Держспоживстандарт України, 2009. – 8с. – (Національний стандарт України).
3. Japanese Agricultural Standart for organic Plants (Notification №1605 of 2005) (the last revision March, 2012) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.maff.go.jp/e/jas/specific/organic.html.
4. Якість грунту. Біологічні методи. Визначення мінералізації азоту і нітрифікації в грунтах та впливу хімічних речовин на ці процеси (ISO 14238: 1997, IDT) : ДСТУ ISO 14238:2003. [Чинний від 2003.11.06.]. К: Держспоживстандарт України, 2004. – 12. – (Національний стандарт України).
5. Екологічні проблеми землеробства / І. Д. Примак [та ін.]; за ред. І. Д. Примака. – К. : Центр учбової літератури, 2010. – 456 с.
6. Бондар О.І., Горох М.П., Корінько І.В. та ін. «Утилізація та рекуперація відходів», Навчальний посібник. – К.-Х.: ДЕІ-ГТІ, 2005. – 460 с.
7. Горох Н.П., Саратов И.Е., Юрченко В.А. «Полимерные отходы в коммунальном хозяйстве города». – Харьков: ХНАГХ, 2004 г. – 375 с.

УДК 622.621.4

Голубенко В. П., Братах М. І., Рузіна І. М., Романова В.В.
Український науково-дослідний інститут природних газів – УкрНДІгаз філія, ПАТ «Укргазвидобування», Національний Технічний Університет «Харківський політехнічний інститут»

РОЗРАХУНОК ОБСЯГІВ ВИТРАТ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ПІД ЧАС ЛІКВІДАЦІЇ АВАРІЇ НА ЛІНІЙНІЙ ЧАСТИНІ ГАЗОПРОВОДУ

Актуальність роботи. Єдина газотранспортна система України складається з експортних газопроводів, якими перекачується газ до Євросоюзу та країн Балканського півострова, магістральних газопроводів, до яких також додається газ власного видобутку, газопроводів-відводів, що постачають видобутий газ або направляють газ до газорозподільних мереж середнього та низького тиску. Відповідно до вимог Кодексу газотранспортної мережі, вузли підключення до газопроводів обладнані приладами комерційного обліку газу (фактично – вузлами комерційної передачі газу від одного до іншого суб'єкта господарювання). А отже, в розрізі видобувного підприємства в разі встановлення вузла обліку на УКПГ, газ, що попадає в газопровід-відвід, є вже власністю газотранспортної компанії, незважаючи на те, що газопровід-відвід експлуатує газовидобувна компанія. Середній час реагування на ліквідацію витоку з газопроводів-відводів лінійно-експлуатаційною службою не перевищує 2 год 15 хв. Відповідно до робочого тиску в газопроводах із різною технічною характеристикою та сформованого тиску в місці витоку, технологічні втрати газу, викликані розгерметизацією труби будуть різні. Проблеми виникають в разі будь-яких аварійних ситуацій, пов'язаних із розгерметизацією трубопроводу, за якою саме формулою або методикою слід враховувати технологічні втрати.

Аналіз попередніх досліджень, відокремлення невирішених раніше питань. Оскільки, враховуючи вищезазначені умови, витік стається на трубопроводі, що знаходиться в обслуговуванні газопромислового підприємства, але його тривалість і обсяг впливають на режими роботи (баричний режим і транзитний баланс) газу декількох підрозділів газотранспортного підприємства, для розрахунку повинні використовуватись діючі нормативні документи (Стандарти організації), які регламентують порядок визначення обсягів витрат природного газу на виробничо-технологічні потреби під час його транспортування газозбірною або газотранспортною системою, зокрема [1, 2].

Обидві методики нормують величину технологічних втрат газу в різних аварій-

них або технологічних ситуаціях, але можуть застосовуватись лише в межах одного з підприємств.

З метою оцінки точності розрахунку за двома вище приведеними нормативними документами величину пропускної здатності трубопроводу (максимального об'єму газу, що міг би бути випущений в атмосферу внаслідок розгерметизації трубопроводу) розраховано за основним рівнянням газопроводів та рівнянням критичного витікання газу через отвори (розділ Транспортування нафти і газу під редакцією В.Я. Грудза [3]). Похибка під час визначення величини стравленого газу, застосовуючи формули Сен-Венана-Вентцеля (критичний витік), обумовлюється необхідністю точності визначення величини тиску в місці витоку, що передбачає комплексний ітераційний підхід до вирішення поставленої проблеми.

Мета роботи: визначення оптимального методу розрахунку технологічних втрат газу під час розгерметизації трубопроводу та перевірка його точності за фізичними формулами.

Викладення основного матеріалу статті. Складність розрахунку полягає в тому, що витік, який стався на газопроводі-відводі, залежно від його тривалості, може призвести до зниження тиску в окремій частині ГТС, що пов'язана з газопроводом-відводом. Саме тому, найбільш потужна газотранспортна організація України в основу покладає балансовий метод визначення технологічних втрат і витрат газу на всіх ділянках ГТС, пов'язаних із газопроводом-відводом, а найбільш потужна газовидобувна компанія обраховує такий витік як аварійне витікання через штуцер до певного тиску.

В обох методах суттєвою проблемою є визначення величини робочого тиску в місці витоку, що встановлюється протягом певного часу та зумовлюється пропускною здатністю ГТС при певному робочому тиску, оскільки від правильності визначення його величини залежить результат розрахунку, який може відрізнятися в рази.

З метою систематизації даних розглянуто витік тривалістю 2 години 10 хвилин, зафіксований на газопроводі-відводі від УКПГ до системи низьконапірних та високонапірних МГ, який відбувся внаслідок розгерметизації (пориву) лінійної частини (тіла) трубопроводу. На момент аварії газ з УКПГ подавався в МГ із тиском 45 ат. Система МГ, що приймає і транспортує газ власного видобутку є складною багатонитковою системою, що транспортує газ з підземних сховищ газу України в напрямку ЄС. Система зв'язує магістральні газопроводи і газопроводи-відводи із різною технологічною характеристикою загальною протяжністю понад 200 км. В цю систему магістральних газопроводів подавався газ із різних ДКС та УКПГ, та відбирався різними ГРС і кінцевим споживачем газу – ГВС. Протягом двох годин зафіксоване падіння тиску в системі склало від 0,6 ат на вході до кінцевого споживача до 4 ат на виході з найближчою ДКС.

Процес транспортування газу від ДКС ГВС по системі МГ супроводжується природним падінням тиску (втратами тиску на транспортування системою МГ) з 45 ат до 36 ат.

Визначення обсягів витрат газу під час ліквідації аварій на лінійній частині магістрального газопроводу згідно з [2,4,5]. Відповідно до вимог цього нормативного документу основні обсяги витрат газу під час розриву нитки газопроводу на ділянках між компресорними станціями розраховуються витрати, зумовлені частковим спорожненням двох ділянок газопроводу довжиною $L_а$ та $L_в$ від моменту аварії до зупинки попередньої $КС_а$ і наступної $КС_в$, або до закриття охоронних кранів $A_{охор}$ і $B_{охор}$, або лінійних кранів A_i та B_i (після будинків обхідників) (Рис. 1). На багатониткових газопроводах (Рис. 1) до вищезгаданих витрат додаються витрати газу за проміжок часу до закриття кранів на перемичках від аварійного газопроводу до сусідніх ниток МГ.

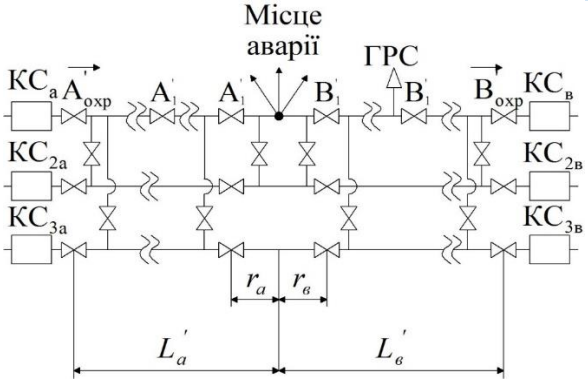

Рис. 1. Розрахункова схема аварійної ділянки на багатонитковій системі магістрального газопроводу

Визначення обсягів витрат газу на першій стадії. Обсяги витрат газу на першій стадії після аварії $Q^{I}_{Авар.}$ визначаються за формулою, м^3:

$$Q^{I}_{Авар.} = \left(\begin{array}{l} H_1 + H_2 + H_3^{KCa} - \\ -\left(\sum H_4^{відб} + H_5^{KCв} \right) \end{array} \right), \qquad (1)$$

де H_1 – обсяги витрат газу під час часткового спорожнення i-тих ділянок МГ між КСа, КСв та місцем аварії, визначається за формулою, м^3:

$$H_1 = \frac{T_c}{P_c} \sum_{i=1}^{n} \frac{V_i}{T_i} \left(\frac{P_{1i}}{K_{1i}} - \frac{P_{2i}}{K_{2i}} \right), \qquad (2)$$

де V_i – геометричний об'єм i-тої ділянки МГ, м^3; T – фактична температура газу на i-тій ділянці, К; P_{1i} і P_{2i} – середній тиск на i-тій ділянці МГ до аварії та в момент закриття кранів $A_{охор}$ і $B_{охор}$ або під час зупинки КСа і КСв, МПа; K_{1i} і K_{2i} – коефіцієнти стисливості газу відповідно за P_{1i} і P_{2i} та за T_i (визначається згідно з додатком Г [2]); H_2 – обсяги витрат газу під час часткового спорожнення i-тих ділянок МГ від місця аварії до КСв, визначається за формулою, аналогічною як для H_1 з підстановкою конкретних параметрів ділянок МГ протяжністю $L_в$; H_3^{KCa} – обсяги витрат газу КСа від моменту аварії до зупинки КС, визначається за формулою, м^3:

$$H_3^{KCa} = q_{KCa} \cdot \tau_{KCa}, \qquad (3)$$

де q_{KCa} – витрати газу на КСа від моменту аварії до зупинки КСа, м^3/хв; τ_{KCa} – час від моменту аварії до зупинки КСа, хв; $H_4^{відб}$ – обсяги газу, які відібрані попутними споживачами через ГРС із суміжних ділянок МГ від моменту аварії до закриття крану на вході ГРС або на початку відводу до ГРС, м^3; $H_5^{KCв}$ – відбір газу КСв від моменту аварії до зупинки КСв, визначається за формулою, аналогічною як для H_3^{KCa} з підстановкою конкретних параметрів, м^3.

Згідно із викладеним в [2] складові $H_4^{відб}$ та $H_5^{KCв}$ не є витратами.

Результати розрахунку по обсягах витрат H_1, H_2, H_3^{KCa}, відборів $H_4^{відб}$, $H_5^{KCв}$ та загального обсягу витрат газу $Q^{I}_{Авар}$ на першій стадії ліквідації аварії зведено до табл. 1 [2].

Таблиця 1 - Складові та загальний обсяг витрат газу на І стадії ліквідації аварії

Складові загальних технологічних втрат	Обсяг витрати газу, м^3
Обсяги витрат газу під час часткового спорожнення ділянок МГ між КСа, КСв та місцем аварії (H_1)	150226,2
Обсяги витрат газу під час часткового спорожнення ділянки між УКПГ та краном-підключення до МГ (H_2)	3883,72
Обсяги витрат газу КСа від моменту аварії до моменту закриття кранів (H_3^{KCa})	828675,5
Обсяги газу, які відібрані попутними споживачами через ГРС із суміжних ділянок МГ від моменту аварії до закриття крану на вході ГРС або на початку відводу до ГРС ($H_4^{відб}$)	35352,92
Відбір газу КСв від моменту аварії до моменту ліквідації витоку ($H_5^{KCв}$)	572826,3
Загальний обсяг витрат газу на першій стадії ліквідації аварії ($Q^{I}_{Авар}$)	**374606,2**

Розрахунок сумарної втрати газу при зупинці та запуску апарату, ділянки

газопроводу або технологічної установки тощо згідно з [1,6,7]. Цей СОУ розглядає будь-який трубопровід як певну технологічну установку або апарат та нормує лише норму H_1 в формулі 1 за [2]. Крім того, цей СОУ регламентує алгоритм визначення втрат газу в процесі проведення капітального та поточного ремонту технологічних установок та обладнання; на продування шлейфів свердловин; за рахунок часткової негерметичності ущільнень обладнання та комунікацій; внаслідок негерметичності технологічного обладнання (штоки запірної арматури тощо); при експлуатації газопроводів, які є складовими загальних технологічних втрат тиску, що могли супроводжувати аварійний витік газу до моменту його ліквідації зведено до табл. 2.

Таблиця 2 – Загальні витрати газу при аварійному витоку на газопроводі згідно із вимогами [1] (ПАТ «Укргазвидобування)

Назва норми витрат	Розмірність	Величина
Втрати газу при зупинці та запуску апарату, ділянки газопроводу або технологічної установки	м^3	150226,2
Втрати газу на спорожнювання газопроводу під час підготовки до продування та заповнення газопроводу до відновлення робочого тиску	м^3	3971,6
Витрати через негерметичність ущільнень	м^3	11,4
Витрати через негерметичність лінійної частини	м^3	27569,8
Максимально допустимі втрати газу за рахунок витоку із лінійної частини газопроводу	м^3	599,5
Загальна величина втрат газу відповідно до вимог [1] (ПАТ «Укргазвидобування)	**м^3**	**182378,5**

Як видно із двох вищепредставлених таблиць, різниця в обсягах витоку газу за обома методиками є суттєвою, тому слід оцінити максимальну пропускну здатність ділянки газопроводу-відводу до місця розриву та порівняння її з максимально можливою величиною критичного витікання газу через отвір.

Представлений нижче розрахунок виконано ітераційним методом, враховуючи, що аварійний витік газу стався в газопроводі діаметром 219 мм із товщиною стінки 6 мм на відстані 1,5 км від місця підключення до МГ. При розриві трубопроводу в місці витоку тиск стрімко падає, завантаження та лінійна швидкість в трубопроводі різко зростають, що зумовлює зростання втрат тиску на тертя в порожнині газопроводу і відповідну величину тиску в місці розриву трубопроводу.

Принцип розрахунку полягає у визначенні величини тиску в місці витоку за основним рівнянням газопроводів та формулою Сен-Венана-Вентцеля для критичного витікання газу. Результати розрахунку є оціночними і формують уявлення у фахівця щодо максимального обсягу газу, який може пропустити цей газопровід через внутрішню порожнину в умовах, що передували аварійному витоку, та максимально можливої величини тиску в області витоку.

Технологічні втрати газу через розгерметизацію трубопроводу (через дефектний отвір з площею поперечного перерізу 40 см^2) розраховані, як об'ємна витрата газу при адіабатному (без теплообміну з зовнішнім середовищем) русі через штуцер описується формулою Сен–Венана–Вентцеля

$$H_1 = \mu \cdot \omega_0 \cdot \sqrt{2R} \cdot \frac{p_1}{p_0} \cdot T_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{T_1 M_м} \cdot \frac{k}{k-1} \cdot \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k+1}{k}} \right]}, \quad (4)$$

де H_1 - об'ємна витрата газу при стандартних умовах, м^3/с; T_1 - температура на вході штуцера, К; μ - коефіцієнт витрати: для сопел лемніскатного профілю μ = =0,95 – 0.98, збільшуючись із ростом числа Рейнольдса та дещо зменшуючись з ростом p_1/p_2

(для конічних сопел при різних кутах конусності значення μ може зменшуватись аж до 0,65); k – показник адіабати (мало залежить від зміни температури і молекулярної маси вуглеводневого газу, тому часто приймають k = 1,25); R – універсальна мольна газова постійна, R = 8314,3 Дж/(кмоль·К); $M_м$ – молярна маса газу, кг/кмоль.

Застосування формули обмежене критичним відношенням тисків:

$$\left(\frac{p_2}{p_1}\right)_{кр} = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}}, \quad (5)$$

при якому швидкість потоку досягає швидкості звуку, а витрата газу стає найбільшою, тобто формула справедлива при $p_2/p_1 > (p_2/p_1)_{кр}$. При $p_2/p_1 \le (p_2/p_1)_{кр}$ у формулі треба p_1/p_2 замінити на $(p_1/p_2)_{кр}$, тобто прийняти $p_2/p_1 = (p_2/p_1)_{кр}$, тоді найбільша витрата газу буде:

$$H_1 = \mu \cdot \omega_0 \cdot \sqrt{R} \cdot \frac{p_1}{p_0} \cdot T_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{T_1 M_м} \cdot k \cdot \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}}} \quad (6)$$

Витрата газу через дефектний отвір буде обумовлюватись величиною тиску p_2, який, в свою чергу, обумовлюється пропускною здатністю:

$$q = 0{,}326 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2{,}5} \cdot \sqrt{\frac{p_n^2 - p_2^2}{\lambda \cdot \Delta \cdot T_{сер} \cdot z_{сер} \cdot l^i}}, \quad (7)$$

де q-пропускна здатність газопроводу при стандартних умовах, млн.м^3/добу; d – внутрішній діаметр газопроводу, мм; p_n і p_2 – тиск відповідно на початку та в місці витоку з газопроводу, кгс/см^2; λ - коефіцієнт гідравлічного опору; Δ - відносна густина газу за повітрям; $T_{сер.}$ – середня температура по довжині газопроводу, К; $Z_{сер}$ - коефіцієнт стисливості по довжині газопроводу; l - довжина газопроводу, км. [3]

Індекси 1 і 2 відносяться до параметрів газу відповідно до штуцера і після штуцера. Результати розрахунку представлено в табл. 3.

Таблиця 3 – Оцінка пропускної здатності ділянки газопроводу-відводу від системи МГ до місця розриву (219х5, 1,5 км)

Параметр	Розмірність	Величина
Початковий тиск	ат	45
Коефіцієнт фактичного гідроопору		0,022
Число Рейнольдса		254275,57
Коефіцієнт гідроопору (теоретичний)		0,0165
Коефіцієнт гідравлічної ефективності	%	90,9
Швидкість газу (лінійна) в газопроводі	м/с	19,8
Коефіцієнти витрати через аварійний отвір		0,95
Газова стала	Дж/(кмоль·К)	8314,3
Молекулярна маса газу	кг/кмоль	16,7
Об'ємна витрата газу через отвір в трубопроводі	м^3/с	49,004
Об'єм газу, що покинув трубопровід за 2 години 10 хв	**тис. м^3**	**370,5**
Тиск в місці аварійного витоку	ат	6,1
Втрати тиску по довжині газопроводу	ат	38,9

Таким чином, відповідно до основного рівняння газопроводів та формули Сен-Венана-Вентцеля при тиску в місці витоку 6,1 ат, зумовленого втратами тиску в трубопроводі - 38,9 ат, ділянка газопроводу діаметром 219х6 мм довжиною 1,5 км не могла пропустити через внутрішню порожнину більше, ніж 370,5 тис. м^3.

Нижче (табл.4) представлено порівняння результатів розрахунку, отриманих за двома нормативними документами із повірочними даними комплексно-ітераційного розрахунку.

Таблиця 4 – Порівняння результатів різних розрахунків

Алгоритм розрахунку	Втрати тиску, тис.м^3	Похибка до еталонного розрахунку, %
Нормативний документ газотранспортного підприємства	374,6	1,1
Нормативний документ газовидобувного підприємства	182,4	50,8
Еталонний розрахунок	370,5	0,0

Як видно із представленого вище порівняння, результат, отриманий за першим розрахунком, знаходиться в межах не лише інженерної похибки (5 %), але й доволі близький до комерційної похибки обліку газу, що передається від одного до іншого підприємства.

Висновки. Проведено розлогі розрахунки за різними методиками і порівняння їх з загальновідомими формулами, що описують процес витікання газу через штуцери, яке супроводжується зміною тиску від величини в місці витоку до атмосферного. За підсумками проведеної роботи можна констатувати, що балансовий метод на І стадії підрахунку обсягів технологічних втрат є найбільш прийнятним нормативним документом [2] для таких позаштатних ситуацій.

ЛІТЕРАТУРА:

1. СОУ 35.2-30019775-054:2012 Паливно-енергетичні ресурси. Нормування виробничо-технологічних витрат і нормативних втрат природного газу, тепла та електроенергії. Методичні положення – діючий в ПАТ «Укргазвидобування».
2. СОУ 60.3-30019801-100:2012 Газ природний горючий. Визначення обсягів витрат природного газу на виробничо-технологічні потреби під час його транспортування газотранспортною системою та експлуатації підземних сховищ газу – діючий в ПАТ «Укртрансгаз».
3. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. – К.: Львів, 1996. – 620с.
4. Капцов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах. – М.; Недра, 1988. – 160с.
5. Деточенко А.В., Михеев А.Л., Волков М.М. Спутник газовика. – М.: Недра, 1978. – 311с.
6. Васильев Г.Г., Шибнев А.В., Яковлев Е.И. Вопросы планирования и организации ремонта газопроводов. – М.: ВНИИЭГАЗпром, 1989. – 59с.
7. Векштейн М.Г., Тугунов Н.И., Галеев В.Б. Централизованное аварийно-восстановительное обслуживание линейной части магистральных трубопроводов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1975. – 90с.

УДК 624.152.61

Болотских Н.С.
Харьковский национальный университет строительства и архитектуры

ЛИКВИДАЦИЯ ЛОКАЛЬНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ПОДЗЕМНЫХ ВОД С ПОМОЩЬЮ ИГЛОФИЛЬТРОВЫХ УСТАНОВОК

Введение. При близком расположении уровня грунтовых вод к дневной поверхности из-за аварий при перевозках различных химических материалов и нефтепродуктов, в результате продолжительной деятельности некоторых предприятий и организаций (складов горючесмазочных материалов и удобрений, заправочных станций, станций технического обслуживания, различных депо, предприятий по переработке вторичного сырья, химической, легкой и другой промышленности), а также при эксплуатации систем жизнеобеспечения в городах и поселках страны (например, систем канализации) нередко про-