	3 бали за об'ємної частки газу в повітрі 1%
Загальний вміст сірки	0,15 %	≤ 50 мг/м ³	0,15 %	0,15 %	≤ 50 мг/м ³	-
Точка роси вологи	-18°C за тиску 69 атм.	в межах, які забезпечують нормальну роботу трубопроводу	-10 °C за тиску подачі	-10 °C за тиску 69 атм.	-8 °C за тиску 69 атм.	не нижча за температуру газу
Точка роси вуглеводнів	-10 °C за тиску 50 атм.	-//-	-2 °C за тиску 75 атм.	-2 °C за тиску 69 атм.	-2 °C за тиску 69 атм.	-
Температура постачання, °C	-	-	від 1 до 38	від 2 до 38	-	-
Вміст водню	-	0,1 моль %	0,1 моль %	-	0,1 моль %	не допускається
Індекс неповного згоряння ICF	-	менше від 0,48	менше від 0,48	-	-	-
Індекс сажотворення	-	менше від 0,60	менше від 0,60	-	0,5548-0,7000	-
Вміст інертних газів	-	-	не більше 7 моль %	-	-	-
Вміст азоту	-	-	не більше 5 моль %	-	-	-
Маса механічних домішок	-	-	-	-	-	0,001 г/м ³

¹GS(M)R (Gas Safety Management Regulations) – Вимоги до організації робіт із техніки безпеки щодо природного газу

²Typical NTS (10YS) (National Transmission System) – Національна систем магістральних ліній транспортування газу

³IUK (Interconnector United Kingdom) – Інтерконектор Юнайтед Кінгдом

⁴EASEEgas Marcogaz (European Association for the Streamlining of Energy Exchange) – Європейська асоціація оптимізації забезпечення енергією

Проблема якості продукції взагалі на сьогоднішній день набуває розголосу. Особлива увага приділяється якості світлих нафтопродуктів та питанням, які стосуються експрес-контролю їх якості [12-14]. А от проблема оцінки якості природного газу залишається невирішеною для України і її вирішення мало би початись із введення в дію відповідних нормативних документів, які регламентували вимоги до складу газу, що реалізується споживачам.

База нормативного забезпечення даної сфери за своїм віком належить до часів колишнього Радянського Союзу. До недавнього часу якість газу регламентована була технічними умовами ТУ У 320.00158764.007-95 „Гази горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи” та ТУ У 320.00158764.033-2000 „Гази горючі природні родовищ України для промислового та комунально-побутового призначення”, які є відмінними на сьогоднішній день. Вимоги до якості природного газу, який подається в магістральні газопроводи, викладені ГОСТ 5542-87 [14], який успадковано від колишнього Радянського Союзу. Цей нормативний документ поширюється на природні горючі газу, які призначені в якості сировини та палива для промислового та комунально-побутового споживання. Новий державний стандарт України „Газ природний горючий для промислового та комунально-побутового призначення. Технічні умови” знаходиться на стадії розроблення (розробник – УкрНДІ природних газів ДП „Науканафтогаз” – ТК 133 „Газ природний”).

У міждержавному стандарті ГОСТ 5542-87 ставляться вимоги до наступних показників природного газу: теплота згорання (нижча), область значень числа Воббе (вищого), масова концентрація сірководню, масова концентрація меркаптанової сірки, об'ємна частка кисню, маса механічних домішок та інтенсивність запаху, що в принципі відповідає ідеології сучасних Європейських вимог до якості природного газу (табл. 1).

Теплоту згорання природного газу можна назвати основним показником якості природного газу, оскільки теплота згорання є показником призначення [12], тому що визначає енергетичну цінність газу. Тим більше, що надходження та вибуття обсягів газу, який пройшов через кордон України (за умовами договору) здійснюється з урахуванням його калорійності.

Розрізняють вищу і нижчу теплоту згорання газів. Вища теплота згорання Q_B – це повна кількість теплоти, яка утворюється під час спалювання 1 м^3 газу, приведенного до нормальних умов. Вища теплота згорання рівна сумі кількості теплоти, що передається тілу, яке нагрівається під час спалювання Q_T і додаткової теплоти $Q_{ПАР}$, яка виділяється під час конденсації утвореної водяної пари. Вища теплота згорання визначається як кількість теплоти, що виділяється під час згорання палива за 0°C .

Нижча теплота згорання Q_H рівна різниці вищої теплоти згорання спалюваного газу і теплоти, яка виділяється під час утворення водяної пари від згорання газу

$$Q_H = Q_B - Q_{ПАР}, \quad (1)$$

де $Q_{ПАР}$ – кількість теплоти, яка виділяється під час конденсації водяної пари, що утворилася під час згорання 1 м^3 газу.

Згідно з ГОСТ 5542 нормується лише нижча теплота згорання. Нижча теплота згорання – це кількість теплоти, яка передається тілу, що нагрівається, якщо температура його є вищою температури конденсації води (100°C).

Теплоту згорання природного газу можна визначити двома методами: розрахунковим – обчислюється за компонентним складом природного газу (як сума добутоків теплоти згорання компонента природного газу на його кількість) або за методом, який базується на визначенні теплоти за допомогою водяного калориметра [16].

Число Воббе – це показник якості газу, що використовується в побутових газових пальниках. Він визначає режим горіння газу в побутових приладах, взаємозаміну газу змінного складу для забезпечення нормального режиму горіння. Число Воббе враховує взаємозв'язок теплоти згорання газу і густини газу у відношенні до повітря.

Число Воббе (нижче або вище) в МДж/м^3 розраховують за формулою [17]

$$W = \frac{Q}{\sqrt{d}}, \quad (2)$$

де d – відносна густина природного газу.

Відносну густину розраховують за формулою

$$d = \sum_i d_i \cdot C_i, \quad (3)$$

де d_i – відносна густина i -го компонента газу.

На даний час число Воббе є найуживанішою одиничною мірою у світі, яка характеризує горіння газу. На рисунках 3-4 зображено нормовані значення числа Воббе в деяких країнах Європи. Рисунки дають яскраву картину того, як українські вимоги відрізняються від вимог європейських держав. Різниця у вимогах до якості газу серед країн Європи виникла, здебільшого, через прийняття цими країнами різних моделей визначення взаємозамінності газу, а також високий технічний рівень апаратури для визначення якості газу. У цьому плані Великобританія володіє найбільш розвиненим та чи не найстарішим внутрішнім ринком в Європі [18].

Що стосується інших показників якості, то наявність у газі сірководню сприяє розвитку корозії внутрішньої поверхні газопроводів, газоперекачувальних агрегатів, арматури, забруднює атмосферу приміщень токсичними продуктами. Механічні домішки викликають ерозію, зношення газопроводів, компресорних агрегатів, призводить до засмічення контрольно-вимірвальних приладів і збільшує вірогідність аварійних ситуацій на компресорних станціях, газопроводах, газорозподільних станціях.

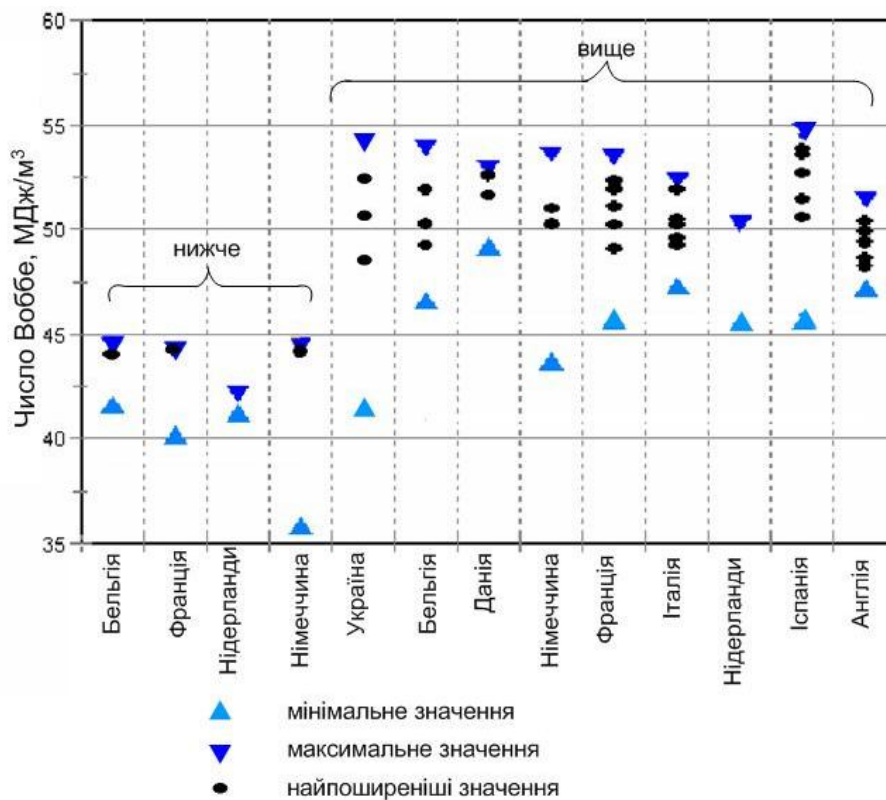


Рисунок 3 – Порівняння європейських технічних умов щодо числа Воббе

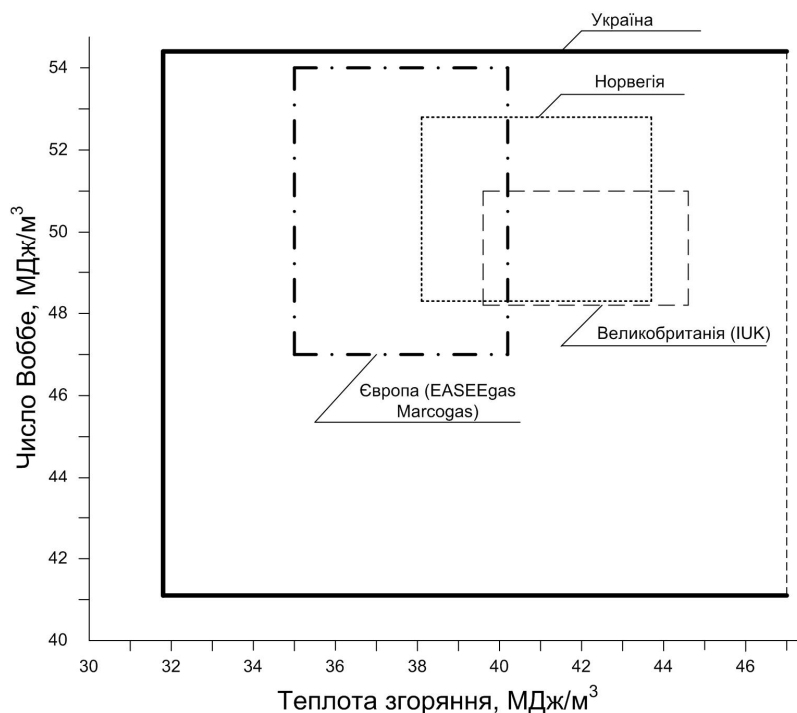


Рисунок 4 – Межі чисел Воббе

Щодо вмісту кисню, то у природних газах кисень відсутній взагалі. У процесі будівництва газопроводів або ремонту кисень може бути внесений, якщо виконано недостатнє продування трубопроводу. Наявність кисню в природному газі може призвести до утворення вибухонебезпечних сумішей, а за наявності сірководню – до виділення елементарної сірки. Мерка-

панова сірка міститься у газі в невеликій кількості, вона вводиться в газ для надання йому запаху як одорант.

У таблиці 1 наведено технічні вимоги щодо якості природного газу для різних країн світу та України.

Аналізуючи рис. 3 та таблицю 1, можна зробити такі висновки:

1. В Європі регламентується діапазон тільки вищої теплоти згоряння (тобто повна теплота, яка виділяється під час згоряння природного газу), а в Україні тільки нижчої теплоти згоряння.

2. Межі зміни числа Воббе в Україні значно ширші, ніж у європейських специфікаціях. Середня різниця між мінімальним та максимальним значеннями числа Воббе у Європі становить $4,38 \text{ МДж/м}^3$, а в нашій державі – $13,3 \text{ МДж/м}^3$. Падіння числа Воббе призводить до зниження тепла, що виділяється під час згоряння природного газу. За таких умов точні пристрої (наприклад, миттєві нагрівачі води) не можуть працювати і може відбутися загасання полум'я і, як наслідок, вибух. Збільшення ж числа Воббе призводить до того, що воно наближується до точки, в якій газу стає замало часу для того, щоб відбулося з'єднання його з киснем і в якій відбуватиметься такий процес, як недостатнє згоряння.

3. У технічних умовах на природний газ відсутній такий показник, як оксид вуглецю (СО), який є однією з причин недостатнього згоряння. Оксид вуглецю належить до надзвичайно токсичних газів і загальне збільшення СО в газі призводить до збільшення ризику смертності від отруєння ним в Україні.

4. Відсутність у наших вимогах таких показників як індекс попелотворення та індекс неповного згоряння не дають змоги отримати повну картину згоряння газу.

5. Згідно зі встановленими нормами вміст одоранту (меркаптанової сірки) в газі зумовлений необхідним рівнем запаху і становить 16 г /1000 м^3 газу. Звідси виникає питання у недоцільності визначення інтенсивності запаху, яке проводиться експертним методом і має досить суб'єктивні результати.

6. У вітчизняних нормативних документах, на відміну від європейських, не регламентується вміст сірководню та загальної сірки, які є досить токсичними речовинами та сприяють корозії трубопроводів.

Отже пропонується провести роботу щодо узгодження вітчизняної нормативної бази з питань оцінки якості природного газу з міжнародними нормами та стандартами. До речі, в Європейському Союзі вже тривалий час існує намір про виконання проекту щодо гармонізації нормативних документів країн СНД, які регламентують вимоги до обліку та оцінки якості природного газу з європейськими нормами [19].

Запровадження визнаної усіма учасниками ринку стандартизованої та міжнародно визнаної методології оцінки якості газу стане стимулом для виробників газу для випуску якісної продукції, оскільки ціна та якість є нерозривними поняттями – якісний продукт повинен коштувати дорожче і навпаки, на неякісну та невідповідну вимогам стандартів продукцію ціна повинна бути нижчою. Перевагою від запровадження цієї системи для споживачів стане те, що оплата за спожитий газ буде проводитись з урахуванням не тільки кількості викорис-

таного газу, а й якості – кількості тепла, що виділиться під час його спалювання, тобто з урахуванням теплотворної здатності природного газу. Така система взаємовідносин підштовхне також до розробки нових й удосконалення існуючих технічних засобів контролю якості природного газу у виробника, продавця та споживачів.

Література

1 Бакулін Є.М., Шелудченко В.І., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О., Горбунов В.І. Основні напрямки розвитку нафтової і газової промисловості України // Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції „Ресурсозберігаючі технології у нафтогазовій енергетиці”. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – Р.02.

2 Putting energy in the spotlight (BP Statistical Review of World Energy), June 2005

3 Гончарук М.І., Середюк М.Д., Шелудченко В.І. Довідник з газопостачання населених пунктів України. – Івано-Франківськ: Сімик, 2006. – 1314 с.

4 НАК „Нафтогаз України” – www.naftogaz.com.

5 Пістун Є.П., Учитель І.Л. Сучасні проблеми обліку природного газу // Матеріали Всеукраїнської науково-технічної конференції „Витратометрія-2003”. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – С. 11.

6 Пістун Є.П. Облік та економія енергоресурсів // Управління енерговикористанням: 2-а Міжнародна науково-практична конференція. Доповіді. – Львів, 1997. – С. 12-14.

7 Андрієшин М.М., Каневський С.О., Петришин І.С. Карпаш О.М., Марчук Я.С., Руднік А.А., Середюк О.Є., Чеховський С.А. Вимірювання витрати та кількості газу: Довідник. – Івано-Франківськ: ПП "Сімик", 2004. – 160 с.

8 Бродин І.С. Точний облік витрати природного газу – запорука зменшення його втрат // Матеріали Всеукраїнської науково-технічної конференції "Проблеми забезпечення обліку газу в Україні". – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2001. – С. 116-118.

9 Кузь М.В., Петришин Н.І. Мінімізація втрат природного газу, при обліку в комунально-побутовій сфері, за рахунок введення поправочних коефіцієнтів // Матеріали Всеукраїнської науково-технічної конференції "Вимірювання витрати та кількості газу (Витратометрія-2005)". – Івано-Франківськ, 2005. – С. 51.

10 Петришин І.С. Стан та проблеми забезпечення обліку газу в Україні // Методи та прилади контролю якості. – 1999. – №3. – С. 49-51.

11 Гречка О.М. Методичні аспекти обліку природного газу в системі натуральних вимірювань // Матеріали Всеукраїнської науково-технічної конференції „Витратометрія-2005”. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2005. – С.38-39.

12 Карпаш О.М., Карпаш М.О., Петришин І.С. Удосконалення спектрального методу для експрес-контролю якісних показників нафтопродуктів // Методи та прилади контролю якості. – 2005. – № 6. – С. 89-92.

13 Пат. UA 77783 Україна, МПК G01N 21/00, G01N 21/35. Спосіб визначення якісних параметрів бензинів та дизельних палив при проведенні їх мобільного експрес-контролю / Школьник Л.С., Петришин І.С., Крижанівський Є.І., Карпаш О.М. (Україна). Опубл. 15.01.2007; Бюл.№1.

14 ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

15 ГОСТ 23781 – 87. Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава.

16 ГОСТ 27193-86 Газы горючие природные. Метод определения теплоты сгорания водным калориметром.

17 ГОСТ 22667-82. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббэ.

18 Importing Gas Into The UK – Gas Quality Issues. A report to Department of Trade and Industry, Ofgem and the Health and Safety Executive. November, 2003.

19 Individual service contract forecast. 2006/S 82-085988. Taxis – harmonization of gas technical standards and practices in eastern Europe and Caucasus. (<http://ted.europa.eu>).

УДК 697.34

МЕТОДИКА ОЦІНКИ ТЕПЛОВИХ ВТРАТ ПІДЗЕМНИХ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ

¹ І.Р.Ващишак, ² С.П.Ващишак, ² В.Д.Миндюк, ² С.А.Чеховський

¹ Науково-виробнича фірма "Зонд", 76000, м. Івано-Франківськ, вул. Микитинецька, 5 а

² ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
public@nung.edu.ua

В результате значительных тепловых потерь, возникающих в подземных тепловых сетях резко возрастает энергопотребление системы отопления и финансовые расходы на ее содержание и дополнительное приобретение энергоресурсов. Ремонт и замена поврежденных участков трубопроводов тепловых сетей происходит очень медленно из-за значительных материальных расходов и длительного времени на поиск мест повреждения.

В данной статье рассмотрены существующие методы и приборы для определения тепловых потерь и поиска мест повреждения подземных тепловых сетей. Предложена структура устройства, с помощью которого можно осуществить оценку тепловых потерь и быстро находить места их возникновения, а также проводить идентификацию поврежденной трубопроводов. Рассмотрена модель распространения теплового потока от трубопроводов и разработана методика оценки тепловых потерь.

В даний час житлово-комунальний сектор України знаходиться у процесі реформування. Одним з основних аспектів реформування житлово-комунального господарства є зниження витрат на виробництво, передачу та споживання енергоресурсів. Значну частину фінансових витрат регіональних адміністрацій займають витрати на енергоресурси, що використовуються для опалення житлового фонду.

Опалення населених пунктів здійснюється, в основному, двотрубними тепловими мережами, в яких одним трубопроводом до споживача подається гарячий, а другим повертається холодної теплоносій. Теплові мережі прокладаються в підземних каналах (85%), безканалним способом (5%) і наземно (10%). Підвищені

As a result of considerable thermal losses from underground thermal networks energy consumption of the system of heating and financial charges on its maintenance and additional acquisition of power resources grows sharply. Repair and replacement of the damaged areas of pipelines of thermal networks takes place very slowly through considerable material charges and long time on the search of damage sites.

Existent methods and devices are considered in the given article for the exposure of thermal losses and search of sites of damage of underground thermal networks. The structure of device by means which it is possible to carry out evaluation of thermal losses and quickly find the places of their origin and conduct authentication of damages of pipelines is offered. The model of distribution of thermal stream is considered from pipelines and the evaluation method of thermal losses is developed.

теплові втрати теплових мереж пояснюються не тільки низькими теплоізоляційними властивостями трубопроводів з мінераловатною ізоляцією, але й значним фізичним зношенням тепломагістралей. Переважна більшість підземних теплових мереж має понаднормові терміни експлуатації, близько 40% з яких знаходяться у зношеному стані. Внаслідок обмеженості фінансування фактична заміна трубопроводів теплових мереж на рік не перевищує 4% від їх довжини.

Найчастіше причиною пошкодження трубопроводів підземних теплових мереж (до 80%) є їх зовнішня корозія, що виникає внаслідок контакту металу труб з водою через періодичне або постійне затоплення каналів ґрунтовими чи