

© **О.С. Тараєвський**
канд. техн. наук
ІФНТУНГ

Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації

УДК 622.692.4

Власне аналіз аварійного ризику починається з експертної оцінки умов і механізмів виникнення аварій на конкретних складових газотранспортного об'єкта, а також формування загального уявлення про пріоритетність тих чи інших заходів щодо підвищення надійності. При цьому в розпорядженні експерта повинні перебувати щонайменше інформаційні матеріали щодо аварій, що мали місце як на самому об'єкті, так і на аналогічних об'єктах, експлуатованих у тих чи інших умовах. Важливою також є інформація про всі умови експлуатації аналізованого об'єкта.

Ключові слова: втома, наводнення, концентратор напружень, зварне з'єднання, зварний шов, газопровід, статичне навантаження, низькочастотне навантаження.

Собственно анализ аварийного риска начинается с экспертной оценки условий и механизмов возникновения аварии на конкретных составляющих газотранспортного объекта, а также формирования общего представления о приоритетности тех или иных мероприятий по повышению надежности. При этом в распоряжении эксперта должны находиться по меньшей мере информационные материалы по авариям, имевшим место как на самом объекте, так и на аналогичных объектах, эксплуатируемых в тех или иных условиях. Важна также информация обо всех условиях эксплуатации рассматриваемого объекта.

Ключевые слова: усталость, наводороживание, концентратор напряжений, сварной шов, газопровод, статическая нагрузка, низкочастотные нагрузки.

Actually disaster risk analysis begins with peer review conditions and mechanisms of accidents on specific components of a gas transportation facility, as well as forming a common understanding of the priorities of various measures to improve reliability. In this case, a panel shall be at least information on accidents that have taken place, both on the object and on similar sites maintained in different conditions. It is also important information about all operating conditions of the test object.

Key words: fatigue, flood, stress concentrator, weld of unity, weld, gas, static load, low-frequency loads.

Проблема забезпечення високої експлуатаційної надійності магістральних газопроводів (МГ) України має важливе значення, оскільки значна їх частина експлуатується протягом тривалого часу і вже вичерпала свій нормативний ресурс. Стабільна робота та економічна ефективність магістрального трубопроводу залежить передусім від його технічного стану. Для оцінки технічного стану важливим є достовірне визначення напружено-деформованого стану (НДС) його лінійної частини як одного з основних факторів, від якого залежить рівень експлуатаційної надійності споруди.

Аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації зводяться до того, що руйнування газопроводу – це досягнення наскрізним дефектом у тілі труби критичного розміру або наскрізне механічне пошкодження елементів лінійної частини магістралі. Разом із тим слід зазначити кілька десятків першопричин та початкових умов аварії, головним чином, природного характеру. Це пояснюється прямим, суцільним і дуже тісним контактом МГ із природним середовищем. «Вбудовування» трубопроводів у природні комплекси найчастіше відбувається без достатніх інженерно-екологічних

вишукувань, за жорстких фінансових обмежень природоохоронних та превентивних заходів.

Серед факторів, що впливають на аварійність газопроводів, можемо виділити:

старіння основних виробничих фондів, вичерпання нормативних та гарантійних термінів експлуатації значної їх частини. Сьогодні вік 58 % українських газопроводів становить від 15 до 50 років, а близько 5,5 тис. км газопроводів (із 37,1 тис. км загальної протяжності) повністю відпрацювали амортизаційні терміни [1]. Значна частина газопроводів має зношене ізоляційне покриття, можливості для внутрішньотрубної дефектоскопії відсутні;

доступ сторонніх осіб в охоронні зони МГ, несанкціоновані земляні та вибухові роботи, халатність і вандалізм стали в пострадянський період одними з головних причин механічних пошкоджень трубопроводів;

складність умов будівництва та обслуговування МГ, особливо у важкодоступних районах, а відповідно, й складність проведення профілактичних робіт та ремонтів; неоднорідність природних і соціально-економічних умов по трасі МГ, а також різне конструкційне і матеріальне оформлення окремих ділянок МГ. Зміна домінуючих

факторів впливу по трасі впливає як на інтенсивність аварій, так і на сценарії їх виникнення.

Як ініціюючі події та засоби негативного впливу на МГ виступають, в основному, такі:

механічні пошкодження (будівельною технікою, буровим обладнанням, якорями судів, у результаті вибухових робіт, унаслідок актів вандалізму);

підземна й атмосферна корозія, стрес-корозія, внутрішня корозія і ерозія;

дефекти труб, обладнання та матеріалів під час їх виготовлення, транспортування і будівельно-монтажних робіт; циклічні навантаження, що призводять до втомного руйнування;

природні фактори (переміщення ґрунту внаслідок осідання, розмиву, зсувів, землетрусів та ін. процесів, обводнення траншеї);

порушення правил технічної експлуатації.

Техногенна безпечність КС для навколишнього середовища є комплексною проблемою, розв'язання якої передбачає як виконання інженерних завдань із розробки нових екологічно безпечних перекачувальних агрегатів, так і впровадження нових технологій зниження концентрації оксидів азоту в продуктах викиду КС.

Оксиди азоту – один із основних компонентів, що сприяє утворенню фотохімічного туману. Деякі вчені [2] вважають, що оксиди азоту, потрапляючи в верхні шари атмосфери, спричиняють пошкодження озонового шару.

У процесі тривалої експлуатації газопроводів унаслідок внутрішньої і зовнішньої корозії труб, а також зношення деяких частин лінійних кранів, засувок і вентилів витікання газу збільшується. Але з практики експлуатації газопроводів видно, що найбільша кількість виявлених і ліквідованих середніх і великих свищів припадає на перші роки експлуатації. Після їх ліквідації кількість втрат газу з труб повинна зменшитися.

Відповідно до методики випробування газопроводів на щільність витікання газу з трубопроводів прямо пропорційне площі поверхні газопроводів, тиску газу й обернено пропорційне температурі газу:

$$Q_{\text{вт}} = 1113,5 \frac{D_{\text{середн}} LP_{\text{середн}}}{T_{\text{середн}} Z_{\text{середн}}} \tau_{\text{доб}}, \quad (1)$$

де $D_{\text{середн}}$ – середній діаметр труб, м; L – довжина газопроводу, км; $P_{\text{середн}}, T_{\text{середн}}$ – середні тиск і температура газу за звітний період, МПа і °К; $Z_{\text{середн}}$ – середній коефіцієнт стисливості; $\tau_{\text{доб}}$ – звітний період роботи газопроводу, діб.

Відповідно до формули (1) збільшення середньої температури газу призводить до зменшення витікання газу, а зменшення температури в зимовий період – до збільшення втрат газу.

Втрати газу умовно можна поділити на явні та неявні.

Явні втрати газу очевидні, їх можна визначити, заміряти і розрахувати. До таких відносять:

втрати газу, який виходить через мікротріщини, надризи, кратери, нещільність запірної арматури;

втрати під час періодичного очищення внутрішньої порожнини газопроводів;

втрати під час продувки конденсатозбірників, пилословлювачів.

Неявними втратами газу є:

втрати газу в результаті фазових перетворень у газопроводі і утворення з пари рідкої фази і гідратів;

втрати під час експлуатації на КС безрегенеративних газотурбінних установок;

втрати у разі відхилення ГПА від оптимальних режимів роботи;

втрати газу через конденсат, який утворився в газопроводі.

Встановлення залежності викиду оксидів азоту з газотурбінної установки (ГТУ) від обсягу транспортування газу дасть можливість здійснювати моніторинг та керувати екологічною ситуацією та технологічними режимами роботи компресорної станції. Це допоможе (відповідно до міжнародних правових актів) вимагати від експортерів відшкодування збитків шляхом включення їх у ціну за транзит газу.

Очищення стоків промплощадок здійснюється на очисних спорудах біологічної дії. Артезіанські свердловини мають індивідуальні охоронні зони. Працюють в автоматичному режимі і забезпечують необхідну кількість води для потреб населення.

Величину максимальної приземної концентрації шкідливих речовин C_m для викиду нагрітої газоповітряної суміші із одиничного (точкового) джерела з круглим гирлом за несприятливих метеорологічних умов на віддалі від джерела x_m знаходять за формулою:

$$C_m = \frac{AMFmn}{H^2 \sqrt[3]{V_1 \Delta T}}, \quad (2)$$

де A – коефіцієнт, що залежить від температурної стратифікації атмосфери і визначає умови вертикального та горизонтального розсіювання шкідливих речовин в атмосферному повітрі, $\frac{c^{2/3} \cdot \text{мг} \cdot (\text{°C})^{1/3}}{\Gamma}$; M – кількість шкідливої речовини, що викидається в атмосферу, $\frac{\Gamma}{C}$; F – безрозмірний

коефіцієнт, що враховує швидкість осідання шкідливих речовин в атмосферному повітрі; m і n – безрозмірні коефіцієнти, що враховують умови виходу газоповітряної суміші із гирлом джерела викиду; H – висота джерела викиду над рівнем землі, м; $H=5\text{м}$; ΔT – різниця між температурою газоповітряної суміші, що викидається, T_T і температурою навколишнього атмосферного повітря T_B , °С; V_1 – об'єм газоповітряної суміші, $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$. V_1 знаходимо за формулою

$$V_1 = \frac{\pi D^2}{4} \omega_0, \quad (3)$$

де D – діаметр джерела викиду, $D=0,3$ м; ω_0 – середня швидкість виходу газоповітряної суміші із гирла джерела викиду, $\omega_0 = 15 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$.

Коефіцієнт A вибираємо для несприятливих метеорологічних умов, за яких концентрації шкідливих речовин в атмосферному повітрі від джерела викиду сягають максимального значення. Для України $A=160$.

Величини M і V_1 потрібно визначити за допомогою розрахунку в технологічній частині проекту або приймати

відповідно до чинних для конкретного виробництва нормативів.

Величину ΔT треба визначати, приймаючи температуру навколишнього повітря T_B середньою температурою зовнішнього повітря о 13 год найбільш жаркого місяця (розділ СНиП «Будівельна кліматологія і геофізика»), а температуру газоповітряної суміші T_T , що викидається в атмосферу, за чинними для конкретного виробництва технологічними нормативами.

Обчислимо кількість шкідливої речовини, що викидається в атмосферу. Для цього запишемо рівняння

$$Q = F\omega_0, \quad (4)$$

де Q – об'ємна витрата газу в умовах потоку, $\frac{M^3}{C}$; F – площа поперечного перерізу потоку, m^2 .

Найчастіше поле потенційного ризику виражають у вигляді ізоліній із розмірністю 1/рік. У цьому випадку значення ризику в конкретному осередку відносять до центра осередку або будь-якої іншої його характерної точки, а ізолінії проводять із певним кроком методом лінійної інтерполяції. Інший спосіб – колірне об'єднання осередків зі значеннями потенційного ризику в заданому інтервалі. Стосовно лінійної частини МГ завдання побудови поля потенційного ризику можна спростити. Якщо в межах виділеної ділянки МГ частота відмов незмінна, досить визначити значення ризику по нормалі до МГ у довільній точці МГ, а потім побудувати ізолінії ризику, траси МГ, що повторюють конфігурацію. Очевидно, що під час аварії із займанням газу в довільній точці траси газопроводу максимальна по площі зона термічної дії, у межах якої є ненульова вірогідність різних видів термічного ураження, описується довкола радіуса R_{max} із центром у цій точці.

Для реципієнта, що знаходиться у довільній точці $S(0, h)$, віддаленій по нормалі на відстані h від газопроводу, ураження можливе у разі виникнення аварії з максимальним радіусом зони негативної дії R_{max} у будь-якій точці \tilde{x} ділянки газопроводу з координатами $\tilde{x}_1(h)$ і $\tilde{x}_2(h)$ завдовжки

$$L(h) = 2\sqrt{R_{max}^2 - h^2}. \quad (5)$$

Зі збільшенням h , тобто з віддаленням точки $S(0, h)$ від газопроводу, довжина небезпечної ділянки газопроводу зменшується, і при $h=R_{max}$ вона дорівнює нулю (тобто небезпечна ділянка вироджується в точку). Отже, випадкова величина \tilde{x} (координата місця розриву із займанням газу на лінійному джерелі) та визначальна можливість термічного ураження в точці $S(0, h)$ повинні мати значення в діапазоні:

$$\tilde{x}_1(h) = -\sqrt{R_{max}^2 - h^2} \leq \tilde{x} \leq \tilde{x}_2(h) = +\sqrt{R_{max}^2 - h^2}. \quad (6)$$

Подібні міркування можемо застосувати і для некругової ймовірнісної зони термічного ураження. Оскільки функція $L(h)$ є шириною цієї зони на відстані h від осі газопроводу, то апроксимація межі ймовірнісної зони ураження (межі 1 % ураження) функцією $F(x, h)=0$ дасть змогу приблизно визначити координати небезпечної ділянки газопроводу $x_1(h)$, $x_2(h)$, а значить, і довжину цієї ділянки $L(h)=x_1(h)-x_2(h)$.

Визначивши відстань від точки \tilde{x} до точки $S(0, h)$ як $\rho(\tilde{x}, h) = \sqrt{\tilde{x}^2 + h^2}$, після попередніх розрахунків теплової дози, отриманої за час експозиції (час виходу із зони небезпеки), у разі виникнення аварії із загорянням газу в довільній точці \tilde{x} небезпечно ділянку можна виразити:

$$P_T[\rho(\tilde{x}, h)] = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{Pr[\rho(\tilde{x}, h)]-5} \exp(-z^2/2) dz. \quad (7)$$

Оскільки сама вірогідність висхідної негативної події є функцією випадкової величини \tilde{x} із щільністю розподілу $\lambda_T(\tilde{x})$, де $\lambda_T T(\tilde{x})$ – очікувана частота виникнення аварійного розриву газопроводу із загорянням газу на одиниці довжини для цього інтервалу часу, потенційний ризик на відстані h від газопроводу протягом згаданого інтервалу часу дорівнюватиме математичному очікуванню цієї функції:

$$R_T(h) = \int_{\tilde{x}_1(h)}^{\tilde{x}_2(h)} \lambda_T(\tilde{x}) P_T[\rho(\tilde{x}, h)] d\tilde{x}. \quad (8)$$

В умовах технологічних об'єктів (КС, ГРС, АГНКС) просторова організація небезпечних елементів вирізняється великою складністю. Крім того, ці елементи відмінні між собою за технічними характеристиками (трубопроводи різних діаметрів і способів укладання, посудини високого тиску різного виконання і з різним об'язуванням тощо), що впливають на розміри і форми ймовірнісних зон ураження. Для побудови полів потенційного ризику для таких об'єктів зазвичай використовують спеціальні програмні комплекси.

У методичному плані під час побудови полів потенційного ризику для технологічних об'єктів необхідно враховувати таке.

Показники ризику для КС і ГРС визначаються переліком джерелами небезпеки, пов'язаними з магістральним газопроводом або газопроводом-відведенням. Внутрішньомайданчикові газопроводи малих діаметрів і відносно низького тиску (наприклад, до котельних, до резервних газотурбінних електростанцій тощо) до розрахунків можна не включати. Під час таких аварій у персоналу зазвичай є досить часу (до 3 хв) для того, щоб залишити небезпечну зону. Вибухове згорання витоків паливного газу усередині компресорного цеху за наявності в ньому скідних отворів також із великою часткою вірогідності не спричинить загибелі персоналу.

В умовах відносно «щільної» забудови споруди можуть служити перешкодою для струменів газу, що горять, тобто для кожної конкретної точки на майданчику об'єкта може виникнути ефект теплової тіні.

Частота відмов окремих видів устаткування (ГПА, сепаратори, пиловловлювачі, АПО газу та ін.) включає і частоту аварій на трубопроводному об'язуванні цих об'єктів. Під час розривів трубопроводів і апаратів у певній ділянці КС аварійне перекриття кранів може бути здійснене у кращому разі через 2,0–2,5 хв, що перевищує критичний час термічної дії полум'я (1–2 хв) на людину, яка знаходиться на відкритій місцевості.

Для визначення не лише соціального, але і матеріального збитку необхідно враховувати сценарії відносно тривалості (до 30 хв і більше) термічної дії пожежі, а також мож-

ливість баричних ушкоджень будівель і технологічного устаткування повітряною ударною хвилею.

За наявності у складі КС двох і більше компресорних цехів інтегральне поле потенційного ризику повинне будуватися шляхом накладення локальних полів окремих цехів із припущенням, що аварії не можуть відбуватися одночасно на об'єктах двох і більше цехів.

Якщо завдання аналізу аварійного ризику обмежене тільки третіми особами, суцільного поля потенційного ризику можна не будувати, а обмежитися тільки територіями, де знаходяться (можуть знаходитися) сторонні.

Масу газу M (у тоннах) у секції МГ за відсутності або невеликої кількості відводів визначають за формулою:

$$M = \sqrt{P_n^2 - \left(\frac{P_n^2 - P_k^2}{L_{KC}} x\right) \frac{D_y^2 L_{секц}}{T}} \cdot 1,51 \cdot 10^{-3}, \quad (9)$$

де L_{KC} – відстань між двома послідовними КС, км; P_n – проектний (абс.) тиск на виході попередньої (по відношенню до секції) КС, МПа; P_k – розрахунковий (абс.) тиск на вході подальшої КС, МПа; x – відстань від попередньої КС до середини секції, км; $L_{секц}$ – довжина секції газопроводу, км; D_y – умовний (внутрішній) діаметр газопроводу, мм; T – середня температура газу в секції (в точці x), °К. T спрощено розраховують за формулою:

$$T = T_k + (T_n - T_k) \frac{L_{KC} - x}{L_{KC}}, \quad (10)$$

де T_n – зимова температура на виході попередньої (по відношенню до секції) КС, °К; T_k – зимова температура на вході подальшої КС, °К.

Якщо від МГ існує багато газопроводів-відводів, то масу газу (у тоннах) в його секціях потрібно розраховувати за формулою:

$$M = P_x \frac{D_y^2 L_{секц}}{T} \cdot 1,51 \cdot 10^{-3}, \quad (11)$$

де P_x – фактичний (абс.) тиск у середині секції, МПа.

Для розрахунку маси газу в газопроводі-відведенні можна використовувати формулу (2), приймаючи, що $L_{KC} = L_{секц}$ – повна довжина відведення, км; P_n – абсолютний тиск у точці підключення відведення до МГ, МПа; P_k – абсолютний тиск у кінці відведення (на вході ГРС), МПа; x – половина загальної довжини відведення, км; T – середня зимова температура транспортованого газу, °К.

Перед побудовою поля потенційного ризику рекомендується скласти таблицю, що містить результати розрахунків динаміки аварійного витікання і параметри термічної поразки (розміри струменя і зон термічного ураження).

На принциповій технологічній схемі ЛВ УМГ повинні бути нанесені всі магістральні газопроводи і відведення від них (з назвами, умовними діаметрами, кілометражем

і протяжністю газопроводів), вузли підключення КС, лінійні крани і крани на перемичках, ГРС, найбільш великі підводні переходи і переходи через автодороги I категорії та залізниці.

Дані про посекційний (тобто між лінійними кранами) розподіл газу в межах лінійної частини газопроводів ЛВУМГ може бути отримано розрахунковим шляхом.

Висновок

Втрати газу, пов'язані з втруляванням і продувкою в процесі підключення відведень, перемичок і різноманітних технологічних дій, можна розділити за робочим тиском на дві категорії:

без тиску або за незначного тиску, який забезпечує безпеку проведення зварних робіт;

під високим тиском, який викидає з відключеної ділянки велику кількість газу.

Охарактеризуємо втрати під час очищення газопроводу. Очищення проводиться у разі накопичення у внутрішній порожнині газопроводу різноманітних забруднень, основною причиною чого є недостатнє очищення газопроводу після його будівництва, недостатня підготовка газу на установках попередньої підготовки газу. Для зниження втрат газу до очисних пристроїв висувають такі вимоги:

забезпечення надійного і безперебійного постачання в період їх проходження;

проходження запірної арматури, відведень, перемичок без ускладнень.

Особливі вимоги ставлять до системи сигналізації проходження очисних пристроїв по газопроводу.

Список літератури

1. Карпенко Г.В. Прочность стали в коррозионной среде / Г.В. Карпенко. – М.: Машгиз, 1963. – 188 с.
2. Похмурський В.І. Корозійно-механічне руйнування зварних конструкцій / В.І. Похмурський, Р.К. Мелехов. – К.: Наукова думка, 1990. – 347 с.

Автор статті



Тарасівський Олег Степанович

Кандидат технічних наук, доцент кафедри транспортування і зберігання нафти і газу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, лауреат премії Президента України для молодих вчених. Напрямок наукових досліджень: забезпечення безаварійної експлуатації магістральних трубопроводів за складних умов.

