

Шифр Моделі подій

**Застосування формалізованих моделей розвитку подій
для оцінки небезпеки і аварійності компресорної станції
магістрального газопроводу**

ЗМІСТ

	Стор.
Вступ	3
1. Аналітична частина	4
1.1. Аналіз причин аварій на магістральних трубопроводах	4
1.2. Імовірнісні моделі оцінки небезпеки	10
2. Характеристика матеріалів та методів дослідження	13
3. Експериментальна частина	17
3.1. Розробка формалізованих моделей розвитку подій	17
3.2. Розрахунок факторів ураження.	22
Література	28

Вступ

Ефективним засобом вирішення проблеми зниження техногенної небезпеки є спеціалізовані системи прогнозу і мінімізації ризику. Теоретичною основою оцінки небезпеки є імовірнісний аналіз безпеки (ІАБ). Найбільш поширеним методом оцінки небезпеки і аварійності є розробка формалізованих моделей розвитку подій – використання логіко-імовірнісних моделей «дерево відмов» (FTA) і «дерево подій» (ETA).

Ці методи знайшли широке застосування в світі для аналізу ризику аварій на об'єктах підвищеної небезпеки. Вони застосовуються як для попереднього аналізу рівня безпеки в ході розробки рекомендацій для зниження рівня ризику, так і для розслідування причин аварій на небезпечних технологічних об'єктах. В Україні та Росії методи FTA та ETA застосовуються під час розробки декларації безпеки об'єктів підвищеної небезпеки.

В основі будь-якої ефективної програми управління безпекою лежать аналіз та оцінка формалізованих моделей розвитку подій. Враховуючи велику кількість небезпек, які притаманні експлуатації магістральних трубопроводів, важливо розуміння того, які з цих ризиків є найбільш критичними. Специфіка експлуатації трубопровідного транспорту безпосередньо пов'язана з ризиком каскадного розвитку аварій. Тому забезпечення безпеки магістральних газопроводів має велике значення для енергетичної безпеки країни.

Актуальність теми.

Проблема попередження техногенних аварій з кожним роком набуває все більшої актуальності через те, що число і тяжкість наслідків аварій мають загальну тенденцію до зростання. Використовуючи закордонні та вітчизняні науково-дослідні розробки сьогодні вдалося виробити загальновизнану концепцію їх попередження, основу на оцінках та аналізі ризику аварій.

Найбільший ризик виникнення аварій та небезпек під час експлуатації трубопровідного транспорту, що суттєво впливає на стан техногенної безпеки, є понаднормативні строки експлуатації основного обладнання та незадовільний стан безпосередньо трубопроводів. Близько 80 % газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях експлуатуються понад 30 років, застаріли як фізично, так і морально. Внаслідок експлуатації більше 30 років значної частини газопроводів України зростає ризик їх руйнування через виникнення аварійно-небезпечних дефектів, що спричинить надзвичайну ситуацію зі значними наслідками. Тому дослідження можливості застосування формалізованих моделей розвитку подій для прогнозування аварійних ситуацій на магістральних трубопроводах і компресорних станціях є актуальним і своєчасним.

Мета роботи полягає у встановленні критеріїв та оцінки небезпеки аварійності компресорної станції магістрального газопроводу.

1. Аналітична частина

1.1. Аналіз причин аварій на магістральних трубопроводах

Сьогодні в світі за рік виникає декілька тисяч надзвичайних ситуацій, на ліквідацію наслідків яких витрачається значна частка валового доходу держав. В багатьох європейських країнах ведеться офіційна статистика щодо кількості аварійних випадків за той, чи інший проміжок часу. Однак в Україні більша частина такої інформації є конфіденційною і, відповідно, закритою для загального огляду чи зафіксована тільки локально на підприємстві.

В роботі [1] розглянуто статистичні дані 8-го звіту європейської групи (EGIG), яка проводить дослідження аварій на трубопроводах, щодо загальних показників аварійності на магістральних трубопроводах деяких європейських країн (рис. 1).

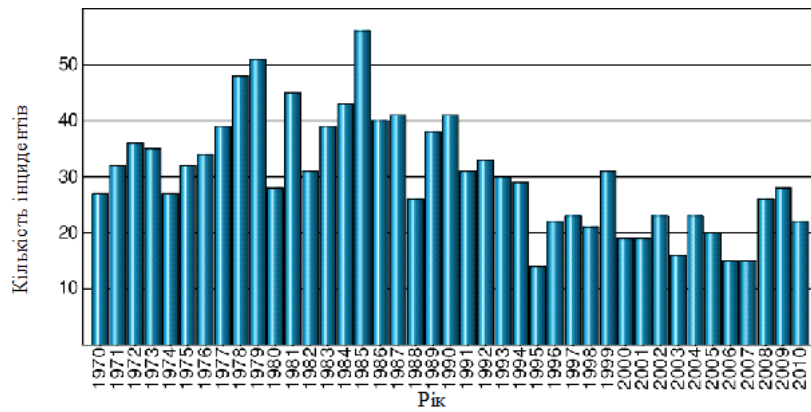


Рис. 1. Динаміка кількості аварій газотранспортної мережі EGIG [1]

Щоб побачити чітку характеристику причин виникнення аварій на магістральних трубопроводах європейських країн (рис. 2) ми використали дані 10-го звіту європейської групи (EGIG) [2].

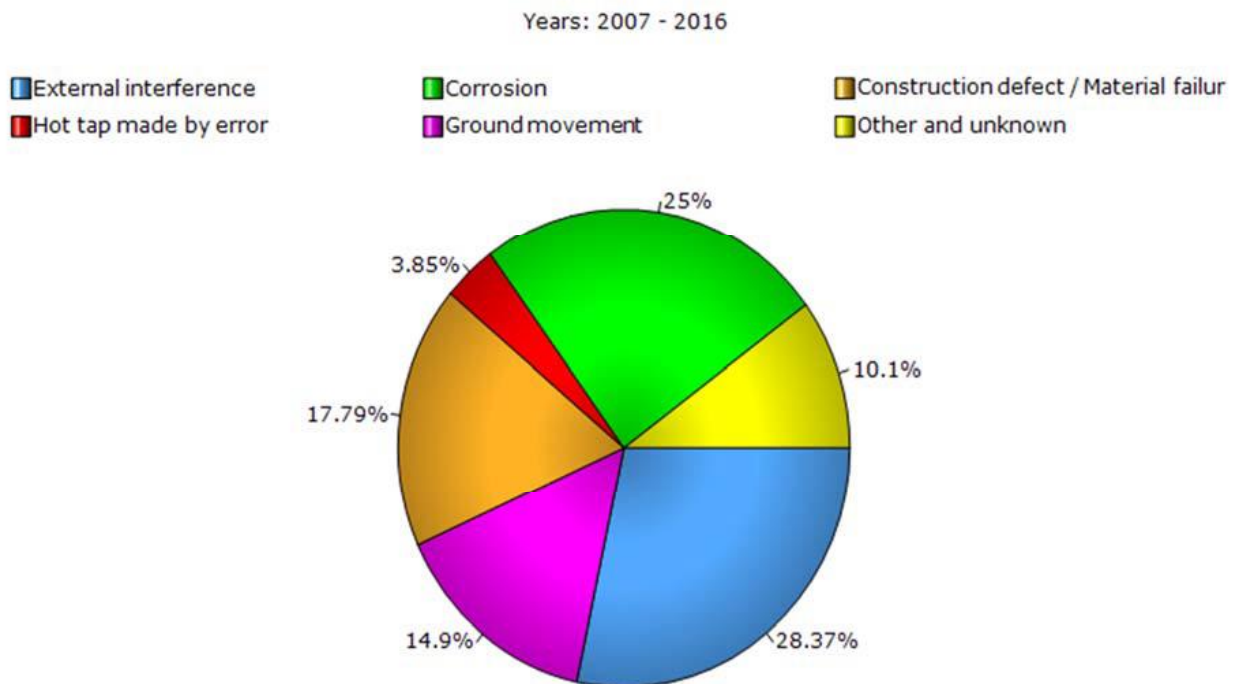


Рис.2. Кількість аварій газотранспортної мережі EGIG [2] за причинами виникнення

Більша частина магістральних газопроводів (МГ) має підземну конструктивну схему прокладки. На підземні трубопроводи впливають корозійно-активні ґрунти. Під впливом корозійного зносу металу зменшується товщина стінки труб, що в свою чергу може призвести до виникнення аварійних ситуацій на МГ. Як правило, більшість дефектів на газопроводах

з'являється в результаті корозійних і механічних пошкоджень, визначення місця і характеру яких пов'язані з рядом труднощів і великими матеріальними витратами [3]. На рис. 3-4 наведено аналіз статистичних даних з розподілу причин аварій на російських магістральних газопроводах протягом 2005–2013 рр. [3].



Рис. 3. Сумарний розподіл причин аварій на російських магістральних газопроводах [3]

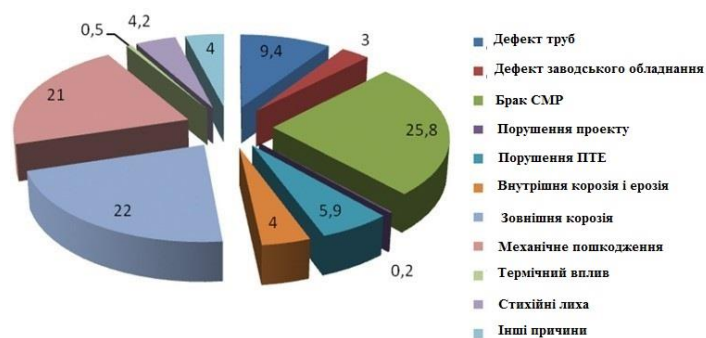


Рис. 4. Розподіл аварій на лінійній частині газопроводів різних діаметрів за причинами їх виникнення [3]

Проаналізовані авторами [4] фактори, які спричиняють аварії та аварійні ситуації, пов'язані з експлуатацією магістральних трубопроводів, можна розділити на такі, що проявляються на стадії проектування (неправильний вибір матеріалу, технології виготовлення, неврахування умов експлуатації), виготовлення (порушення технології, використання матеріалів незадовільної якості, недостатня увага контрольним заходам) та експлуатації (корозія, зовнішні механічні дії, старіння металу). В Україні серед причин аварій розповсюдженим є суб'єктивний фактор, пов'язаний із недбалістю ставленням до трубопроводу або порушенням вимог до його експлуатації.

Найбільша кількість аварій спостерігається в Сполучених Штатах Америки. [4]. Одна із них сталася 10 вересня 2010 року в м. Сан-Бруно, штат Каліфорнія, де відбувся потужний вибух сталевих газопроводу діаметром 76 см, який залишив після себе кратер глибиною до 12 метрів, діаметром 51 м. Вісім осіб загинуло, понад п'ятдесят було поранено. Висота полум'я сягала 90 м, очевидці повідомляли про вогняну кулю і стіну вогню заввишки 300 м. Серед основних причин аварій називають корозію обладнання, незадовільну якість зварних швів і навіть стихійні лиха. Так, у 2012 році трубопроводи в штаті Нью-Джерсі піддалися атаці урагану "Сенді", що призвело до виникнення понад 1600 випадків розгерметизації трубопроводу.

Серйозною причиною виходу трубопроводів з ладу є корозія. Сталь, яка знаходиться у взаємодії з активними середовищами, такими як нафта чи газ – поступово деградує. На частку корозійних процесів припадає до 25 відсотків усіх повідомлень про аварії, які призводять до загибелі людей.

Старіння металу трубопроводу (процес, який також призводить до негативних змін структури та властивостей матеріалу) також називають серед основних причин аварій. Наприклад, у 2011 році, в місті Аллентаун (США) вибухнув газопровід. Загибло 5 людей, було знищено майже п'ятдесят будинків. Причиною було перевищення терміну експлуатації – газопровід виготовлений з чавунних труб у 1928 році. Проблема вичерпання ресурсу роботи магістральних трубопроводів внаслідок тривалої експлуатації актуальна і для України [4].

Стрес-корозійне розтріскування (СКР) металу в даний час є однією з основних і найбільш частих причин руйнування магістральних трубопроводів. До пошкоджень цього типу відносять тріщини, які утворюються на зовнішній поверхні трубопроводів в ділянках з порушенням ізоляційного покриття під дією корозійно-активного середовища і напружено-деформаційного фактора в умовах катодної поляризації. Наслідки руйнування газопроводів внаслідок СКР (СКР-руйнування) досить значні: котлован і розкидані на 40 ... 50 м фрагменти газопроводу. Основними зовнішніми ознаками, за якими визначають

походження тріщин внаслідок СКР (СКР-тріщини) є наявність на зовнішній поверхні труб колоній тріщин, орієнтованих, як правило, в поздовжньому напрямку [5].

В Україні відбулося кілька аварій газопроводів, обумовлених стрес-корозійними дефектами. На газопроводі «Уренгой-Помари-Ужгород» такі руйнування були зафіксовані в травні 2003 р., в травні 2007 р. і в грудні 2007 р. В процесі експлуатації магістрального газопроводу «Прогрес» виявили локальне витікання газу з його займанням. Було виявлено ряд наскрізних дефектів, причиною яких було стрес-корозійне розтріскування під напругою кільцевого монтажного з'єднання [5].

Ще одним із найбільших джерел небезпеки є застарілість обладнання. За даними Нафтогаз Україна [6], близько 40% від загальної протяжності магістральних трубопроводів експлуатуються понад 30 років. Близько 80 % газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях експлуатуються понад 30 років, застаріли як фізично, так і морально.

Внаслідок експлуатації більше 30 років значної частини газопроводів України зростає ризик виникнення аварійно-небезпечних дефектів та можливість їх руйнування. Результати аналізу (рис. 5) показують, що основну небезпеку створюють такі фактори, як понаднормові строки експлуатації трубопроводів, механічні пошкодження, зсуви та розломи ґрунту.

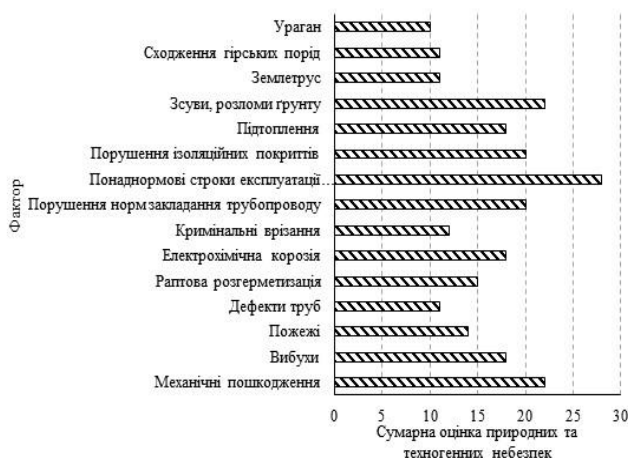


Рис. 5. Аналіз природних та техногенних небезпек, що мають місце при експлуатації магістральних трубопроводів [6]

Корозійне розтріскування під напругою (КРН) магістральних газопроводів є ще однією з головних причин їх руйнування. Більшість аварій через КРН, як правило, відбувається в 20 км зоні за компресорною станцією по ходу газу. Метал труби в цій зоні крім контакту з ґрунтовим електролітом на ділянках пошкодження ізоляційного покриття піддається додатковій дії підвищеної температури газу, а також високого рівня вібрації, які можуть за певних умов стати причиною зародження стрес-корозійних тріщин.

В роботі [7] показано, що перехід металу в крихкий стан визначається тиском та діаметром труби. Часто руйнування трубопроводів супроводжується вибухами, які визивають таке підвищення тиску в трубі, що ні якісний матеріал труби, ні використання вставки локалізатора тріщин часто не припиняє руйнування трубопроводу розповсюдженням крихкої тріщини з швидкістю, яка перевищує швидкість декомпресії газу. Найбільш небезпечні ділянки – їх перетинання з автомобільними та залізничними дорогами. Виникнення та розвиток тріщини складається з трьох етапів: ініціювання, розповсюдження (стабільне повільне і швидке катастрофічне) та зупинка [7].

Автори [7] зазначають, що більшість факторів, які найчастіше ставали причинами аварій, неможливо передбачити при проектуванні трубопроводу. Зокрема, сучасні методики дозволяють врахувати фактори корозії та несприятливих змін, які відбуваються в металі труб у ході експлуатації (так званого старіння металу), а також частково – вплив зсувів ґрунту, в той час як фактори суб'єктивного характеру залишаються поза увагою під час проектування.

За статистикою ступінь аварійності трубопроводного транспорту така – у 90% випадків відбувається викид вмісту через отвір в стінці трубопроводу до тих пір, поки витік не буде зупинений, в 10% випадків – повний розрив трубопроводу [8].

1.2. Імовірнісні моделі оцінки небезпеки

Теоретичною основою оцінки небезпеки є імовірнісний аналіз безпеки (ІАБ). Серед багатьох проблем, які потребують невідкладного вирішення, важливе значення має захист населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного характеру. Зазвичай необхідно попередити не всі аварії або відмови, а в першу чергу критичні, які викликають або здатні викликати важкі наслідки аж до катастроф і надзвичайних ситуацій.

Оцінка ризику (імовірності) виникнення аварій з застосуванням імовірнісних структурно-логічних моделей передбачає можливі відхилення параметрів (порушення режимів) процесу; - причини цих відхилень; - механічні поломки та відмови елементів устаткування; - відмови систем КВП і А, сигналізації, автоматичних систем управління (АСУ) і систем протиаварійного захисту (ПАЗ); - помилки персоналу.

Під час розгляду причин відхилень розглядаються відмови устаткування, арматури, поломки, а також можливі технологічні причини, обумовлені порушенням режимів роботи функціонально пов'язаних апаратів.

Це багатоетапний процес виявлення небезпечних ситуацій і їх причин, який за структурою нагадує дерево з розгалуженими гілками. Межі розгалуження дерева визначаються методом аналізу. Це графоаналітичний метод. До його переваг належить можливість зосередити увагу тільки на тих елементах системи і подіях, що безпосередньо є джерелом небезпеки.

Аналіз небезпек за допомогою дерев причин орієнтується на потенційно небезпечні події. Він полягає у виявленні всіх факторів, що можуть сприяти її виникненню. За результатами цього аналізу будують орієнтовний граф – дерево. Аналіз небезпек за допомогою дерева наслідків потенційної події досліджує групу подій, що призводять до небезпечних подій [9].

Аналіз дерева відмов (Fault-tree analysis – FTA) – це метод дедуктивного мислення, де логічний зв'язок між потенційними аваріями і відповідними причинами може бути представлений деревоподібними діаграмами. FTA став

одним з найпопулярніших методів в системному аналізі. Він може описати динамічний процес виникнення і розвитку аварій, з'ясувати прямі і непрямі причини і поєднання цих причин. Аналізуючи FTA якісно і кількісно, можна знайти основні причини, забезпечити надійну основу для визначення заходів безпеки, для прогнозування і запобігання аварій. Дерево відмов є спрямованим логічним деревом, яке описує виникнення аварій від результату до причини [10].

Аналіз дерева подій (Event Tree Analysis – ETA) використовує ті самі логічні та математичні методи, що і аналіз дерева відмов. Однак, хоча дерево відмов аналізує, як може статися небажана подія зверху, дерево подій враховує вплив відмови певного компонента або елемента в системі та розробляє вплив такої несправності на загальний системний ризик або надійність. Древа подій використовують індуктивний підхід, тоді як дерева відмов є дедуктивними.

Аналіз ETA – це індуктивна процедура, яка показує всі можливі результати, що виникають внаслідок випадкової (ініціюючої) події, враховуючи, чи функціонують встановлені бар'єри безпеки, а також додаткові події та фактори. Вивчаючи всі відповідні випадкові події (які були ідентифіковані попереднім аналізом небезпеки), ETA може бути використаний для виявлення всіх потенційних сценаріїв аварій та їх послідовностей у складній системі. Можна виявити конструктивні та процедурні слабкості, а також визначити ймовірність різних результатів випадкової події [11].

Під час проведення аналізу небезпек зазвичай дерево відмов і дерево подій тісно пов'язані (рис. 6).

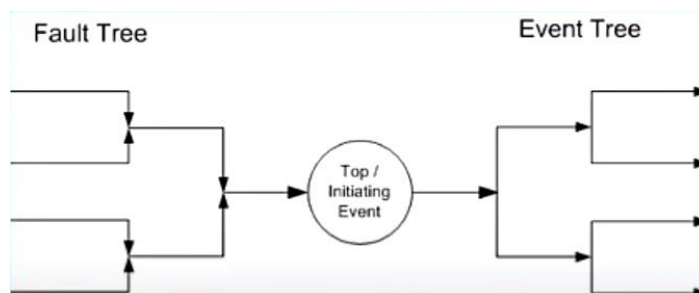


Рис.6. Зв'язок дерева відмов і дерева подій [11].

Дерева подій використовуються, щоб ідентифікувати наслідки аварійної ситуації, що розвиваються в межах технологічного процесу. Побудова дерева подій більш складне для розуміння, ніж дерева відмов, але дозволяє аналізувати ефективність і надійність засобів захисту і отримати уявлення про масштаби наслідків аварій.

Створення дерева подій полягає в формальній процедурі опису НС і послідовного занесення проміжних подій, при цьому в дерево слід включати тільки ті події, які впливають на розвиток аварійної ситуації і призводять до різних масштабів наслідків. Графічна частина дерева подій являє собою систему горизонтальних і вертикальних ліній, що розвивається зліва направо від початкової події (НС), через проміжні події до кінцевих станів. Розгалуження горизонтальної лінії в межах осередку означає або здійснення (верхня гілка), або нездійснення (нижня гілка) проміжної події.

Послідовність побудови дерева подій:

- ідентифікувати (та визначити) відповідну випадкову (початкову) подію, яка може спричинити небажані наслідки;
- визначити заходи, призначені для подолання випадкової події;
- побудувати дерево подій;
- описати (потенційні) послідовності аварій;
- визначити частоту випадкової події та (умовні) ймовірності гілок у дереві подій;
- розрахувати ймовірності/частоти для виявлених наслідків (результатів).

Зазвичай випадкову подію «передбачають». Розробники систем мають встановити заходи, призначені для реагування на подію шляхом припинення дії послідовності аварій або пом'якшення наслідків аварії.

Для кожної випадкової події ми повинні визначити:

- розвиток потенційної аварії;
- залежності системи;
- умовні реакції системи.

У практичному застосуванні іноді проводяться дискусії щодо того, що слід вважати випадковою подією (наприклад, починати з витоку газу, пожежі чи вибуху) Коли це можливо, слід завжди починати з першого значного відхилення, яке може призвести до небажаних наслідків. Додаткові події та/або фактори слід перерахувати разом із перешкодами, наскільки це можливо в послідовності, коли вони можуть мати місце.

2. Характеристика матеріалів та методів дослідження

Розрахунок розмірів зон, обмежених нижньою концентраційною межею поширення полум'я (НКМП) газів.

Відстань $X_{НКМП}$, $Y_{НКМП}$, $Z_{НКМП}$ для горючих газів визначається за формулами:

$$X_{НКМП} = Y_{НКМП} = 14,6 \left(\frac{m_{Г}}{\rho_{Г} \times C_{НКМП}} \right)^{0,33} \quad (1)$$

$$Z_{НКМП} = 0,33 \left(\frac{m_{Г}}{\rho_{Г} \times C_{НКМП}} \right)^{0,33} \quad (2)$$

де: $m_{Г}$ – маса горючого газу, яка поступила у відкритий простір під час аварійної ситуації, кг; $\rho_{Г}$ – густина горючого газу при розрахунковій температурі і атмосферному тиску, кг/м³; $C_{НКМП}$ – нижня концентраційна межа поширення полум'я горючих газів, % об.

Розрахунок параметрів хвилі тиску під час згоряння природного газу у відкритому просторі [12]

Надлишковий тиск ΔP , який розвивається під час згоряння газу розраховують за формулою:

$$\Delta P = P_0 \left(\frac{0,8 \times m_{np}^{0,33}}{r} + \frac{3 \times m_{np}^{0,66}}{r^2} + \frac{5 \times m_{np}}{r^3} \right), \text{ кПа} \quad (3)$$

де P_0 – атмосферний тиск, (101 кПа); r – відстань від геометричного центру хмари газу, м; m_{np} – приведена маса газу, кг.

$$m_{np} = \left(\frac{Q_{cz}}{Q_0} \right) \times m_r \times Z, \text{ кг} \quad (4)$$

де Q_{cz} – питома теплота згорання метану, Дж/кг; Q_0 – константа, рівна $4,52 \times 10^6$ Дж/кг; Z – коефіцієнт участі, допускається приймати $Z=0,1$; m_r – маса газу, який поступив в навколишнє середовище внаслідок аварії, кг.

Імпульс хвилі тиску визначається за формулою:

$$i_1 = \frac{123 \times m_{np}^{0,66}}{r}, \text{ Па} \cdot \text{с} \quad (5)$$

Розрахунок зон дії уражаючих факторів вибухів з розрахунку тротилового еквіваленту вибуху парогазового середовища [13]

Тротильовий еквівалент вибуху парогазового середовища (W_T), який визначається за умовами адекватності характеру і ступеня руйнування при вибухах парових хмар, розраховується за формулою:

$$W_r = \frac{0,4q'}{0,9q_r} \cdot z \cdot m, \quad (6)$$

де: W_T – тротильовий еквівалент, кг; 0,9 – частка енергії вибуху тринітротолуолу (ТНТ), що витрачається на формування ударної хвилі; 0,4 – частка енергії вибуху парогазового середовища, що витрачається безпосередньо на формування ударної хвилі; q' – питома теплота згорання парогазового середовища, кДж/кг; q_T – питома енергія вибуху тротилу, що дорівнює 4520 кДж/кг; z – частка приведеної маси пари, що бере участь у вибуху (0,1), m_{np} – приведена маса ПГС, кг.

Межі кожної зони характеризуються значеннями надлишкового тиску по фронту ударної хвилі i , відповідно, безрозмірним коефіцієнтом K .

Радіуси зон руйнування визначаються виразом:

$$R = K \cdot R_0 \quad (7)$$

де R_0 – умовний радіус руйнувань, м; K – умовний коефіцієнт, приймається відповідно зонам руйнувань:

- перепад тиску ударної хвилі $\Delta P \geq 100$ кПа (повні руйнування) – $K=3.8$;

- перепад тиску ударної хвилі $\Delta P \geq 70$ кПа (сильні руйнування) – $K=5.6$;
- перепад тиску ударної хвилі $\Delta P \geq 28$ кПа (середні руйнування) – $K=9.6$;
- перепад тиску ударної хвилі $\Delta P \geq 14$ кПа (помірні руйнування) – $K=28$;
- перепад тиску ударної хвилі $\Delta P \geq 2$ кПа (малі руйнування) – $K=56$.

якщо $m < 5000$ кг

$$R_0 = \frac{\sqrt[3]{W_T}}{\left[1 + \left(\frac{3180}{W_T}\right)^2\right]^{1/6}} \quad (8)$$

або якщо $m > 5000$ кг

$$R_0 = \sqrt[3]{W_T} \quad (9)$$

Розрахунок розмірів факелу при струминному горінні [14]

В разі струминного витікання стиснутих газів виникає небезпека утворення дифузійних факелів. Довжина факела при цьому визначається за формулою:

$$L_F = K \cdot G^{0.4} \quad (10)$$

де G — витрата продукту, кг/с; K — емпіричний коефіцієнт, який при витіканні стиснених газів приймається рівним 12,5.

Ширина факела (м) при струминному горінні визначається за формулою:

$$D_F = 0,15 \cdot L_F \quad (11)$$

При проведенні оцінок пожежної небезпеки палаючого факела під час струминного витікання стиснутих горючих газів приймаються наступні припущення:

- зона безпосереднього контакту полум'я з навколишніми об'єктами, тобто область найнебезпечнішого теплового впливу, інтенсивність якого може бути прийнята 100 кВт/м, визначається розмірами факела;
- довжина факела L_F не залежить від напрямку витікання продукту й швидкості вітру;
- найбільшу небезпеку представляють горизонтальні факели, умовну ймовірність реалізації яких слід приймати рівною 0,67;

- ураження людини в горизонтальному факелі відбувається в 30°-ому секторі з радіусом, який дорівнює довжині факела;
- вплив факела на сусіднє обладнання, який приводить до його руйнування, відбувається в 30°-ому секторі, обмеженому радіусом, рівним L_F ,
- за межами зазначеного сектору на відстанях від L_F до $1,5 L_F$ теплове випромінювання від горизонтального факела становить 10 кВт/м^2 .

3. Експериментальна частина

3.1. Розробка формалізованих моделей розвитку подій

Великі аварії, як правило, характеризуються комбінацією випадкових подій, що виникають з різною частотою на різних стадіях виникнення і розвитку аварії. Для виявлення причинно-наслідкових зв'язків між цими подіями використовують логіко-графічні методи аналізу дерева відмов і дерева подій.

При аналізі дерева відмов виявляються комбінації відмов (пошкоджень) обладнання, інцидентів, помилок персоналу та нерозрахованих зовнішніх впливів, що призводять до головного події (аварійної ситуації). Метод використовується для аналізу можливих причин виникнення аварійної ситуації і розрахунку її частоти (на основі знання частот вихідних подій).

Аналіз дерева подій – алгоритм побудови послідовності подій, що виходять з основної події (аварійної ситуації). Частота кожного сценарію розвитку аварійної ситуації розраховується шляхом множення частоти основної події на умовну ймовірність кінцевої події.

Основні сценарії можливих аварій на газопроводах пов'язані з розривом труб на повний переріз і витіканням газу в атмосферу в критичному режимі (зі швидкістю звуку) з двох кінців газопроводу (вгору і вниз по потоку). Протяжність розриву і ймовірність загоряння газу мають певний зв'язок як з технологічними параметрами трубопроводу (його енергетичним потенціалом), так і з характеристиками ґрунту (щільність, наявність кам'янистих включень). Для трубопроводів великого діаметра (1000-1400 мм) характерні протяжні розриви (50-70 м і більше) і висока ймовірність загоряння газу (0,6-0,7).

Горіння газу може протікати в двох основних режимах. Перший з них постає, як правило, у вигляді двох незалежних (слабо взаємодіючих) настільних струменів полум'я з орієнтацією, близькою до осі газопроводу. Це характерно в основному для трубопроводів великого діаметра (режим «струменевого» полум'я). До другого слід віднести результуючий (по витраті газу) стовп вогню з близькою до вертикальної орієнтацією (горіння «в

котловані»). Даний режим горіння газу більш характерний для трубопроводів відносно малого діаметра.

Кількість природного газу, здатного брати участь в аварії, залежить від діаметра газопроводу, робочого тиску, місця розриву, часу ідентифікації розриву, особливостей розміщення і надійності спрацьовування лінійної арматури.

Основну небезпеку аварійної розгерметизації газопроводів представляють:

- ділянки газопроводів після компресорних станцій (до 5 км) - внаслідок нестаціонарних динамічних навантажень;
- ділянки газопроводів на вузлах підключення;
- ділянки підводних переходів;
- ділянки, що проходять поблизу населених пунктів і районів з високим рівнем антропогенної активності (райони будівництва, перетину з автомобільними дорогами та залізницями).

Процес ідентифікації газової небезпеки на досліджуваному об'єкті проводився за допомогою дерева несправностей (FTA) та дерева подій (ETA). Ці методи можуть включати одночасні несправності технічних компонентів та несправності через людські помилки (людський фактор). Це дає можливість для більш широкого аналізу факторів причинного впливу, які призводять до остаточної події у вигляді аварії або технічної поломки.

Оцінка небезпеки із застосуванням моделей розвитку подій була проведена на прикладі експлуатації газової системи Красилівської компресорної станції магістрального газопроводу «Дашава-Київ».

Графічна форма дерева відмов, яке використовується для аналізу причин розгерметизації магістрального газопроводу, представлена на рис.7. Вершиною цього дерева є небажана подія - викид газу внаслідок розгерметизації або руйнування газопроводу. Послідовність подій, які призводять до небажаної події в вершині, утворюють гілки дерева: дефекти газопроводу, помилки персоналу, корозія, різні навантаження тощо.

Проміжні події позначені прямокутниками, вихідні події-передумови показані колами з цифрами. Для зв'язку між подіями в "вузлах" дерев використовуються знаки "І" та "АБО".

Логічний знак "І" означає, що вище розташована подія виникає при одночасному настанні нижче розташованих подій. Знак "АБО" означає, що вище розташована подія може відбутися внаслідок виникнення однієї з нижчих подій. Наприклад, порушення властивостей металу труб і запірних пристроїв може статися внаслідок або механічного зношення, або корозійної дії.

Дерево відмов дає чітке уявлення про взаємозв'язки всередині системи і про те, яким чином і з яких причин виникають різні небажані події, які можуть вплинути на втрату герметичності магістрального газопроводу.

У методі дерева подій ЕТА аналіз починається з пошуку причин (загрозливих факторів), що призводять до виникаючих загроз. У схемі дерева подій виділяються області головної події (ініціююча подія) та дерева подій (послідовність можливих подій). У цьому випадку метод дозволяє аналізувати складні системи безпеки та аварійні ситуації. Можливість аварійних ситуацій з використанням методу дерева подій показано на рис.8.

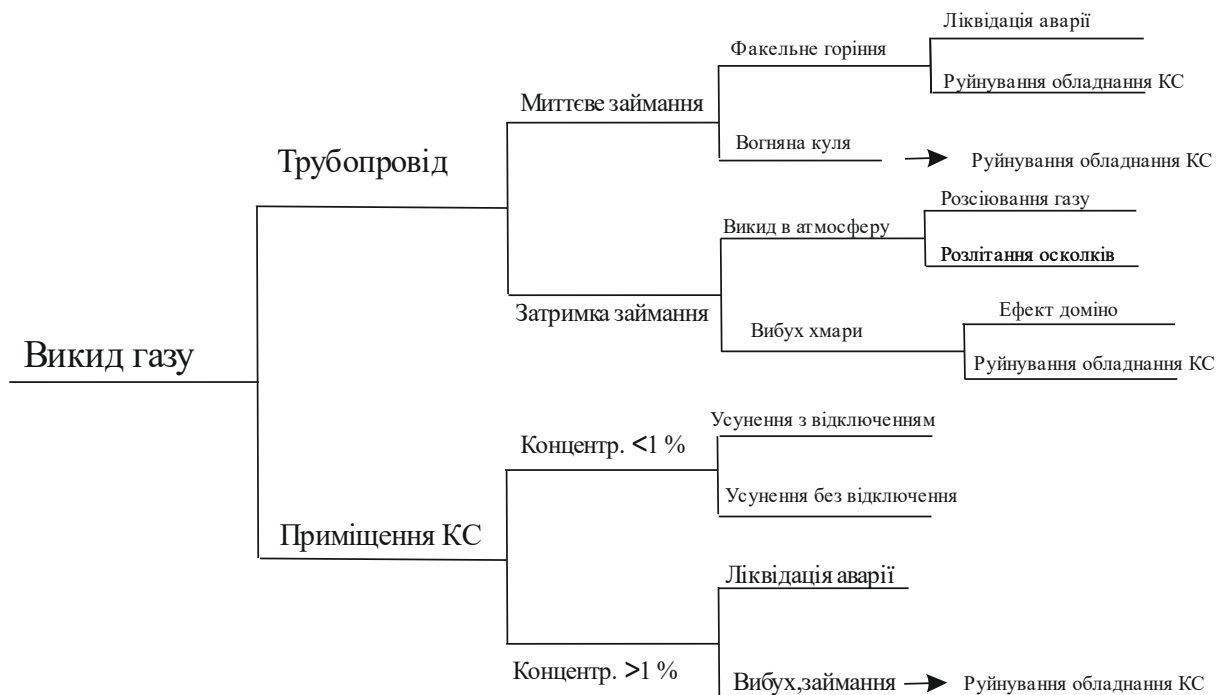


Рис. 8. Дерево подій в разі аварій на компресорній станції МГ

Для вузла підключення до МГ, газопроводів обв'язки та газового обладнання КС сценарії аварій в узагальненому вигляді можна описати таким чином: розгерметизація трубопроводу або агрегату з викидом (витіканням) природного газу в навколишнє середовище → взаємодія потоку газу з компонентами навколишнього середовища → поява ініціаторів займання → вплив факторів аварії на реципієнтів → ураження реципієнтів.

Розглянемо послідовність розвитку аварії на підземних трубопроводах-відводах до КС. Внаслідок ряду причин, вказаних в дереві відмов, стається розрив підземного технологічного газопроводу → утворення котловану в ґрунті → утворення первинної повітряної хвилі стискання за рахунок розширення стисненого газу в атмосфері → розліт осколків труби та фрагментів ґрунту → витікання газу з котловану у вигляді «колонного» шлейфа → займання стікаючого газу з утворенням «стовпа» полум'я → утворення при запалюванні газу вторинної повітряної хвилі стискання → потрапляння людей, споруд, обладнання в зону термічного впливу від пожежі → загибель або одержання людьми опіків різного ступеня важкості, а також травм від впливу повітряної хвилі стискання, осколків; знищення або пошкодження обладнання КС.

За іншим сценарієм події можуть розвиватись таким чином: розрив підземного технологічного газопроводу → утворення котловану в ґрунті → утворення повітряної хвилі стискання → розліт осколків труби та фрагментів ґрунту → витікання газу з газопроводу у вигляді колонного шлейфа → розсіювання стікаючого газу без займання → потрапляння людей, споруд і обладнання в зону баричного впливу або газової хмари → одержання людьми травм і пошкодження обладнання у результаті впливу повітряної хвилі стискання, осколків; асфіксія людей при влученні в газову хмару; забруднення атмосфери природним газом.

Для наземних зовнішніх газопроводів обв'язки аварійна ситуація може розвиватись так: розрив надземного зовнішнього газопроводу → утворення повітряної хвилі стискання в момент розриву → розліт фрагментів труби →

витікання струменів газу з кінців розірваного газопроводу → займання газоповітряної суміші, що утворилася → неспрацьовування систем пожежогасіння → термічний вплив пожежі на технологічне обладнання, будинки і персонал, який опинився поза приміщеннями → руйнування або пошкодження обладнання, будинків; загибель або одержання людьми опіків різного ступеня важкості, а також травм від дії повітряної хвилі стискання або осколків.

Ще більш небезпечна ситуація може створитись в разі появи ініціатора загоряння під час аварійної розгерметизації трубопроводу з такими наслідками: розрив надземного зовнішнього газопроводу → утворення повітряної хвилі стискання в момент розриву → розліт фрагментів труби → витікання газу з кінців розірваного газопроводу у вигляді високошвидкісних струменів → займання стікаючого газу з утворенням факельного горіння → не спрацювання систем пожежогасіння → термічний вплив пожежі на технологічне обладнання і на людей, які опинилися поза приміщеннями → руйнування або пошкодження обладнання і споруд на об'єкті; загибель або одержання людьми опіків, травм від дії повітряної хвилі стискання або осколків.

3.2. Розрахунок факторів ураження.

Були розраховані значення показників факторів ураження в разі аварій на трубопроводах-відводах МГ та газопроводах обв'язки КС за методиками, наведеними в розділі 2.

Газопровід вузла підключення МГ ($D=1000$ мм) до КС та газопровід обв'язки ($D=500$ мм).

Розрахунок параметрів хвилі тиску під час згоряння газу у відкритому просторі проводили для різних відстаней.

Основним компонентом паливного газу є метан.

Маса газу $m_r = 2232$ кг та $m_r = 127$ кг.

Приведена маса газу:

$$m_{np} = \left(\frac{5,0 \times 10^7}{4,52 \times 10^6} \right) \times 2232 \times 0,1 = 2469,02 \text{ кг}$$

$$m_{np} = \left(\frac{5,0 \times 10^7}{4,52 \times 10^6} \right) \times 127 \times 0,1 = 140,48 \text{ кг}$$

Надлишковий тиск ΔP , який розвивається під час згоряння метану розраховували за формулою 3:

$$\Delta P_1 = 101 \left(\frac{0,8 \times 2469,02^{0,33}}{20} + \frac{3 \times 2469,02^{0,66}}{20^2} + \frac{5 \times 2469,02}{20^3} \right) = 340,3 \text{ кПа}$$

Імпульс хвилі тиску i за формулою 5:

$$i_1 = \frac{123 \times m_{np}^{0,66}}{r} = \frac{123 \times 2469,02^{0,66}}{20} = 1066,4 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

Результати розрахунків наведено на рис. 9,10.

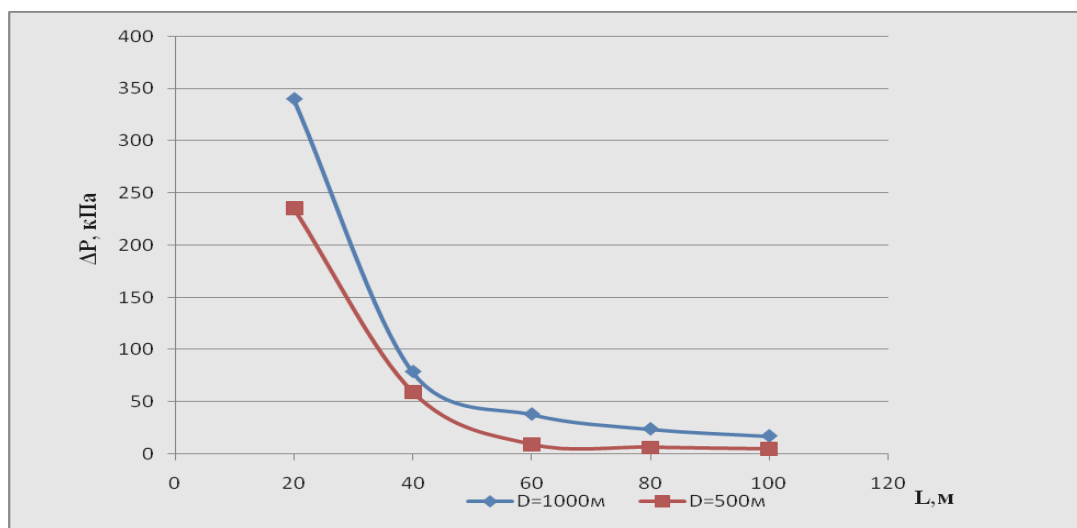


Рис. 9. Надлишковий тиск вибуху на відстані від геометричного центру хмари

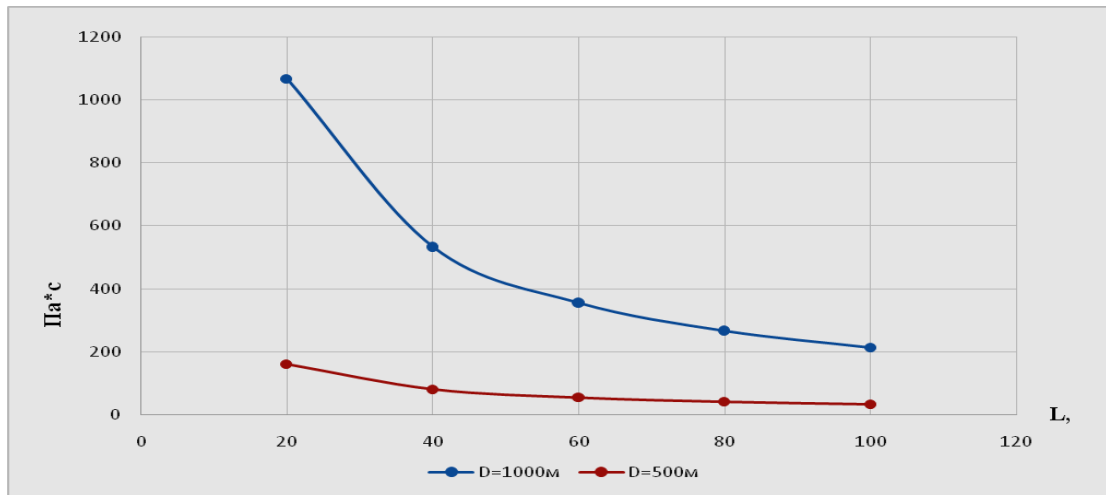


Рис. 10. Імпульс ударної хвилі на відстані від геометричного центру хмари

Під час згоряння газоповітряної суміші газу на відкритому просторі в разі руйнування газопроводу вузла підключення можливе повне руйнування будівлі компресорної станції з пошкодженням обладнання і ланцюговим розвитком аварії. Внаслідок дії надлишкового тиску хвилі тиску на інші будівлі можливі пошкодження менше помірних (пошкодження рам, дверей, скління). Згоряння газоповітряної суміші газу на відкритому просторі в разі руйнування газопроводу обв'язки завдасть значно меншої шкоди обладнанню КС.

Розрахунок зон дії уражаючих факторів вибухів з розрахунку тротилового еквіваленту вибуху газового середовища проводили згідно [13].

Тротилового еквівалент вибуху в разі розгерметизації газопроводу підводу:

$$W_r = \frac{0,4q'}{0,9q_r} \cdot z \cdot m = \frac{0,4 \cdot 50000}{0,9 \cdot 4520} \cdot 0,1 \cdot 2469,02 = 1213,8 \text{ кг}$$

Радіуси зон руйнування:

$$R_0 = \frac{\sqrt[3]{W_T}}{\left[1 + \left(\frac{3180}{W_T}\right)^2\right]^{1/6}} = \frac{\sqrt[3]{1213,8}}{\left[1 + \left(\frac{3180}{1213,8}\right)^2\right]^{1/6}} = 8,26 \text{ м}$$

$$R_1 = K \cdot R_0 = 8,26 \cdot 3,8 = 31 \text{ м}$$

$$R_2 = 8,26 \cdot 5,6 = 46 \text{ м}$$

$$R_3 = 8,26 \cdot 9,6 = 79 \text{ м}$$

$$R_4 = 8,26 \cdot 28 = 231 \text{ м}$$

$$R_5 = 8,26 \cdot 56 = 463 \text{ м}$$

Також провели розрахунок розмірів факела в разі струминного витікання стиснутих газів з пошкоджених трубопроводів, внаслідок чого виникає небезпека теплового впливу.

$$\text{Довжина факела: } L_F = K \cdot G^{0,4} = 12,5 \cdot 1504^{0,4} = 233 \text{ м}$$

$$\text{Ширина факела: } D_F = 0,15 \cdot L_F = 0,15 \cdot 233 = 35 \text{ м}$$

Область найнебезпечнішого теплового впливу факельного горіння визначається розмірами факела і складає 233 м.

Результати розрахунків наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

Показники факторів ураження в разі аварії на газопроводах
обв'язки та вузла підключення МГ до КС

Найменування параметру	Трубопровід від МГ	Трубопровід обв'язки
Умовний діаметр, мм	1 000	500
Робочий тиск, МПа	5,5	5,5
Категорія небезпеки	I	III
Радіус зони НКПР, м	127,8	47,78
Висота зони НКПР, м	255,6	95,56
Довжина розриву трубопровода, м	70	16
Маса газу при вибуху, кг	2 232	127
Тротиловий еквівалент, кг	1213	69
Радіус зони руйнувань при перепаді тиску ударної хвилі (кПа), м	100,0	31
	70,0	46
	28,0	79
	14,0	231
	5,0	463
Масова швидкість витоку газу, кг/с	1 504	374
Довжина факелу, м	233	134
Діаметр факелу, м	35	20

Специфікою компресорної станції є наступні особливості:

- висока продуктивність і постійний технологічний зв'язок об'єктів з підвідними газопроводами об'єктивно обумовлюють у випадку аварії викид у навколишнє середовище великих кількостей природного газу;
- висока щільність розміщення технологічного обладнання;
- насиченість майданчиків електроустановками, лініями електропостачання, що обумовлює підвищену ймовірність займання газу у випадку аварії;
- значна вартість встановленого обладнання.

Таким чином, досліджені фактори небезпеки виникнення аварій на компресорній станції магістрального газопроводу дозволяють стверджувати, що таке близьке розташування підвідних газопроводів об'єктивно обумовлює у випадку аварії викид великих кількостей природного газу, значно підвищує ризик взаємного впливу небезпечних чинників аварії на обладнання і може спровокувати виникнення ланцюгової реакції.

Висновки. Встановлено фактори впливу на цілісність газопроводів, на основі чого розроблено дерево відмов. Дерево відмов дає чітке уявлення про те, яким чином і з яких причин виникають різні небажані події, які можуть вплинути на втрату герметичності магістрального газопроводу. Розроблене дерево подій графічно відображає характер розвитку можливих аварій з поданням причинно-наслідкових взаємозв'язків і є основою для оцінки небезпеки. Сценарії виникнення і розвитку аварій на логічному дереві відображені у вигляді послідовних подій від вихідної до кінцевої події.

Розраховано радіуси зон руйнування від вибуху внаслідок аварійної розгерметизації газопроводів обв'язки КС та вузла підключення МГ до КС. Встановлено, що в разі розгерметизації одного з них, будівлі та обладнання потрапляють в зони різних руйнування і за ефектом «доміно» візьмуть участь в аварії та збільшать її масштаб. Крім того, в разі аварії на газопроводі вузла підключення в зону руйнування потрапляє будівля компресорної станції, що за несприятливих умов розвитку аварії призведе до пошкодження її обладнання і підвищення небезпеки.

Застосування формалізованих моделей розвитку подій (FTA та ETA) дозволило виявити фактори виникнення аварійних ситуацій та послідовність їх розвитку і оцінити небезпеку компресорної станції магістрального газопроводу.

ЛІТЕРАТУРА

1. Жовтуля Л.Я., Карпаш О.М. (2015) Аналіз підходів до виявлення та запобігання ризикам виникнення аварій при експлуатації магістральних трубопроводів. Актуальні питання нафтогазової галузі. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2(55). 28-34.
2. Gas pipeline incidents 10-th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970–2016). Режим доступу: http://www.egig.nl/downloads/10th_report_EGIG.pdf.
3. Савонин С., Москаленко А., Чугунов А., Тюндер А. (2015) Анализ основных причин аварий, произошедших на магистральных газопроводах «Инженерная защита». (11). <https://territoryengineering.ru/vyzov/analiz-osnovnyh-prichin-avarij-proizoshedshih-na-magistralnyh-gazoprovodah/>
4. Вовк О.О., Зайченко С.В., Чвертко Є.П., Шевченко М.В., Пірумов А.Є, Радецька О.Й. (2017) Аналіз аварій на магістральних трубопроводах за період 2005-2015 рр., Енергетика: економіка, технології, екологія. (4). 113-117.
5. Рыбаков А. А., Гончаренко Л. В., Филипчук Т. Н., Лохман И. В., Буряк И. З (2014) Причины стресс-коррозионного разрушения монтажного кольцевого соединения магистрального газопровода. Автоматическая сварка. (3). 54-57.
6. Хрутьба В. О., Вайганг Г. О., Стегній О. М. (2017) Аналіз екологічних небезпек під час експлуатації та ремонту магістральних трубопроводів. Екологічна безпека. 2 (24). 75-84.
7. Маковей В.О. (2010) Проблеми обмеження руйнувань магістрального газопроводу. Вісник Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут». Серія Машинобудування. (58). 301-309.
8. Гражданкин А.И., Дегтярев Д.В., Лисанов М.В., Печеркин А.С. (2002) Основные показатели риска аварии в терминах теории вероятностей. Безопасность труда в промышленности. (7). 35-39. <https://www.elibrary.ru/contents.asp?id=33274891>
9. Хенли Е., Кумамото Х. (1984). Надежность технических систем и оценка риска: Пер. с англ. Москва: Машиностроение.

10. Wang J. (2018). In safety Theory and Control Technology of High-Speed Train Operation. <https://doi.org/10.1016/C2016-0-04352-8>.
11. Marvin Rausand (2004) Event Tree Analysis. System Reliability Theory Models, Statistical Methods, and Applications Wiley. <http://www.ntnu.edu/ross/books/srt> Marvin Rausand (RAMS Group)
12. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною безпекою.
13. НАОП 1.3.00-1.01-88. Загальні правила вибухобезпеки для вибухопожеженебезпечних хімічних, нафтохімічних і нафтопереробних виробництв.
14. Пономарев А.А. и др. (1997) Параметры пожаровзрывоопасности струйных выбросов горючих газов. Пожаровзрывобезопасность. (1).