

УДОСКОНАЛЕННЯ СПОСОБУ ІДЕНТИФІКАЦІЇ ОБ'ЄКТА ПІДВИЩЕНОЇ НЕБЕЗПЕКИ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ

В. Б. Запужляк, Р. Б. Стасюк, Ю. Г. Мельниченко, Т. Ю. Пиріг, Д. П. Береза

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: vasyazb@gmail.com*

Попередження надзвичайних ситуацій природного та техногенного характеру, які можуть супроводжуватися численними людськими жертвами, великими матеріальними втратами та порушеннями умов життєдіяльності, є однією з важливих проблем сьогодення і потребує вивчення. Значну техногенну небезпеку становить трубопровідний транспорт вуглеводнів. Одним із кроків зменшення ризику надзвичайних ситуацій на об'єктах трубопровідного транспорту є робота з виявлення потенційних джерел небезпеки, яка полягає, перш за все, у паспортизації потенційно небезпечних об'єктів. Також відомо, що будь-яка реконструкція, переобладнання та зміни цільового призначення об'єкта газонафтопровідного транспорту потребує відповідної ідентифікації та декларації його безпеки. Останнім часом виникає необхідність у реконструкції об'єкти компресорних станцій з добудовою відповідних перемичок з метою транспортування газу в реверсному напрямку, тому паралельно виникає і потреба в ідентифікації даних об'єктів. Проведено аналіз існуючих способів ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки трубопровідного транспорту та способів визначення сумарної маси небезпечної речовини для таких об'єктів. Встановлено, що в існуючих моделях не враховано коефіцієнт стисливості газу, падіння тиску в газопроводі після відсічення ділянки, розмір еквівалентного діаметру витoku тощо. Запропонована модель для визначення сумарної маси газу, що міститься в ділянці газопроводу між лінійною запірною арматурою, та маси газу, що може виділитися протягом часу, встановленого для виявлення витoku речовини та перекриття лінійної запірної арматури. Дана модель реалізована при ідентифікації новозбудованої перемички між лінійною частиною газопроводу і входним шлейфом компресорної станції для транспортування газу в реверсному напрямку як потенційно небезпечного об'єкта.

Ключові слова: потенційно небезпечний об'єкт, газопровід, небезпечна речовина, ідентифікація.

Предупреждение чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, которые могут сопровождаться многочисленными человеческими жертвами, большими материальными потерями и нарушениями условий жизнедеятельности, является одной из важных проблем современности и требует изучения. Значительную техногенную опасность представляют трубопроводной транспорт углеводородов. Одним из шагов уменьшения риска чрезвычайных ситуаций на объектах трубопроводного транспорта является работа по выявлению потенциальных источников опасности, которая заключается, прежде всего, в паспортизации потенциально опасных объектов. Также известно, что любая реконструкция, переоборудование и изменения целевого назначения объекта газонефтепроводного транспорта требует соответствующей идентификации и декларации его безопасности. В последнее время возникает необходимость в реконструкции обвязки компрессорных станций с достройкой соответствующих перемычек с целью транспортировки газа в реверсном направлении, поэтому параллельно возникает и потребность в идентификации данных объектов. Поэтому в работе проведен анализ существующих способов идентификации объектов повышенной опасности трубопроводного транспорта и анализ способов определения суммарной массы опасного вещества для таких объектов. Установлено, что в существующих моделях не учтены коэффициент сжимаемости газа, падение давления в газопроводе после отсечения участка, размер эквивалентного диаметра утечки и т.д. Предложенная модель для определения суммарной массы газа, содержащегося в участке газопровода между линейной запорной арматурой, и массы газа, что может выделиться в течение времени, установленного для обнаружения утечки вещества и перекрытия линейной запорной арматуры. Данная модель реализована при идентификации построенной перемычки между линейной частью газопровода и входным шлейфом компрессорной станции для транспортировки газа в реверсном направлении, как потенциально опасного объекта.

Ключевые слова: потенциально опасный объект, газопровод, опасное вещество, идентификация.

The prevention of natural and man-made emergencies, which can be accompanied by numerous human and material losses and disruption of living conditions, is one of the important nowadays problems and needs to be studied. The pipeline transport of hydrocarbons constitutes a significant man-made hazard. One way to reduce the

risk of emergencies at pipeline facilities is to identify potential sources of danger in a manner of potentially hazardous objects certification. It is also known that any renovation, refurbishment of gas and oil pipeline facilities as well as theirs intended end-use alteration require proper identification and declaration of theirs safety. There has been recently being a very high need in compressor stations switching lines reconstruction that often is accompanied by construction of the appropriate connection branches of the pipeline in order to implement reversed transportation of natural gas and these objects should be consequently identified. Thus, the analysis regarding existing methods of higher danger objects identification for pipeline transport and the total mass evaluation of hazardous substances for such objects is provided. It is established that the existing models do not take into account the gas compressibility factor, the pressure drop in the gas pipeline after section cut-off, the size of the equivalent diameter of leaks and some others. A model is proposed to determine the total mass of gas contained in a section of a pipeline between linear shutdown valves and the mass of gas that can be lost over a time required to detect a leakage and close linear shutdown valves. As a result of proposed model implementation a newly built connection branch between the main line and the inlet of the compressor station, being constructed for reversed gas transportation implementation, was identified as a potentially dangerous object.

Keywords: potentially hazardous object, gas pipeline, hazardous substance, identification.

Вступ

Однією з актуальних проблем сучасності є попередження надзвичайних ситуацій природного та техногенного характеру, які можуть супроводжуватися численними людськими жертвами, великими матеріальними втратами та порушеннями умов життєдіяльності. До надзвичайних ситуацій техногенного характеру відносяться ситуації, що пов'язані з аваріями на атомних електростанціях та інших підприємствах з наявністю радіоактивних речовин, на хімічно-небезпечних, пожежовибухонебезпечних об'єктах. Значну техногенну небезпеку становлять трубопровідний транспорт та інші об'єкти життєзабезпечення. З плином часу потенційно небезпечні об'єкти стають більш вразливими до дії природних факторів, що підвищує ймовірність виникнення на них техногенних аварій і, навіть, катастроф. Це обумовлюється, перш за все, зношеністю виробничих фондів, застарілими технологіями, відсутністю коштів на підтримання техногенної безпеки. Аналіз надзвичайних ситуацій техногенного характеру показує, що сьогодні ризик виникнення цих ситуацій значною мірою визначається станом потенційно небезпечних об'єктів. І одним із кроків зменшення ризику надзвичайних ситуацій на цих об'єктах є робота з виявлення потенційних джерел, яка полягає перш за все у паспортизації потенційно небезпечних об'єктів.

Мета досліджень

Будь яка реконструкція, переобладнання та зміни цільового призначення об'єкта газонафтопровідного транспорту потребує відповідної ідентифікації та декларації його безпеки. Тобто, потребує встановлення класу безпеки об'єкту, яке полягає у визначенні сумарної маси небезпечної речовини та порівнянні її з пороговою масою небезпечної речовини. Враховуючи той факт, що в результаті диверсифікації

постачання природного газу в Україну виникає необхідність у реконструкції об'єкта компресорних станцій з добудовою відповідних перемичок, то паралельно виникає і потреба в ідентифікації даних об'єктів. Метою є проведення аналізу принципів ідентифікації відповідних потенційно небезпечних об'єктів та розроблення моделі встановлення класу безпеки ново-збудованого об'єкта на компресорній станції.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Потенційно небезпечним називають об'єкт, на якому використовуються або виготовляються, переробляються, зберігаються чи транспортуються небезпечні речовини, біологічні препарати, а також інші об'єкти, що за певних обставин можуть створити реальну загрозу виникнення аварії.

У свою чергу, серед потенційно небезпечних об'єктів існують такі, на яких використовуються небезпечні речовини у значній кількості, що може стати причиною виникнення надзвичайної ситуації техногенного та природного характеру. Такі об'єкти за визначеною процедурою відносяться до об'єктів підвищеної небезпеки (ОПН), де наявні одна або кілька небезпечних речовин чи категорій речовин у кількості, що дорівнює або перевищує нормативно встановлені порогові маси, а також інші об'єкти як такі, що відповідно до закону є реальною загрозою виникнення надзвичайної ситуації техногенного та природного характеру.

Визначимо основну термінологію та теоретичні положення, які використовуються під час ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки.

Небезпечна речовина – хімічна, токсична, вибухова, окислювальна, горюча речовина, біологічні агенти та речовини біологічного походження (біохімічні, мікробіологічні, біотехнологічні препарати, патогенні для людей і тварин мікроорганізми тощо), які становлять не-

безпеку для життя і здоров'я людей та довкілля, сукупність властивостей речовин і/або особливостей їх стану, внаслідок яких за певних обставин може створитися загроза життю і здоров'ю людей, довкіллю, матеріальним та культурним цінностям.

Порогова маса небезпечних речовин – нормативно встановлена маса окремої небезпечної речовини або категорії небезпечних речовин чи сумарна маса небезпечних речовин різних категорій.

Аварія на об'єкті підвищеної небезпеки – небезпечна подія техногенного характеру, що виникла внаслідок змін під час експлуатації об'єкта підвищеної небезпеки (наднормативний викид небезпечних речовин, пожежа, вибух тощо) і яка спричинила загибель людей чи створює загрозу життю і здоров'ю людей та довкіллю на його території і/або за його межами.

Декларація безпеки – документ, який визначає комплекс заходів, що вживаються суб'єктом господарської діяльності з метою запобігання виникненню аварій, а також забезпечення готовності до локалізації, ліквідації аварій та їх наслідків. Суб'єкт господарювання, у власності або користуванні якого є хоча б один потенційно небезпечний об'єкт чи який має намір розпочати будівництво такого об'єкта, організовує проведення його ідентифікації [1].

Потенційно небезпечним об'єктом вважається апарат або сукупність пов'язаних між собою потоками в технологічний цикл апаратів, об'єднаних за адміністративною та/або територіальною ознакою. Потенційно небезпечним об'єктом за адміністративною ознакою вважається структурний підрозділ (виробництво, цех, відділення, дільниця тощо) суб'єкта господарювання. У разі, коли відстань між потенційно небезпечними об'єктами за адміністративною ознакою не досягає 500 метрів, вони вважаються одним потенційно небезпечним об'єктом. У разі, коли до складу ПНО за адміністративною ознакою входять дільниці, відділення або окремі установки з небезпечними речовинами, що знаходяться на відстані понад 500 метрів одна від одної, вони вважаються окремими потенційно небезпечними об'єктами. Потенційно небезпечними об'єктами магістральних нафтопроводів, нафтопродуктопроводів та інших трубопроводів систем для транспортування рідких небезпечних речовин є дільниці лінійної частини магістральних трубопроводів між лінійною запірною арматурою; перекачувальні станції з резервуарними парками; основні та резервні нитки переходів магістральних трубопроводів через русло та заплаву частину

водних перепон (між запірною арматурою на протилежних берегах). Потенційно небезпечними об'єктами газотранспортних підприємств є дільниці магістральних газопроводів у межах зони обслуговування структурних підрозділів таких підприємств; компресорні станції з вузлом підключення (від вхідного охоронного крана до вихідного); газорозподільні станції; підземні сховища газу; автомобільні газонаповнювальні компресорні станції. Дільниці багатониткових магістральних газопроводів чи магістральні газопроводи, які проходять у межах одного технологічного коридору, і відстань між осями яких становить менш як 500 метрів, є одним потенційно небезпечним об'єктом. Якщо відстань між дільницями газопроводів багатониткових систем у межах зони обслуговування одного газотранспортного підприємства перевищує 500 метрів, такі дільниці є окремими потенційно небезпечними об'єктами. Потенційно небезпечними об'єктами систем постачання природного газу до обласних центрів, міст обласного значення, населених пунктів одного або кількох адміністративних районів є газопроводи високого тиску I і II категорій та газопроводи середнього тиску всіх діаметрів (без дворових вводів), що перебувають на балансі спеціалізованих підприємств газового господарства. Потенційно небезпечними об'єктами систем постачання скрапленого вуглеводневого газу є газонаповнювальні станції та пункти, проміжні склади балонів, автомобільні газозаправні станції та пункти, резервуарні установки, групові газобалонні установки. Під час проведення ідентифікації для кожного ПНО розраховується сумарна маса кожної небезпечної речовини із зазначених у нормативах порогових мас індивідуальних небезпечних речовин або кожної небезпечної речовини, яка за своїми властивостями може бути віднесена до будь-якої категорії або до декількох категорій небезпечних речовин згідно із зазначеними нормативами [2].

У разі, коли небезпечна речовина може бути віднесена одночасно до кількох категорій небезпечних речовин, використовується значення речовини у тій категорії, в якій її порогова маса найменша. У разі, коли сумарна маса жодної індивідуальної небезпечної речовини або небезпечної речовини будь-якої категорії не перевищує 1 відсотка порогової маси небезпечних речовин другого класу, об'єкт не відноситься до об'єктів підвищеної небезпеки.

За сумарну масу небезпечної речовини для сховищ (резервуарів) береться сумарна маса небезпечної речовини, що може в них знаходитися при повному завантаженні відповідно до

технологічного регламенту, проектної або іншої документації. При цьому обов'язково зазначається, для яких обсягів речовини виконувалися розрахунки. У разі зміни норм завантаження процедура ідентифікації виконується повторно згідно з вимогами [3].

Для лінійної частини магістральних газопроводів визначається сумарна маса, що міститься в дільниці газопроводу між лінійною запірною арматурою, включаючи резервні нитки, технологічні перемички і відгалуження, та сумарна маса, що може виділитися протягом часу, встановленого для виявлення витoku речовини та здійснення ручного перекриття лінійної запірної арматури згідно з технологічним регламентом та проектною документацією. Сумарна маса газу визначається з урахуванням проектних значень робочого тиску газу на дільницях магістральних газопроводів та у технологічному обладнанні. [4]

За видами аварій, що можуть статися виходячи з властивостей небезпечних речовин, та за впливом уражальних факторів цих аварій категорії небезпечних речовин об'єднуються в три групи: група 1 (вибух); група 2 (пожежа); група 3 (шкідливі для людей і довкілля) [5].

Кількість речовин, які надійшли, і які можуть утворювати горючі газоповітряні або пароповітряні суміші, визначається, виходячи з наступних передумов: весь вміст робочого агрегата надходить до навколишнього простору; відбувається одночасно витік речовин із трубопроводів, які живлять даний агрегат за прямим та зворотнім потоками, протягом часу, який необхідний для перекривання трубопроводів. Розрахунковий час перекривання трубопроводів визначається для кожного конкретного випадку, виходячи з реальних обставин, і має бути мінімальним з урахуванням паспортних даних на запірні пристрої, характеру технологічного процесу та виду розрахункової аварії. Розрахунковий час перекривання трубопроводів слід приймати рівним: часу спрацювання (приведення в дію) системи автоматики відключення (перекривання) трубопроводів – згідно з паспортними даними установки, якщо ймовірність відмови системи автоматики не перевищує 10^{-6} на рік або забезпечується резервування її елементів; 120 с – якщо ймовірність відмови системи автоматики перевищує 10^{-6} на рік та у системі автоматики не забезпечується резервування її елементів; 300 с – у разі ручного перекривання. Не допускається використання технічних засобів для перекривання трубопроводів, для яких час перекривання перевищує наведені вище значення [6].

Відомо, що при витокі газу з робочого агрегату, маса газу m , кг, що надійшов у навколишній простір під час аварії, визначають за формулою

$$m = (V_A + V_T) \rho_g, \quad (1)$$

де V_A – об'єм газу, що вийшов з агрегата, м^3 ;
 V_T – об'єм газу, що вийшов з трубопроводу, м^3 ;
 ρ_g – густина газу, $\text{кг}/\text{м}^3$.

При цьому

$$V_A = \frac{P_i}{P_0} V, \quad (2)$$

де P_i – тиск в агрегаті, кПа ;
 V – об'єм агрегата, м^3 ;
 P_0 – атмосферний тиск.

$$V_T = V_{1T} + V_{2T}, \quad (3)$$

де V_{1T} – об'єм газу, що вийшов із трубопроводу до його перекривання, м^3 ;

V_{2T} – об'єм газу, що вийшов із трубопроводу після його перекривання, м^3 ;

$$V_{1T} = q\tau, \quad (4)$$

де q – витрата газу, яка відповідно до технологічного регламенту залежить від тиску в трубопроводі, його діаметра, температури газового середовища тощо, $\text{м}^3/\text{с}^{-1}$;

τ – час, який визначається, с.

$$V_{2T} = \pi \frac{P_2}{P_0} (r_1^2 L_1 + r_2^2 L_2 + \dots + r_n^2 L_n), \quad (5)$$

де P_2 – максимальний тиск у трубопроводі за технологічним регламентом, кПа ;

r – внутрішній радіус трубопроводів, м;

L – довжина трубопроводів від аварійного агрегата до засувки, м;

P_0 – атмосферний тиск.

А при витокі газового конденсату, маса парів рідини m_n , кг, які надійшли до навколишнього простору при наявності декількох джерел випаровування (поверхня розлитої рідини, відкриті ємності тощо), визначається

$$m_n = m_p + m_e + m_{nep} + m_{zv}, \quad (6)$$

де m_p – маса рідини, що випарувалася з поверхні розливу, кг;

m_e – маса рідини, що випарувалася з поверхонь відкритих ємностей, кг;

m_{nep} – маса рідини, що випарувалася у навколишній простір у випадку її перегрівання, кг;

m_{zv} – питому масу випаруваного зрідженого газу що випарувалася у навколишній простір у випадку її перегрівання, кг.

При цьому, кожен із складових у формулі (6) визначають з рівняння:

$$m = WF_v \tau, \quad (7)$$

де W – інтенсивність випаровування, $\text{кг} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{м}^{-2}$;

F_v – площа випаровування, м^2 ;

τ – тривалість надходження парів легкозаймистих та горючих рідин до навколишнього простору, с.

Величину $m_{\text{пер}}$ визначають при $T_a > T_{\text{кин}}$ за формулою:

$$m_{\text{пер}} = \left\{ 0,8m_n; \frac{2C_p(T_a - T_{\text{кин}})}{L_{\text{вин}}} m_n \right\}, \quad (8)$$

де m_n – маса перегрітої рідини, що вийшла назовні, кг ;

C_p – питома теплоємність рідини за температури перегрівання рідини, $\text{Дж} \cdot \text{кг}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$;

T_a – температура перегрітої рідини відповідно до технологічного регламенту в технологічному трубопроводі або обладнанні, К ;

$T_{\text{кин}}$ – нормальна температура кипіння рідини, К ;

$L_{\text{вин}}$ – питома теплота випаровування рідини при температурі перегріву рідини, $\text{Дж} \cdot \text{кг}^{-1}$.

Інтенсивність випаровування W визначають за довідниковими та експериментальними даними. Для легкозаймистих речовин, не нагрітих вище температури оточуючого середовища, за відсутності даних допускається розраховувати W за формулою

$$W = 10^{-6} \sqrt{M} P_n, \quad (9)$$

де M – молярна маса, $\text{г} \cdot \text{моль}^{-1}$;

P_n – тиск насиченої пари при розрахунковій температурі рідини, яка розрахована за довідниковими даними, кПа .

Для зріджених вуглеводневих газів за відсутності даних допускається розраховувати питому масу випарованого зрідженого газу $m_{\text{звг}}$ з проливу, $\text{кг} \cdot \text{м}^{-2}$, за формулою

$$m_{\text{звг}} = \frac{M}{L_{\text{вин}}} (T_0 - T_g) \left(2\lambda_t \sqrt{\frac{\tau}{\pi a}} + \frac{5,1\sqrt{\text{Re}} \lambda_n \tau}{d} \right), \quad (10)$$

де M – молярна маса зріджених вуглеводневих газів, $\text{кг} \cdot \text{моль}^{-1}$;

$L_{\text{вин}}$ – мольна теплота випаровування зріджених вуглеводневих газів при початковій температурі, $\text{Дж} \cdot \text{моль}^{-1}$;

T_0 – початкова температура матеріалу, на поверхню якого розливається, К ;

T_g – початкова температура зріджених вуглеводневих газів, К ;

λ_t – коефіцієнт теплопровідності матеріалу, на поверхню якого розливається, $\text{м}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$;

a – коефіцієнт температуропровідності матеріалу, на поверхню якого розливається зріджений вуглеводневий газ, $\text{м}^2 \cdot \text{с}^{-1}$;

C_t – теплоємність матеріалу, на поверхню якого розливається зріджений газ, $\text{Дж} \cdot \text{кг}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$;

ρ_t – густина матеріалу, на поверхню якого розливається зріджений газ, $\text{кг} \cdot \text{м}^{-3}$;

τ – поточний час, с, який приймається рівним часу повного випаровування зріджений газ, але не більше 3600 с;

Re – число Рейнольдса;

λ_n – коефіцієнт теплопровідності повітря;

d – характерний розмір розливу зріджений газ, м.

Розрахунок надлишкового тиску у разі згорання сумішей горючих газів і парів з повітрям у відкритому просторі, виходячи з розглянутого варіанту аварії та визначення маси m , кг , горючих газів і (або) парів, що потрапили до атмосфери з технологічного агрегата, проводиться за формулою

$$\Delta P = P_0 \left(\frac{0,8m_p^{0,33}}{r} + \frac{m_p^{0,66}}{r^2} + 5 \frac{m_r}{r^3} \right), \quad (11)$$

де r – відстань від геометричного центра газопароповітряної хмари, м;

m_p – приведена маса газу або пари, кг , обчислюється за формулою:

$$m_p = \left(\frac{Q_z}{Q_0} \right) mZ, \quad (12)$$

де Q_z – питома теплота згорання газу або пари, $\text{Дж} \cdot \text{кг}^{-1}$;

Z – коефіцієнт участі горючих газів і парів у горінні, який допускається приймати рівним 0,1;

Q_0 – константа, рівна $4,52 \cdot 10^6 \text{ Дж} \cdot \text{кг}^{-1}$.

Невирішені раніше частини загальної проблеми

Провівши аналіз наведеної моделі визначення сумарної маси небезпечної речовини, встановлено, що в рівняннях не враховано коефіцієнт стисливості газу, падіння тиску в газопроводі після відсічення ділянки, розмір еквівалентного діаметру витoku тощо. Тому ми пропонуємо наступну модель для визначення сумарної маси газу, що міститься в ділянці газопроводу між лінійною запірною арматурою, та маси газу, що може виділитися протягом часу, встановленого для виявлення витoku речовини та перекриття лінійної запірної арматури.

Висвітлення основного матеріалу досліджень

Для визначення кількості газу за стандартних умов як небезпечної речовини використовуватимемо наступний алгоритм:

1. Вихідна інформація для кожної ділянки задається у вигляді:

– абсолютні значення тисків газу на початку P_{Hi} і в кінці P_{Bi+1} ділянки (ата);

– абсолютні температури газу на початку T_{Hi} і в кінці T_{Bi+1} ділянки (К);

– геометричні характеристики лінійних ділянок: внутрішній діаметр d_i (мм) і довжина L_i (км) ділянки;

– геометричні характеристики об'язки КС: геометричний об'єм трубопроводів і обладнання на низькій стороні V_{Bi} та геометричний об'єм трубопроводів і обладнання на високій стороні V_{Hi} (м³);

– відносна густина Δ ;

– середні значення тисків P_{cpi} і температур газу T_{cpi} , а також коефіцієнта стисливості Z_{cpi} .

2. Кількість газу в тис. м³ в кожній з паралельних ниток газотранспортної системи на кожній з ділянок між компресорними станціями з номерами i та $i+1$ знаходиться за стандартних умов ($P_c=1$ ата, $T_c=293$ К) з формули

$$W_{ij} = \frac{\pi d_{ij}^2}{4} L_i \frac{P_{cpi}}{P_c} \frac{T_c}{T_{cpi}} \frac{1}{Z_{cpi}}. \quad (13)$$

Сумарний об'єм газу в лінійній частині газотранспортної системи

$$W_{лч} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k W_{ij}, \quad (14)$$

де k – кількість лінійних ділянок..

3. Кількість газу в тис. м³ в об'язці кожної з компресорних станцій

– на низькій стороні

$$W_{Bj} = V_{geomB} \frac{P_{Bi}}{P_c} \frac{T_c}{T_{Bi}} \frac{1}{Z_{Bi}}, \quad (15)$$

$$Z_{Bi} = 1 - 5,5 \cdot 10^5 \frac{P_{Bi} \Delta^{1,3}}{T_{Bi}^{3,3}};$$

– на високій стороні

$$W_{Hi} = V_{geomH} \frac{P_{Hi}}{P_c} \frac{T_c}{T_{Hi}} \frac{1}{Z_{Hi}}, \quad (16)$$

$$Z_{Hi} = 1 - 5,5 \cdot 10^5 \frac{P_{Hi} \Delta^{1,3}}{T_{Hi}^{3,3}}.$$

Сумарна кількість газу в об'язках КС

$$W_{КС} = \sum_{j=1}^k (W_{Bj} + W_{Hj}). \quad (17)$$

Для визначення сумарної маси газу, що міститься в дільниці газопроводу між лінійною запірною арматурою чи на компресорній станції необхідно знайти добуток відповідного об'єму на густину за стандартних умов.

4. Масу газу, що може виділитися через аварійний витік протягом часу τ_b , встановленого для виявлення витіку речовини та перекриття лінійної запірної арматури, можна визначити як

$$m_g = m_{dn} \tau_n + m_{dc} \tau_g, \quad (18)$$

де m_{dn}, m_{dc} – відповідно, початкове та середнє значення масової витрати газу через аварійний витік еквівалентним діаметром d_e ;

τ_n, τ_g – відповідно, час необхідний для перекриття ділянки газопроводу та час стравлювання газу після перекриття.

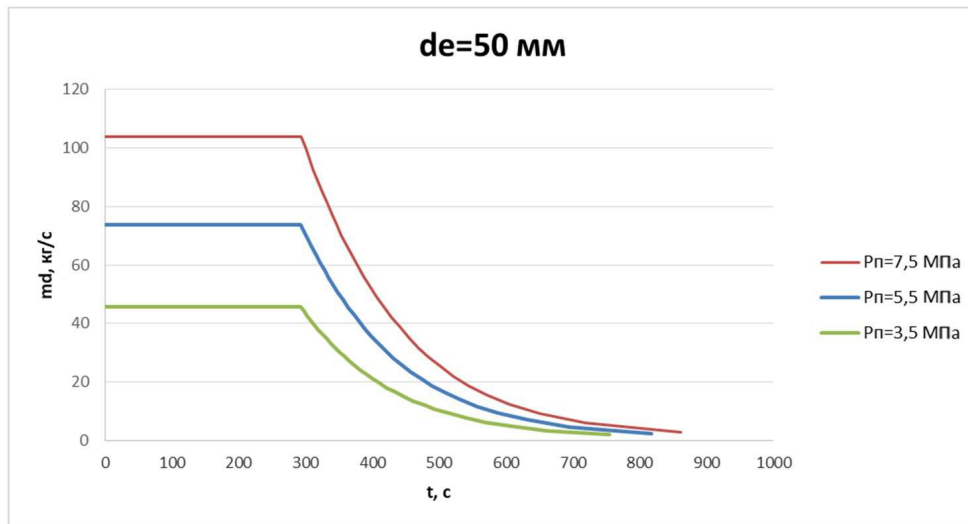
Масова витрата може бути визначена за формулою Сен-Венана-Вентцеля

$$m_d = \frac{\pi d_e^2}{4} \sqrt{\frac{2k}{k-1} \frac{p^2}{zRT} \left[\frac{2}{k+1} \right]^{\frac{k+1}{k}}}, \quad (19)$$

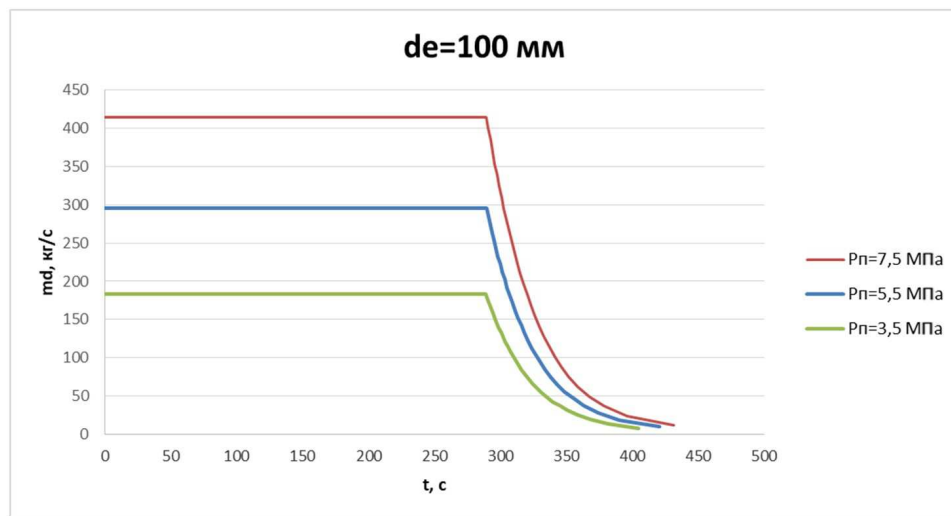
де k – показник адиабати [7-10].

Слід відмітити, що процес витікання газу є змінним через зміну тиску, а тому і масова витрата буде змінною. Побудуємо графіки зміни масової витрати газу з часом t від різних значень початкового тиску P_p в газопроводі довжиною 260 м та діаметром 1020 мм для різних значень еквівалентного діаметра потенційного аварійного витіку (рис. 1). Слід відмітити, що для побудови даних графіків було вибрано ручний режим відсічення аварійної ділянки, для якої розрахунковий час перекривання трубопроводів складає 300 с. Як видно з графіків, масова витрата газу після перекриття ділянки газопроводу зменшується за квадратичним законом, і характер її зміни суттєво залежить від еквівалентного діаметру витіку. Тому для спрощення процесу визначення маси втраченого газу нами пропонується середнє значення масової витрати газу через аварійний витік визначати як середнє арифметичне від початкового та кінцевого значення.

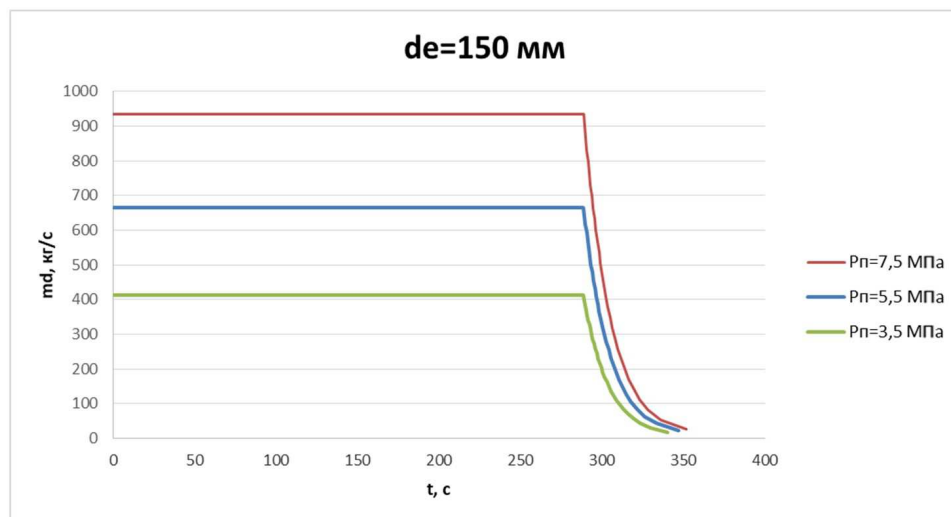
Розглянемо приклад ідентифікації потенційно небезпечного об'єкта у вигляді новозбудованої перемички між лінійною частиною газопроводу і вхідним шлейфом компресорної станції, яка дозволить транспортувати газ в реверсному напрямку. Дані ділянки газопроводів розташовані в районі вузла підключення компресорної станції. Їх траси проходять територією



а)



б)



в)

а) – $d_e = 50$ мм; б) – $d_e = 100$ мм; в) – $d_e = 150$ мм

Рисунок 1 – Графіки зміни масової витрати газу з часом t від різних значень початкового тиску P_n в газопроводі

Таблиця 1 – Вихідні дані, проміжні та кінцеві результати розрахунку маси газу, що знаходиться між запірними пристроями трубопроводів

Найменування параметра	Позначення	Один. вимір.	Значення (реверсна перемичка)	Значення (ділянка вхідного шлейфа)
Тиск в трубопроводі	P	МПа	7,5	7,5
Температура газу в трубопроводі	T	К	285	285
Відносна густина газу за повітрям	Δ	–	0,6	0,6
Коефіцієнт надстисливості газу	Z	–	0,887	0,887
Діаметр газопроводу (внутрішній)	D	м	0,988	1,369
Довжина ділянки	L	м	260	553
Об'єм ділянки газопроводу	$V_{тр}$	м ³	148,73	814
Середня густина газу при робочих умовах	λ	кг/м ³	48,58	48,58
Маса газу в газопроводі	Q_1	кг	7238	39543
Кінцеві результати розрахунку маси газу, що виділиться впродовж часу, встановленого для виявлення витікання та здійснення ручного перекриття запірних пристроїв				
Період виділення газу/закриття кранів	t	год.	0,08	
Маса газу, що виділилась	Q_2	кг	303225	

сільськогосподарського призначення, вільних від житлової і виробничої забудови. Проектована реверсна перемичка прокладається підземно паралельно рельєфу місцевості на глибині не менше 1,0 м до верху труби.

При будівництві реверсної перемички проводиться:

- будівництво реверсної перемички DN 1020 біля площадки вузла підключення компресорної станції між лінійною частиною магістрального газопроводу DN1400 та існуючим вхідним шлейфом DN1400;

- монтаж кранового вузла DN 1020 з байпасною лінією DN150 на реверсній перемичці;

- монтаж кранового вузла DN1400 з байпасною лінією DN200 на лінійній частині магістрального газопроводу DN1400;

- монтаж газопроводу імпульсного газу від існуючої системи газопроводів на площадці вузла підключення до проєктованих кранових вузлів.

Для автоматизації технологічних процесів передбачається управління крановими вузлами в автоматичному режимі. Максимальна продуктивність прокачування газу в реверсному напрямку становить 65-100 млн.м³/добу.

Розрахунок надлишкового тиску та імпульсу хвилі тиску у разі загоряння сумішею горючих газів і парів з повітрям у відкритому просторі, виходячи з розглянутого варіанту

аварії сумарна маса небезпечної речовини однієї групи, не перевищує порогової маси

$$q / \left(\frac{q_i}{Q_i} \right) > 1, \quad (20)$$

де q_i – сумарна маса небезпечної речовини;

Q_i – норматив порогової маси цієї небезпечної величини (газоповітряна суміш).

Вихідні дані та кінцеві результати розрахунку маси газу, що виділиться впродовж часу, встановленого для виявлення витікання та здійснення ручного перекриття запірних пристроїв, наведено в таблиці 1.

Згідно з постановою КМУ № 956 від 11.07.02 для горючих газів:

- порогова маса небезпечної речовини для об'єктів першого класу $Q_{п1} = 200т$;

- порогова маса небезпечної речовини для об'єктів другого класу $Q_{п2} = 50т$. [6]

Отже, сумарна маса газу становитиме:

$$Q_{сум} = 7238 + 303225 + 39543 = 350006 \text{ кг} = 350 \text{ т.}$$

Порівняємо отримані числові значення порогової та сумарної маси небезпечної речовини: $200,0 \text{ т} < 350,0 \text{ т}$.

Оскільки поблизу даного потенційно небезпечного об'єкта в радіусі 500 м немає місць великого скупчення людей, транспортних магістралей, промислових, природоохоронних і життєво-важливих цивільних об'єктів, наведена величина порогової маси перерахунку не підлягає, а сумарна маса небезпечної речовини

(кількість небезпечної речовини, що знаходиться в ділянках газопроводів, а також та, що може виділитися впродовж часу, встановленого для виявлення витікання та здійснення ручного перекриття запірних пристроїв) перевищує розрахункову величину порогової маси для об'єктів першого класу, то процедура ідентифікації вважається завершеною, тож даний потенційно небезпечний об'єкт відповідно до результатів проведеної ідентифікації відноситься до об'єктів підвищеної небезпеки першого класу. Об'єкт проектування також ідентифікований в загальному по об'єкту підвищеної небезпеки компресорної станції.

Висновки

Оскільки результатом диверсифікації постачання природного газу в Україну стала необхідність реконструкції об'єзмок компресорних станцій з добудовою відповідних перемичок, тому паралельно виникла і потреба в ідентифікації даних об'єктів. Відомо, що така ідентифікація проводиться за результатами визначення сумарної маси небезпечної речовини на об'єкті. Провівши аналіз існуючої моделі визначення сумарної маси небезпечної речовини, встановлено, що в рівняннях не враховано коефіцієнт стисливості газу, падіння тиску в газопроводі після відсічення ділянки, розмір еквівалентного діаметру витоку тощо. Тому ми пропонуємо модель для визначення сумарної маси газу, що міститься в дільниці газопроводу між лінійною запірною арматурою, та маси газу, що може виділитися протягом часу, встановленого для виявлення витоку речовини та перекриття лінійної запірної арматури, яка ці фактори врахує. При визначенні маси газу, що може виділитися через потенційний аварійний дефект, встановлено, що масова витрата газу після перекриття ділянки газопроводу зменшується за квадратичним законом і характер її зміни суттєво залежить від еквівалентного діаметру витоку. Для спрощення процесу визначення маси втраченого газу нами запропоновано середнє значення масової витрати газу через аварійний витік визначати як середнє арифметичне від початкового та кінцевого значення. Наведена модель реалізована при ідентифікації новозбудованої перемички між лінійною частиною газопроводу і вхідним шлейфом компресорної станції для транспортування газу в реверсному напрямку, як потенційно небезпечного об'єкта.

Література

1. Класифікатор надзвичайних ситуацій: ДК 019:2010: наказ Держспоживстандарту України 11.10.2010 № 457. URL: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/FIN61335.html (дата звернення: 20.06.2017).
2. Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Михалків В.Б., Костів В.В. Обслуговування і ремонт газопроводів. Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2009. 711с.
3. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. М.: ИЦ ЕЛИМА, 2004. 1104 с.
4. Яковлев С.І., Казак А.С., Михалків В.Б. Режимы газотранспортных систем. Львів: Світ, 1992. 170 с.
5. Про затвердження Класифікаційних ознак надзвичайних ситуацій: наказ М-ва надзвичайних ситуацій України від 12.12.2012 № 1400. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0040-13> (дата звернення: 20.06.2017).
6. Про затвердження Методики оцінки збитків від наслідків надзвичайних ситуацій техногенного і природного характеру: постанова Кабінету Міністрів України від 15.02.2002 № 175. URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/175-2002-п> (дата звернення: 20.06.2017).
7. Трубопровідний транспорт газу : монографія / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін.; за ред. М.П. Ковалка; Аген. з рац. вик. енерг. та екол. К.: Арена, 2002. 600 с. – ISBN 966-96172-0-0.
8. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Дрінь Н.Я., Стасюк Р.Б. Дослідження процесу фільтрації газу в ґрунті при появі витоків з газопроводу. *Нафтогазова енергетика*. 2011. № 1. С. 70-74.
9. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Вінтонюк Н.В., Стасюк Р.Б. Раціональне планування капітальних ремонтів і обслуговування систем газопостачання. *Нафтогазова галузь України*. К.: Нафтогаз України, 2018. № 1. С. 29-32.
10. Olijnyk A., Shtaiar L., Belei O., Stasyuk R., Yasinetska I. Modeling of the filtration processes in a rectangular area soils using the darcy. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2017. No 6/10 (90). P. 24-30.

References

1. Klasyfikator nadzvychainykh sytuatsii: DK 019:2010: nakaz Derzhspozhyvstandartu Ukrainy 11.10.2010 No 457. URL: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/FIN61335.html (data zvernennia: 20.06.2017).
2. Hrudz V.Ya., Tymkiv D.F., Mykhalkiv V.B., Kostiv V.V. Obsluhovuvannia i remont hazoprovodiv. Ivano-Frankivsk: Lileia-NV, 2009. 711 p.
3. Mazur I.I., Ivancov O.M.. Bezopasnost' truboprovodnyh sistem. M.: IC ELIMA, 2004. 1104 p.
4. Iakovliev Ye.I., Kazak A.S., Mykhalkiv V.B. Rezhymy hazotransportnykh system. Lviv.: Svit, 1992. 170 p.
5. Pro zatverdzhennia Klasyfikatsiinykh oznak nadzvychainykh sytuatsii: nakaz M-va nadzvychainykh sytuatsii Ukrainy vid 12.12.2012 No 1400. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0040-13> (data zvernennia: 20.06.2017).
6. Pro zatverdzhennia Metodyky otsinky zbytkiv vid naslidkiv nadzvychainykh sytuatsii tekhnohennoho i pryrodnoho kharakteru: postanova Kabinetu Ministriv Ukrainy vid 15.02.2002 No. 175. URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/175-2002-p> (data zvernennia: 20.06.2017).
7. Truboprovodnyi transport hazu : monohrafiia / M.P. Kovalko, V.Ia. Hrudz, V.B. Mykhalkiv [end other] ; red. M.P. Kovalka; Ahen. z rats. vyk. enerh. ta ekol. K. : Arena, 2002. 600 p.
8. Hrudz V.Ia., Hrudz Ya.V., Drin N.Ia., Stasiuk R.B. Study of gas filtration process in the ground when leaks from the pipeline occur. *Oil and gas power engineering*. 2014. No. 1(21). P. 70-74.
9. Hrudz V.Ia., Hrudz Ya.V., Vintoniuk N.V., Stasiuk R.B. Major repairs and maintenance of gas supply systems rational planning. *Oil&gas industry of Ukraine*. 2018. No 1. P. 29-32. <http://www.naftogaz.com/files/journal/Journal-Naftogazova-galuz-01-2018.pdf>
10. Olijnyk A., Shtaier L., Belei O., Stasyuk R, Yasinetska I. Modeling of the filtration processes in a rectangular area soils using the darcy. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2017. No 6/10(90). P. 24-30. DOI: 10.15587/1729-4061.2017.116114