

*О.Ф. Бабаджанова, канд. техн. наук, доцент,
Ю.Е. Павлюк, канд. техн. наук, доцент, Ю.Г. Сукач
(Львівський державний університет безпеки життєдіяльності)*

ФАКТОРИ, ЩО ОБУМОВЛЮЮТЬ ПОЖЕЖНУ НЕБЕЗПЕКУ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ

Магістральні газопроводи є об'єктами державного значення. Виникнення аварійних ситуацій на будь-якій ділянці трубопроводу може призвести до великих матеріальних втрат. Розглянута характеристика лінійної частини магістрального газопроводу Торжок-Долина та технологічного процесу транспортування газу.

Проведено оцінку пожежної небезпеки експлуатації лінійної частини магістрального газопроводу, ідентифіковано можливі аварійні ситуації. Розглянуто причини виникнення можливих аварій. Проведено розрахунок небезпечних факторів аварій на газопроводі-відгалуженні.

Ключові слова: газ, магістральний газопровід, аварії

Постановка проблеми. В Україні природний газ використовують практично у всіх галузях народного господарства – на транспорті, для виробництва електроенергії, у комунальному секторі. Перспективною програмою розвитку газової промисловості України передбачається вдосконалення структури споживання газу, впровадження ефективних заходів щодо енергозберігання, розширення і модернізації газотранспортної системи [1]. Посилення ролі природного газу в економіці держави зумовлює також жорсткі вимоги до безпеки функціонування газотранспортної системи, адже частка природного газу в загальному обсязі споживання первинної енергії держави перевищує 45 %.

Основним видом транспортування природного газу є трубопровідний. Газотранспортна система України – одна з найпотужніших в Європі. Загальна довжина газопроводів перевищує 35 тис. км.

Магістральні газопроводи є надзвичайно вибухонебезпечними об'єктами – відносний потенціал вибухонебезпеки перевищує 50. Маса викиду природного газу в разі аварій на магістральних газопроводах може перевищувати 1100 т. Аварійний викид газу на одному магістральному газопроводі може викликати пошкодження сусідніх газопроводів внаслідок вибуху газоповітряної хмари [2, 3].

Викиди природного газу при експлуатації об'єктів газотранспортної системи можна поділити на:

- організовані – через джерела визначеної геометричної форми;
- неорганізовані (технічні втрати) – ненаправлені потоки, наприклад, внаслідок порушень герметичності обладнання; викиди під час аварійних ситуацій.

Аналіз останніх досліджень та публікацій.

Реальну небезпеку для навколишнього середовища представляють випадки руйнування газопроводу із загоранням газу. Частота аварій з займанням становить 10% від загальної кількості аварій і вони є джерелами викидів NO_x і CO та теплового впливу на навколишнє середовище. Під час виникнення аварійного розриву газопроводу відбуваються такі небезпечні впливи на навколишнє середовище:

- повітряна ударна хвиля в результаті перетворення енергії стиснутого газу;
- розлітання фрагментів і осколків трубопроводу;
- горіння з термічним впливом (при загоранні викиду).

За розрахунками у результаті аварії на лінійній частині газопроводу, залежно від місця розриву і часу закриття найближчих кранів, а також довжини ділянок між лінійними кранами при розрахунковому тиску 5,4 МПа може бути викинуто близько 620 тонн газу [4].

Пожежі газів дуже небезпечні: температура полум'я сягає 1500-1800⁰ С, а висота факела 60-200 м. Потужність випромінювання цих пожеж така, що навколо загоряються всі горючі ма-

теріали. Наприклад, під час вибуху газопроводу Мінськ-Торжок в 1997 році за 4 години вигорів ліс в радіусі 10-15 км [5].

Утворення зони загазованості під час аварій у газотранспортній системі має дуже обмежені розміри, що викликане високою інтенсивністю витікання газу, його високою летучістю та малим часом витікання. В разі розгерметизації ділянки трубопроводу в 90% випадків відбувається викид газу через малий отвір діаметром 8-25 мм у стінці труби до моменту усунення витіку і тільки в 10% випадків – повний розрив труби. У більшості випадків джерелом займання служать іскри, що утворюються від каменистих включень ґрунту (галька, щебінь) або фрагментів самої труби, які вибиваються потоком газу. Імовірність загорання газу і сценарії самої пожежі значною мірою залежать від особливостей укладання трубопроводу в ґрунті і від положення осі трубопроводу щодо поверхні в місці розриву. У залежності від типу ґрунту будуть реалізовуватися два сценарії: витікання і горіння газу [2, 3].

Перший сценарій – коли руйнування трубопроводу відбувається в щільних ґрунтах типу глин, суглинків. У місці розриву утворюється котлован з еквівалентним діаметром 15-60 м, з якого відбувається близьке до вертикального витікання і горіння потоку газу.

Другий сценарій – характерний для руйнування трубопроводу в заплавах річок або торфованих ґрунтах. У цьому випадку завдяки інерційним силам може відбуватися виривання труби з ґрунту на відносно значних ділянках з розкиданням кінців газопроводу й утворенням двох самостійних “настильних” струменів газу, що виходять з труби.

Під час розриву підземного газопроводу відбувається деформація ґрунту, його викид з утворенням котлована. Розлітання великих фрагментів для сучасних газопроводів зі сталі підвищеної в’язкості, як правило, не перевищує 30-50 м, дрібних – до 300 м. Таким чином, зона ураження від цього фактора небезпеки не виходить за межі зони ураження від горіння в котловані.

В разі руйнування трубопроводу із загоранням газоповітряної суміші формується відносно слабка і швидко загасаюча хвиля надлишкового тиску, що не може спричинити сильних руйнувань і загибелі людей. Від впливу прямого вогню і полів теплового випромінювання можуть зайнятися сухе листя, трава, торф, деревина, внаслідок чого може виникнути низова пожежа, здатна поширитися на значні відстані і призвести до серйозного ушкодження і знищення деревостою, загорання торфовищ тощо.

Перевищення прийнятого рівня індивідуального ризику (10^{-6} у рік) можливе у місцях перетинання з автодорогами і залізницями, а також у місцях проведення сезонних сільськогосподарських робіт і неорганізованого відпочинку людей. У місцях перетинання газопроводів із автомобільними дорогами всіх категорій встановлюються придорожні знаки “Обережно газопровід”, “Зупинка заборонена”, що забороняють зупинку транспорту на відстанях від осі газопроводу, відповідно до величини охоронної зони [6, 7].

Аварія з розривом газової труби завдає значно меншого екологічного збитку навколишньому середовищу, чого не можна сказати про матеріальні втрати, які полягають у вартості реконструкції газопроводу.

Постановка завдання. Проблемі дослідження пожежної безпеки в газотранспортній системі має приділятися значна увага. Особливо якщо врахувати, що магістральні газопроводи і газопроводи-відводи перетинають значну територію держави. Тому важливо встановити потенційні небезпеки для лінійної частини магістрального газопроводу «Торжок-Долина», до яких призводять аварійні ситуації.

Виклад основного матеріалу. Основною складовою магістрального трубопроводу є лінійна частина – безперервна нитка, зварена з окремих труб або секцій і укладена уздовж траси тим або іншим способом.

Для транспортування газу споживачам використовуються технологічні блоки для пониження тиску та автоматичної одоризації газу – газорозподільні станції (ГРС). Технологічний процес влаштований таким чином, що при транспортуванні газу виникає необхідність в

очищенні газу, який проходить під високим тиском. Для обслуговування лінійної частини магістральних газопроводів (ЛЧ МГ) та ГРС призначена лінійно- експлуатаційна служба.

Нитка магістрального газопроводу «Торжок – Долина» довжиною 206 км, з умовним діаметром 1420 мм, робочим тиском 7,5 МПа, прокладена підземно на глибині 0,8 - 1,2 м до верху труби.

Від основних газопроводів зроблено відгалуження в сторону ГРС міст (Кременець, Ланівці, Почаїв і ін.), сіл, селищ міського типу. Діаметр газопроводів відгалуження різний: від 50 до 700 мм, а їх довжина – від 0,075 до 34,9 км.

Для оперативних відключень і змін потоків газу на газопроводах встановлені крани з пневмогідролічним і ручним приводом. Крани забезпечують технологічне експлуатаційне секціонування, що дозволяє проводити ремонтно-відновлювальні чи інші зупинки з мінімальними втратами газу. Газопровід «Торжок – Долина» нараховує 15 кранових вузлів, 2 вузли прийому і запуску очисних поршнів, два вузли редукування і пункт заміру газу.

Для перекриття всіх кранових вузлів потрібен виїзд аварійної бригади (час від моменту аварії до перекриття крана може сягати декількох годин), тому що газопровід не обладнано кабелем телемеханіки. Запірна арматура на відгалуженнях від магістрального газопроводу до споживачів газу теж не має дистанційного керування.

Для кожного обладнання магістрального газопроводу проведено розрахунок мас небезпечних речовин, що містяться в ньому (в магістральному газопроводі з врахуванням відгалужень та ГРС). Оскільки сумарна маса горючого (природного) газу в лінійній частині магістрального газопроводу становить 16871 т і перевищує його порогове значення першого класу (200 т) [8], лінійна частина магістрального газопроводу «Торжок – Долина» з відповідними відгалуженнями і ГРС, належить до об'єктів підвищеної небезпеки 1 класу.

В результаті тривалої експлуатації трубопроводів відбувається їх поступове зношування і зниження технічних характеристик: через зовнішню і внутрішню корозію труб збільшуються мікротріщини, запірна арматура втрачає герметичність, зменшуються ізоляційні властивості захисної ізоляції. Для сталевих труб середня інтенсивність корозії в ґрунтах, характерних для більшої частини України, сягає 1 мм на рік [4]. Як наслідок, кількість втрат газу при транспортуванні зростає, підвищується ризик виникнення аварійних ситуацій, що можуть призвести до значних екологічних та економічних збитків.

Екологічні втрати, як правило, виражаються у порушенні балансу екосистем територій, прилеглих до місця аварії (утворення котлованів, руйнування структури ґрунту, знищення рослинності, тимчасове забруднення приземних шарів атмосфери викидами природного газу). Під час аварії з загоранням можливе розповсюдження пожежі на розташовані поблизу об'єкти (населені пункти, лісові насадження, технічні споруди тощо).

Економічні збитки відповідно пов'язані з витратами на ліквідацію наслідків аварії (грошове відшкодування землевласникам, рекультивация земель, відновлення технологічного обладнання та пошкоджених частин газопроводу, будівельних конструкцій тощо), а також втратами через тимчасове припинення постачання газу споживачам.

Під час експлуатації газопроводу продувні свічки кранових вузлів лінійної частини та технологічних споруд є організованим джерелом залпових викидів природного газу (забруднюючі речовини метан і пара важких вуглеводнів). До неорганізованих викидів відносяться викиди, що можуть відбутися внаслідок аварійної ситуації. Місце розташування джерел аварійних викидів не можна прогнозувати. На неорганізованих джерелах неможливо провести прямі інструментальні заміри концентрацій викидів, тому кількісні характеристики таких джерел визначаються розрахунковим шляхом за відповідними методиками. Під час викидів природного газу в приземному шарі атмосфери осідають вуглеводні, важчі від метану, вони в невеликій кількості (приблизно 1,7%) містяться в природному газі, який транспортується.

Розглянемо можливі аварійні ситуації в процесі експлуатації ЛЧ МГ.

Під час експлуатації відмови трубопроводів є відносно рідкими і випадковими подіями. Їх частота і час ліквідації істотно залежать від місця розташування й умов роботи магістрального газопроводу. Можливі наступні типи аварій на газопроводі:

- розгерметизація ділянки трубопроводу, що супроводжується витіканням природного газу в навколишнє середовище;
- розрив ділянки трубопроводу, що супроводжується вибухом газу без займання;
- розрив ділянки трубопроводу, що супроводжується вибухом газу з займанням (виникненням пожежі).

Вивчення матеріалів, які стосуються відмов та аварій на магістральних газопроводах за тривалий період, показує, що спектр основних причин аварій залишається постійним:

- зовнішні сили та пошкодження (визначаються природними небезпеками, такими як зсуви, повені, землетруси; механічні пошкодження);
- вплив середовища (аварії спричинені дефектами, від впливу середовища на трубопровід, зокрема внутрішня і зовнішня корозія, корозійне розтріскування);
- дефекти виробництва (дефекти, що виникають під час виготовлення труб і монтажу трубопроводу, відступ від проектних рішень при будівництві);
- помилки персоналу (помилки під час експлуатації, викликані недотриманням діючих норм і правил та техніки безпеки під час ремонту, помилкові дії).

На основі аналізу можливих причин і наслідків аварійних ситуацій на лінійній частині магістрального газопроводу складається сценарій розвитку аварій.

Наслідки аварій на трубопроводі можуть бути у вигляді: утворення вибухопожежонебезпечних газоповітряних скупчень, утворення високотемпературного дифузійного факела полум'я, вибух газових скупчень у відкритому просторі, поширення токсичної хвилі.

Внаслідок пошкодження внутрішніх мереж магістральних газопроводів, газопроводів-відводів можливе виникнення масових пожеж в місцях їх руйнування.

Найбільшу небезпеку представляють аварії на лінійній частині великих діаметрів газопроводу через викиди великих обсягів газу, значне забруднення території району аварії. Наслідки таких аварій виявляються в порушенні ґрунтового покриву, загибелі рослинності і тварин, псування та пошкодженні будівельних конструкцій. В разі розриву труби і спрацювання лінійних кранів витрата газу швидко зменшується, тому повне спорожнення аварійної ділянки, як правило, не перевищує 1 год.

Проведено розрахунок втрат кількості газу під час аварії на газопроводі-відводі ГРС Кременець. Діаметр газопроводу – 300 мм; тиск в газопроводі 4,5 МПа; довжина відгалуження 3 км.

Розрахунок проводимо за формулою [4]:

$$Q = (V_0 \cdot P \cdot T_0) / P_0 \cdot T \cdot Z = 8000 \text{ м}^3 \text{ газу,}$$

де V_0 – об'єм в трубопроводі 212 м³; P – робочий тиск 4,5 МПа; T_0 – номінальна температура 293 К; P_0 – номінальний тиск 0,131 МПа; T – робоча температура 283 К; Z – стала, рівна 0,93.

Враховуючи сучасну вартість газу, внаслідок виникнення аварії прямі збитки становитимуть понад 20000 грн через втрату газу, що знаходиться безпосередньо в газопроводі-відводі та за умови миттєвого закриття кранових вузлів.

Якщо аварійна ситуація виникла в робочий час, внаслідок віддаленості об'єкта тривалість від виявлення аварії до закриття засувки становить 30 хв., що призведе до викиду в атмосферу 20 тис м³ газу та збитків розміром 70-80 тис грн без врахування часу, протягом якого споживачі будуть позбавлені газопостачання.

Якщо аварійна ситуація виникла в неробочий час, тривалість від виявлення аварії до закриття засувки становить 1 год 20 хв., що призведе до викиду в атмосферу 55 тис м³ газу та збитків розміром 100-115 тис грн без врахування часу, протягом якого споживачі будуть позбавлені газопостачання.

В разі раптової розгерметизації будь-якого обладнання чи газопроводу, газ, який потрапить в атмосферу, може загорітися за умови появи джерела запалювання. Вибухонебезпе-

чна концентрація газу в суміші з повітрям становить 4-16%, тому весь газ, що знаходиться в газопроводі, вибухнути не може.

Фактична кількість газу, яка може брати участь у вибуху залежить від розмірів отвору, тиску, при якому проходить витікання газу, густини газу та показника адіабати [4].

Розглянемо аварійну ситуацію розриву газопроводу-відводу до ГРС Кременець.

Відповідно для розрахунків були взяті такі показники:

- густина газу в газопроводі $0,698 \text{ кг/м}^3$;
- внутрішній діаметр газопроводу $1,38 \text{ м}$;
- теплота згоряння природного газу 50697 кДж/кг ;
- об'єм газу в газопроводі 10779891 м^3 ;
- показник адіабати для природного газу $1,32$;
- тиск, при якому проходить витікання газу 4500000 Па .

Розраховано, що маса газу, який виходить з отвору діаметром $0,796 \text{ м}$ становить $1567,5 \text{ кг}$.

Також для оцінки небезпеки об'єкта слід розрахувати загальний енергетичний потенціал та категорію вибухонебезпеки технологічного блоку.

Енергію вибуху парогазових середовищ визначають за теплою згорання горючих речовин в суміші з повітрям (окислювачем). Важливою характеристикою енергії вибуху є сумарне енерговиділення. В офіційній нормативно-технічній документації [6, 9] цей показник називається енергетичним потенціалом і входить до складу всіх параметрів, що характеризують масштаби та наслідки вибуху.

Утворення вибухонебезпечних сумішей газів і пари з повітрям відбувається, як правило, за порівняно короткий час і вибухи цих сумішей мають велику руйнівну силу. Сила такого вибуху визначається умовно розрахованою енергією, приведеною до тротилового еквівалента.

Загальний енергетичний потенціал вибухонебезпеки технологічного об'єкта, стадії, блоку «Е» характеризується сумою енергій адіабатичного розширення парогазової фази (ПГФ), повного згорання пари, що утворюється з рідини при аварійній розгерметизації ємностей і апаратів. В скороченому виді E визначається:

$$E = E_1 + E_2, \text{ кДж},$$

де E_1 – сума енергій згорання ПГФ, яка знаходиться в аварійному блоці (апараті). кДж;
 $E_1 = \sum G_1 \cdot q_i$ (G_1 – маса газу в апараті, q_i – питома теплота згорання речовини, кДж/кг);
 E_2 – енергія згорання ПГФ, яка надійде до місця розгерметизації від суміжних об'єктів,
 $E_2 = \sum G_2 \cdot q_i$ (G_2 – маса газу, яка поступить до місця розгерметизації від суміжних об'єктів (блоків)).

За значеннями загальних енергетичних потенціалів вибухонебезпеки визначаються величини інших показників, які характеризують рівень вибухонебезпеки технологічних блоків:

- загальна маса горючих газів вибухонебезпечної парогазової хмари (m), приведена до єдиної питомої енергії згорання, яка дорівнює 46000 кДж/кг :

$$m = E / 4,6 \cdot 10^4, \text{ кг};$$

- відносний енергетичний потенціал вибухонебезпеки (Q_v) технологічного блоку, який знаходиться за формулою:

$$Q_v = \frac{1}{16,534} \cdot \sqrt[3]{E}$$

За значеннями відносних енергетичних потенціалів (Q_v) і приведеної маси парогазового середовища (m) здійснюється класифікація (категорування) технологічних блоків (стадій) за вибухонебезпекою [9].

З розрахунків показників, які характеризують рівень вибухонебезпеки для секції газопроводу-відводу ГРС Кременець одержано такі величини:

$$E = G_1 \cdot q_i = 1567,5 \cdot 50697 = 79467548 \text{ кДж}.$$

$$m = E / 4,6 \cdot 10^4 = 79467548 / 46000 = 1727 \text{ кг}.$$

$$Q_6 = \frac{1}{16,534} \cdot \sqrt[3]{79467548} = 26,6$$

Отже, за вибухонебезпекою секція газопроводу-відводу ГРС Кременець відноситься до III категорії.

Розрахунок зон дії вражаючих факторів вибухів проводили із розрахунку тротилового еквіваленту вибуху парогазового середовища [10].

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

$$W_T = \frac{0,4q'}{0,9q_T} \cdot z \cdot m$$

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 ТНТ, кДж/кг; m – маса газу, яка бере участь у вибуху, кг; z – частка приведеної маси пари, що бере участь у вибуху. Для розрахунку тротильових еквівалентів приймається теплота детонації тротилу, рівна 4520 кДж/кг.

Вибух парогазової суміші може відбутися як зовні, так і всередині газопроводу.

Для випадку вибуху в повітряному просторі:

$$W_T = \frac{0,4q_r}{0,9q_T} \cdot z \cdot m = \frac{0,4 \cdot 50697}{0,9 \cdot 45200} \cdot 0,1 \cdot 1727 = 917 \text{ кг}$$

Для випадку вибуху в апараті (газопроводі):

$$W_T = \frac{0,4q_r}{0,9q_T} \cdot z \cdot m = \frac{0,4 \cdot 50697}{0,9 \cdot 4520} \cdot 0,1 \cdot 1155 = 1727 \text{ кг}$$

Результати розрахунків безпеки в разі аварії технологічного блоку газопровід-відвід до ГРС Кременець наведені в таблиці 1.

Таблиця 1

Характеристика небезпеки технологічного блоку

Місце аварії	Енергетичні показники вибухонебезпеки блоку						
	Маса парогазової фази G , кг	Енергетичний потенціал E , кДж	Відносний енергетичний потенціал, Q_B	Приведена маса m , кг	Тротильовий еквівалент вибуху у просторі, W , кг	Тротильовий еквівалент вибуху у апараті, W , кг	Категорія вибухонебезпеки
газопровід до ГРС Кременець	1567	79467548	26,6	1727	917	1727	3

Зоною руйнування вважається площа з межами, що визначаються радіусами R , центром якої є певний технологічний блок або найбільш вірогідне місце розгерметизації технологічної системи. Межі кожної зони характеризуються значеннями надлишкового тиску по фронту ударної хвилі i , відповідно, безрозмірним коефіцієнтом K .

Радіус зони руйнування (m) в загальному вигляді визначається виразом [10]:

$$R = K \cdot R_0,$$

де K – безрозмірний коефіцієнт, що характеризує дію вибуху на об'єкт; R_0 – радіус зон руйнування (m), визначається за формулами:

при $m < 5000$ кг

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

або при $m > 5000$ кг

$$R_0 = \sqrt[3]{W_T}$$

Для даного конкретного прикладу:

$$R_0 = \frac{\sqrt[3]{W_T}}{\left[1 + \left(\frac{3180}{W_T}\right)^2\right]^{1/6}} = \frac{\sqrt[3]{917}}{\left[1 + \left(\frac{3180}{917}\right)^2\right]^{1/6}} = 6,33 \text{ м}$$

Тоді:

$R_1 = K_1 \cdot R_0 = 3,8 \cdot 6,33 = 24$ м – радіус зони з надлишковим тиском $\Delta P_1 > 100$ кПа в передбачуваному епіцентрі вибуху;

$R_2 = K_2 \cdot R_0 = 5,6 \cdot 6,33 = 35,5$ м – радіус зони, за межами якої надлишковий тиск на фронті передбачуваної ударної хвилі $\Delta P_2 > 70$ кПа;

$R_3 = K_3 \cdot R_0 = 9,6 \cdot 6,33 = 61,0$ м – радіус зони, за межами якої надлишковий тиск на фронті передбачуваної ударної хвилі $\Delta P_3 > 28$ кПа;

$R_4 = K_4 \cdot R_0 = 28 \cdot 6,33 = 177,0$ м – радіус зони, за межами якої надлишковий тиск на фронті передбачуваної ударної хвилі $\Delta P_4 > 14$ кПа;

$R_5 = K_5 \cdot R_0 = 56 \cdot 6,33 = 355,0$ м – радіус зони, за межами якої надлишковий тиск на фронті передбачуваної ударної хвилі $\Delta P_5 \leq 2$ кПа.

Відповідно до розрахунків радіуси зон руйнування від епіцентру вибуху наведені в таблиці 2.

Таблиця 2

Радіуси ізобар (м) надлишкового тиску у фронті ударної хвилі

<i>Значення R</i>	<i>Вибух в газоповітряному просторі</i>	<i>Вибух в газопроводі</i>
R_0	6.33	9.37
R_1	24	35.6
R_2	35.5	52.5
R_3	61	90
R_4	177	262.4
R_5	355	525

Висновки. На основі оцінки пожежної та техногенної небезпеки встановлено можливі наслідки аварій на магістральному газопроводі «Горжок-Долина», формування можливих вибухонебезпечних зон.

В разі розгерметизації трубопроводу-відводу до ГРС Кременець, вибухонебезпечна зона (ВНЗ), яка утворюється при дрейфуванні хмари газу, може розповсюджуватись на відстань до 355 м від місця викиду, а під час вибуху в газопроводі ВНЗ розповсюджується на відстань до 525 м. Ширина охоронної зони з обох боків від осі газопроводу I класу з умовним діаметром від 1201 до 1400 мм становить 350 метрів [7]. Отже аварія вийде за межі охоронної зони і буде загрожувати сусіднім об'єктам і населенню.

Дія ударної хвилі може призвести до повного руйнування сусідніх газопроводів і відгалужень в межах скупчення (24-52 м). Можливий збиток від руйнування та пошкодження основних фондів, знищення майна та продукції на ГРС Кременець може становити вартість аварійної ділянки газопроводу, обладнання ГРС та збитки в результаті зупинки виробничого процесу на час ліквідації аварії.

Список літератури:

1. **Енергетична** стратегія України на період до 2030 року. Розпорядження КМУ від 15.03.2006 року № 145.
2. **Коннова Г.В.** Оборудование транспорта и хранения нефти и газа : Учеб. пособие для вузов. – Ростов н/Д.: Феникс, 2006. – 128 с.
3. **Коротаев Ю.П., Ширковский А.И.** Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М.: Недра, 1984. – 487с.
4. **Довідник** працівника газотранспортного підприємства / За заг. ред. А.А.Рудніка. – Київ: Росток, 2001. – 1091 с.
5. **Исаева Л.К.** Основы экологической безопасности при техногенных катастрофах. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2003. – 156 с.
6. **Правила** безпечної експлуатації магістральних газопроводів. Наказ Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 27.01.2010 р. № 11.
7. **Правила** охорони магістральних трубопроводів. Затверджені постановою КМУ від 16.11.02 р. №1747.
8. **Постанова** Кабінету Міністрів України від 11.07.2002 року № 956 "Про ідентифікацію та декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки".
9. **ДНАОП 1.3.00-1.01-88.** Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств.
10. **Бесчастнов М.В.** Промышленные взрывы. Оценка и предупреждение. – М.: Химия, 1991 г., 272 с.

О.Ф. Бабаджанова, Ю.Э. Павлюк, Ю.Г. Сукач

ФАКТОРЫ, ОБУСЛАВЛИВАЮЩИЕ ПОЖАРНУЮ ОПАСНОСТЬ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Магистральные газопроводы являются объектами государственного значения. Возникновение аварийных ситуаций на любом участке трубопровода может привести к большим материальным потерям. Рассмотрена характеристика линейной части магистрального газопровода Торжок-Долина и технологического процесса транспортировки газа.

Проведена оценка пожарной опасности эксплуатации линейной части магистрального газопровода, идентифицированы возможные аварийные ситуации. Рассмотрены причины возникновения возможных аварий. Проведен расчет опасных факторов аварий на газопроводе-ответвлении.

Ключевые слова: газ, магистральный газопровод, аварии

O.F. Babadzhanova, Yu.E. Pavlyuk, Yu.H. Sukach

FACTORS CAUSED THE FIRE HAZARD OF LINEAR PART OF MAIN GAS PIPELINE

Main gas pipelines are the objects of government importance. The origin of emergency situations on any area of pipeline can result in severe financial losses. Description of linear part of Torzhok-Dolyna main gas pipeline and technological process of transporting of gas is considered.

The estimation of fire hazard of exploitation of linear part of main gas pipeline is evaluated, possible emergency situations are identified. Reasons of origin of possible failures are considered. The calculation of dangerous factors of accidents is conducted on a gas pipeline-branch.

Key words: gas, main gas pipeline, accidents

