

8. Folias E.S. The Stresses in a Cylindrical Shell Containing an Axial Crack. Aerospace Research Laboratories, Oct. 1964. - ARL. 64-174. 84-89.

9. Thomas J. O'Grady, Daniel T.H., Kiefner J.F. Pressure Calculation for Corroded Pipe Developed//Oil and Gas Journal, 1992, Oct. 19,-P.

УДК 504.054

МЕТОДИЧНІ ОСНОВИ ВИЗНАЧЕННЯ РИЗИКУ, ІНДЕКСУ НЕБЕЗПЕКИ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Р.М. Говдяк
ВАТ “Укргазпроект”, Київ

Я.М. Семчук
ІФНТУНГ, 76019 м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,

Рассмотрены методические аспекты определения риска при проектировании и эксплуатации магистральных газопроводов. Приведены индексы безопасности влияния природных факторов на магистральный газопровод Ананьев-Измаил.

The methodical aspect of risk determination when projecting and operating of gas-mains have been examined in the article. Safety indexes of influence of natural conditions on the gas-mains Ananiev-Izmail have been tested.

При експлуатації продуктопроводів, нафтогазопроводів виникають непередбачувані аварії.

У проектних рішеннях ймовірність цих аварій разом з можливими негативними наслідками носить назву ризику. Ризик необхідний для вироблення оптимальної стратегії із забезпечення безпеки людей і охорони навколишнього середовища, тобто розрахунок і аналіз ризику є тим методичним інструментом, за допомогою якого потенційна небезпека може бути оцінена кількісно [1,2]. У багатьох випадках цей інструмент є за своєю суттю єдиною можливістю дослідження складних питань безпеки.

Слід відзначити, що в розвинутих країнах Європи та США ще на початку 80-х років минулого століття розроблена наукова методична база кількісної оцінки і аналізу ризику для різ-

них промислових підприємств [3 -5]. У Росії ще у 1994 році прийнятий Федеральний закон "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера". За цим законом адміністративні органи зобов'язані інформувати населення про всі ризики, що пов'язані з техногенною діяльністю у регіонах, а також розробити комплекс заходів, спрямованих на забезпечення безпеки [6].

Основні небезпечні фактори, що виникають при відмові магістральних газопроводів і створюють певний рівень ризику, наведені в табл. 1.1.

При відмові магістральних газопроводів особливо небезпечно забруднення атмосферного повітря. Оскільки токсичне ураження людей на відкритих територіях мало ймовірно, то в середині закритих приміщень воно часто проявляється. У даному випадку виникає пожежно-вибухова небезпека.

Таблиця 1.1 – Небезпечні фактори при відмові магістральних газопроводів

№ п/п	Фактор впливу	Радіус впливу, м
1	Ударна хвиля	400
2	Термічний вплив	300
3	Токсичне забруднення атмосферного повітря	300
4	Розліт кусків металу та фрагментів труб	250
5	Підземна міграція газу	Залежно від інженерно-геологічних умов

Для прикладу, проведемо аналіз і розрахунок ризику при підземній міграції газу до закритих приміщень при руйнуванні запроєктованого магістрального трубопроводу Ананьїв-Ізмаїл. Враховуючи, що аналіз ризику проводиться переважно для ділянок траси, наближених до місць активної господарської діяльності і постійного проживання людей з підвищеним впливом "фактора людської діяльності", значення середньостатистичної частини аварій вибрано 0,3 аварій на 1000 км траси.

Для аналізу ризику від лінійних джерел, якими є магістральні газопроводи необхідно здійснити:

- ранжування траси за частотою виникнення крупних аварійних відмов трубопроводів в основному зі значними витокami;
- обґрунтування сценаріїв розвитку аварій залежно від розмірів вибухонебезпечної вуглеводневої хмари і параметрів навколишнього середовища;
- аналіз інфраструктури регіону стосовно розміщення типів потенційних джерел газу метану;
- аналіз розміщення суб'єктів ризику (населення) та території регіону.

Аналіз ризику від лінійних джерел небезпеки різниться від аналізу ризику точкових джерел небезпеки своєю специфікою. Тому розглянемо методичні аспекти цієї проблеми більш докладно.

Для точкових джерел небезпеки частота виникнення аварій розглядається зазвичай за певний проміжок часу, наприклад за рік. Водночас для лінійних джерел небезпеки розрахунок частоти аварій (λ) проводиться як за одиницю часу, так і на одиницю довжини трубопроводу (dy), зокрема величина ризику P буде дорівнювати

$$P = \lambda \cdot dy. \quad (1)$$

В подальшому на обраній ділянці для кожного сценарію розвитку аварій розраховується вірогідність досягнення вибухонебезпечною сумішшю різних точок території з урахуванням інженерних геологічних умов.

Для одержання поля ризику $R(x,y)$, як було зазначено вище, слід помножити потенційної небезпеки (характеристика наслідків при аваріях) на частоту виникнення аварії. Оскільки досягнення вуглеводною сумішшю точки у закритих приміщеннях ще не означає виникнення негативних наслідків, то тут слід враховувати взаємодію цієї суміші з розподілом по території джерел запалювання.

На випадок лінійного розміщення джерел запалювання горючої суміші вздовж напрямку її руху істинна ймовірність P загоряння буде визначатися залежністю [6]

$$P = P^x \cdot n \cdot \prod_{i=1}^{n-1} (1 - P_i^x), \quad (2)$$

де: P_i^x - задана (вихідна) ймовірність запалювання хмари горючої суміші від i -го джерела у даній точці; n_i - джерело запалювання і його номер у напрямі руху суміші.

Вихідна ймовірність запалювання суміші від енергетичного джерела визначається експериментом.

Так, відкриті джерела вогню (печі, факели, зварювання і ін.) мають вірогідність запалювання, що дорівнює 1.

Для випадку довільного розподілу різноманітних джерел по території довкола місця потенційного викиду, завдання обчислення функції P ускладнюється, оскільки необхідно оцінювати ймовірні ситуації зустрічі вуглеводневої суміші з цілою низкою джерел по всьому напрямку простору.

Всі джерела запалювання можна поділити умовно на два типи:

- постійні (місця проживання і праці населення);
- випадкові (автошляхи, залізничні дороги тощо).

Залежно від типів джерел запалювання змінюється значення ймовірності запалювання.

Якщо джерело існує постійно (наземний факел, котельня, об'єкт зварювання тощо), то ймовірність його "спрацювання" (запалювання хмари) дорівнює вихідній ймовірності запалювання P^x . Якщо джерело з ймовірністю P^x може виникнути в окремій точці простору (одинична площа) протягом проміжку часу ϕ , то вірогідність запалювання у цій точці простору дорівнює добутку $\phi \cdot P^x$.

І, нарешті, якщо на даній одиничній площі можуть з'явитися декілька джерел загоряння, то ймовірність загоряння в даній точці дорівнюватиме сумі індивідуальних ймовірностей запалювання.

Фірма "Arthur D Little Ins" здійснила низку робіт з оцінки вірогідностей загоряння вуглеводних хмар, що пов'язані з людською діяльністю. В їх звіті "Final Environmental Impact Statement for Point Conception LNG Terminal", який підготовлений для використання наглядовими і громадськими органами та їх експертами, подані значення вірогідності запалювання:

наявність однієї людини – $P^x = 0,03$;

наявність більше 3-х людей - $P^x = 0,1$.

Ці оцінки характеризують середнє використання відкритого вогню (наприклад, курящою людиною) впродовж 4-5-х хвилин на день, а вірогідність 0,1 можна оцінити як приготування їжі з використанням відкритого вогню протягом 2 - 4-х годин на день.

Пояснюється це тим, що для дії стаціонарних джерел запалювання, якими є будинки населених пунктів, необхідний певний час (кратність повітрообміну), поки вибухонебезпечна хмара з'явиться у приміщенні.

Кількість джерел запалювання (n) по території населених пунктів може розраховуватися за формулою

$$n = 0,1 \cdot \frac{N}{3}, \quad (3)$$

де N – кількість населення.

Для визначення величини ризику $R(x,y)$ при попаданні газу у закриті приміщення, при підземній його міграції, пропонуємо формулу

$$R(x,y) = \frac{\lambda \cdot P^*}{n \cdot L}, \quad (4)$$

де: λ - питома відносна частота виникнення аварій, $\frac{1}{\text{рік} \cdot \text{км}}$; L - відстань від трубопроводу, км; n - відкрита ефективна пористість ґрунтів; P^* - вірогідність запалювання вуглеводневої суміші.

Розрахунки ведемо при:

$$\lambda = 3 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{рік} \cdot \text{км}}; n = 0,1; P^* = 0,1$$

Встановлено, що в зоні ризику можуть опинитися 50 сіл, і сумарний ризик від поступлення газу у закриті приміщення лежить у межах $3 \cdot 10^{-3} - 1,5 \cdot 10^{-4} \text{ рік}^{-1}$, а середній індивідуальний ризик $3 \cdot 10^{-6} - 3 \cdot 10^{-8} \text{ рік}^{-1}$. Зауважимо, що за міжнародними стандартами прийнятим ризиком є 10^{-6} рік^{-1} і вище; за нижній рівень ризику прийнято $10^{-11} \text{ рік}^{-1}$, який трактується як "абсолютна безпека".

При проектуванні магістральних газопроводів надто важливим є врахування природних факторів, які можуть вплинути на надійність у регіонах їх розташування.

Наведені групи природних факторів за інтенсивністю дії на газопроводи можна оцінити індексом небезпечності впливу за методикою, наведеною у роботі [5]. Він розраховується на основі відомостей про середні значення цих факторів для районів розміщення газопро-

водів. Якщо неможливо одержати середні оцінки природних факторів, що враховуються загалом для країни, тоді замість них треба використовувати екстремальні значення природних факторів, які найбільше розповсюджені. Індекс небезпечності впливу природних факторів на нафтогазопроводи можна розрахувати за формулою

$$\Phi_i = \frac{K_i}{K_i^1 + K_i}, \quad (5)$$

де: Φ_i - індекс небезпечності впливу ($0 < \Phi_i \leq 1$); K_i - екстремальне можливе значення i -го природного фактора для району розміщення газопроводу; K_i^1 - середнє або найбільш розповсюджене екстремальне значення i -го природного фактора загалом для країни.

Відмови газопроводів внаслідок впливу сейсмічності найбільш вірогідні в районі Кримських гір та Південного берегу Криму, де сейсмічність оцінюється у 8 балів (руйнівні землетруси); Закарпаття та північні схили Кримських гір - 7 балів (дуже сильні землетруси); басейни річок Прут, Дністер, центральна частина Кримського півострова - 6 балів (сильні землетруси); басейни річок Південний Буг і Львівська область, північна частина Кримського півострова - 5 балів (достатньо сильні землетруси).

Загалом індекс небезпечності впливу землетрусу в районі розташування газопроводів визначається за формулою (6) при $K^1 = 4$ (середнє значення). Якщо трубопровід, що оцінюється, розташовано в географічному пункті, відсутньому в таблиці, то екстремальне можливе значення сили землетрусу береться, виходячи з регіону розміщення трубопроводу.

Індекс небезпечності впливу зсувів у районі розміщення газопроводу Ананьїв-Ізмаїл (Одеська область) визначається при $K^1_3 = 0,5$ та на основі належності місця розташування об'єкта регіонів.

Серед природних факторів, які спричинюють відмови газопроводів, є карстові і суфозійні процеси. Карстові явища розвиваються в карбонатних (вапняки, доломіти та ін.) і некарбонатних (гіпс, ангідрит, кам'яна та калійна солі) породах внаслідок дії поверхневих і підземних вод. Суфозійні процеси розвиваються внаслідок вимивання і винесення водою твердих часточок із ґрунтів. Внаслідок цих процесів утворюються в ґрунтах (породах) порожнини різної форми, через що руйнується основа трубопроводів, а разом з цим і порушується суцільність труб внаслідок згину. Індекс небезпечності впливу карсту і суфозії на газопровід

Таблиця 2 – Розрахунковий індекс небезпечності впливу групи природних факторів на запроєктований газопровід Ананьїв-Ізмаїл

Назва природного фактора	Екстремальне можливе значення природного фактора	Середнє значення природного фактора	Значення індексу небезпечності
Сейсмічність	6	4	0,50
Просідання лесових ґрунтів	4	2	0,66
Зсуви земної поверхні	1	0,5	0,67
Карстові і суфозійні процеси	2	0,5	0,87
Екстремальні вітрові навантаження (для наземних частин трубопроводу)	8,5	5	0,62

визначається за формулою (5) при $K^1_c = 0,5$ на основі належності місцезнаходження об'єкта в регіоні.

В районах розміщення газопроводів, де розвинуті лесові ґрунти, а також над відробленими гірничими виробками можливе руйнування труб внаслідок їх прогинання при зменшенні об'єму лесових ґрунтів внаслідок замочування водою та просідання земної поверхні на ділянках підземної розробки корисних копалин. Індекс небезпечності осідання трубопроводів, розташованих на лесових ґрунтах, визначається при $K^1_n = 2$ на основі належності місцезнаходження об'єкта в регіоні.

Індекс небезпечності впливу вітрового навантаження на надземні лінійні частини трубопроводів визначають при середньому значенні $K^1_y = 5$.

Узагальнюючи вплив групи природних факторів на міцність трубопроводів, розраховані індекси небезпечності стосовно запроєктованого газопроводу Ананьїв-Ізмаїл (таблиця 2) за формулою (5).

Виходячи з даних таблиці, найбільший вплив на запроєктований магістральний газопровід будуть чинити карстові та суфозійні процеси (індекс небезпечності - 0,87); менш небезпечно буде впливати сейсмічність (індекс небезпечності - 0,50).

Література

1 Семчук Я.М., Говдяк Р.М. Основи розробки науково-методичної бази для кількісної оцінки ризику безпеки при експлуатації нафтогазопроводів //Матеріали науково-практичної конференції факультету нафтогазопроводів. - Івано-Франківськ, 1984.-258с.

2 Семчук Я.М. Говдяк Р.М. Актуальні проблеми охорони праці у нафтогазовій галузі //Державний міжвідомчий науково-технічний збірник "Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ". Серія: Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ. 1998. - № 35. - С. 156 - 159.

3 Хенм Э., Куманото Х. Надежность технических систем и оценка риска / Пер. с англ. - М.: Машиностроение, 1984. - 258 с.

4 Маршал В. Основы опасности химических производств. - М.: Мир, 1985.-672с.

5 Потапов В.І. Статюха Г.О. Методика оцінки небезпечних видів діяльності промислових підприємств (проект). - Київ, 1994. - 45с.

6 Сафонов В.С., Одишария Г.З, Швыряев А.А. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности. - М. :АОЗТ "Олита", 1996.-207с.