

Yu.Ye. Shelukh, Candidate of Science (engineering), A.P. Polovko, Candidate of Science (Engineering) (Lviv State University of Life Safety)

EFFICIENCY OF INTRODUCTION OF MODIFIED DUST-CATCHING MODELS FOR DUST CONCENTRATION DECREASE IN LUMBER-SAWING INDUSTRY

The article deals with the results of efficiency' research of introduction of the modified models of vortical dust-catching resulted for the decline of concentration of fire-dangerous dust on woodworking enterprises. Experimental determination of intensity of dust selection is described during the work of woodworking equipment. The authors created a new model of dust-catching, where efficiency of dust selection is more than 18 %. It enables to reduce a concentration and accumulation of combustible dust.

Key words: dust-catcher, combustible loading, fire dangerous dust, flame spreading

УДК 622.323:622.692.4.053

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

ПОЖЕЖОНЕБЕЗПЕЧНІ АВАРІЙНІ ВИЛИВИ НАФТИ З ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ

Магістральні нафтопроводи є об'єктами державного значення. Виникнення надзвичайної ситуації на будь-якій ділянці трубопроводу може призвести до великих матеріальних втрат. Нафтові фракції є джерелом підвищеної пожежовибухонебезпеки та небезпеки для довкілля. Ця потенційна небезпека виявляється при виливах нафти і нафтопродуктів з пошкоджених трубопроводів.

Проведено розрахунки аварійного витоку нафти для трьох характерних розмірів дефектних отворів, які можуть утворитися з відносною імовірністю 0,55, 0,35 і 0,10 на лінійній частині перегону Броди - Куровичі магістрального нафтопроводу "Дружба".

Ключові слова: нафта, магістральний нафтопровід, аварія

Постановка проблеми. Найбільш економічно та технічно вигідним для транспортування нафти і нафтопродуктів серед всіх видів транспорту є трубопровідний транспорт, оскільки він в порівнянні з іншими видами транспорту має ряд суттєвих переваг: низька собівартість транспортування, невеликі питомі капітальні витрати на одиницю транспортної операції і швидка окупність витрат, безперервний хід технологічного процесу транспортування, який практично не залежить від кліматичних умов, незначні втрати нафтопродукту при транспортуванні. Саме ці переваги зумовили як в Україні, так і в більшості промислово розвинених країнах світу широке застосування трубопровідних систем для транспортування нафти та нафтопродуктів. Нафтопровідний транспорт, відіграючи велику роль у вирішенні важливих економічних питань, є стратегічною галуззю промисловості, атрибутом енергетичної залежності держав [1].

Нафтопровід – це комплекс споруд для транспортування нафти і продуктів її переробки від місця їх видобування або виробництва до пунктів споживання або перевалювання на залізничний або водний транспорт. До складу нафтопроводу входять підземні і підводні трубопроводи, лінійна арматура, головні і проміжні нафтоперекачувальні насосні станції, нафтоосховища, лінійні і допоміжні споруди [2].

Магістральні нафтопроводи прокладені через регіони з різними кліматичними зонами та інженерно-геологічними умовами. З інтервалом 10-30 км, залежно від рельєфу траси, на трубопроводі встановлюють лінійні засувки для перекриття ділянок у разі аварії або ремонту.

Найнебезпечнішими складовими системи магістрального транспортування нафти є магістральні трубопроводи, витік вмісту яких створює найбільші загрози.

Нафтові фракції є джерелом підвищеної пожежовибухонебезпеки та небезпеки для довкілля. Ця потенційна небезпека виявляється при виході нафти і нафтопродуктів з трубопроводів, до яких приводять аварійні ситуації.

Більшість аварій на нафтопроводах стаються внаслідок зношування труб (більше 1/3 нафтопроводів експлуатуються понад 30 років), через внутрішню корозію і через зовнішню корозію. Аналіз причин відмов нафтопроводів [3] показав, що більше 80% всіх відмов відбулися через внутрішню корозію металу труб. Питома частота поривів нафтопроводів всіх типів змінювалася від 0,131 до 0,247 випадку на км за рік. В середньому вона була рівна 0,168 випадку на км за рік. Найбільша частота відмов характерна для нафтозбірних мереж родовищ.

Основними причинами аварій є: зовнішні фізичні (силові) дії на трубопроводи, включаючи кримінальні врізання, що спричинили витоки – 34,7 %; порушення норм і правил проведення робіт при будівництві і ремонті, відхилення від проектних рішень – 24,7 %; корозійні пошкодження труб, запірної і регулюючої арматури – 23,5 %; порушення технічних умов при виготовленні труб і устаткування – 12,4 %; помилкові дії експлуатаційного і ремонтного персоналу – 4,7 % (рис.1).

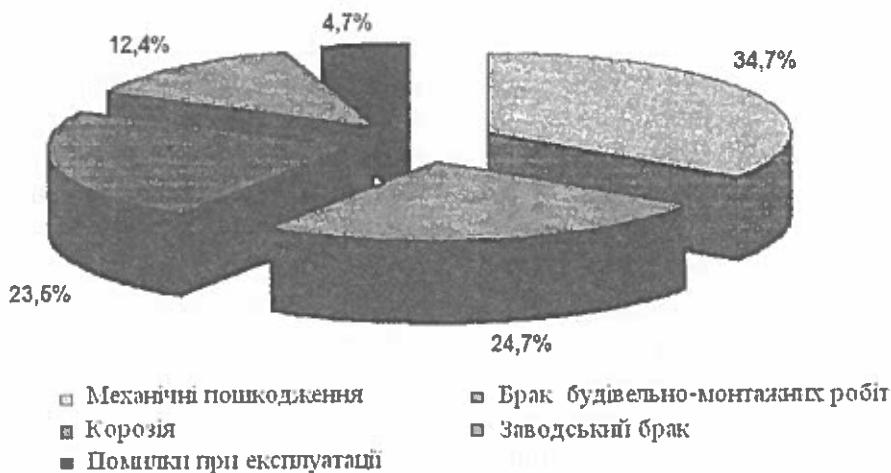


Рис. 1. Причини аварій на нафтопроводах

Нафтотранспортна система України, експлуатацію якої здійснює ВАТ "Укртранснафта", складається з 19 магістральних нафтопроводів (МН) загальною довжиною 4766,1 км. Роботу нафтопровідної системи забезпечує 51 нафтоперекачувальна станція (НПС) [1].

Основними об'єктами системи магістральних нафтопроводів є українська ділянка магістрального нафтопроводу "Дружба", ділянки нафтопроводів Мічуринськ – Кременчук, Самара – Лисичанськ – Кременчук – Одеса з виходом на нафтоперевалочний комплекс в Одеському порту. Останній нафтопровід має відгалуження в напрямку Тіхорецьк – Новоросійськ з виходом на Новоросійський нафтоперевалочний комплекс. Нафтотранспортна система "Одеса – Броди" вирішує проблему пропускну здатності Босфору. Магістральний нафтопровід "Одеса – Броди" та морський нафтовий термінал "Південний" готові до прийняття та подальшого транспортування нафти до нафтопереробних заводів України та Європи.

"Дружба" – найбільша в світі система магістральних нафтопроводів, призначена для транспортування нафти з Сибіру в країни Східної Європи. Маршрут нафтопроводу прохо-

дить від Альметьєвська через Самару, Брянськ до Мозиря, потім розгалужується на 2 ділянки: північну (по території Білорусії, Польщі, Німеччини, Латвії і Литви) і південну (по території України, Чехії, Словаччини і Угорщини).

На території України нафтопровід представлений двома нитками: Мозир-Броди та Броди-Держжордон. Траса нафтопроводу Броди – Держжордон проходить по території Львівської та Закарпатської областей, у басейнах річок Прип'яті, Західного Бугу, Дністра і Латориці. На цій ділянці нафтопроводу розташовані перекачувальні станції: ЛВДС „Броди”, НПС „Куровичі”, НПС „Жулин”, ЛВДС „Сколе” (НПС „Карпати”).

Оскільки ділянка нафтопроводу Броди-Держжордон експлуатується з 1962 р., обладнання на цій ділянці нафтопроводу є застарілим, потребує ремонту і вірогідність пошкоджень та виникнення аварійних ситуацій є високою.

Діючі магістральні і промислові нафтогазопродуктопроводи охоплюють територію, де проживає більше 60% населення і через їх потужний енергетичний потенціал є об'єктами підвищеної небезпеки.

Магістральні нафтопроводи «Дружба» і «Одеса-Броди» є об'єктами державного значення. По них транспортується велика кількість легкозаймистої нафти. Отже, виникнення надзвичайної ситуації на будь-якій ділянці трубопроводу завдасть державі великих матеріальних збитків та може стати джерелом забруднення прилеглої території.

Нормами і правилами встановлені мінімальні відстані від осі нафтопродуктопроводів до різних будинків і споруд. Нормативні відстані прийняті з таким розрахунком, щоб при аварії нафтопродуктопроводів максимально зменшити імовірність потрапляння парів нафти і нафтопродуктів у розташовані поблизу будинки і споруди, де можливе їх займання, а також знизити небезпеку розтікання нафтопродуктів.

У процесі проектування та експлуатації нафтотранспортної системи недостатньо враховується її вплив на довкілля й оцінюється та аналізується ризик виникнення надзвичайних ситуацій. Забезпечення безпеки, в основному, зводиться до дотримання певних відстаней між трасою магістральних трубопроводів та об'єктами інфраструктури. У разі відмов магістральних нафтопроводів, що виникають під дією техногенних, природних та антропогенних факторів, порушується природний режим ґрунтів і водних об'єктів, забруднюється атмосфера, що часто призводить до екологічного лиха.

На сьогодні підприємства з добування, транспортування та переробки нафти є одними з головних джерел техногенної небезпеки. Це пов'язано з викидами надзвичайно шкідливих речовин і екстремальними ситуаціями, до яких відносяться аварії, вибухи, пожежі [4].

Поняття ризику завжди включає два елементи: частота, з якою здійснюється небезпечна подія, і наслідки цієї події. Ризик оцінюється відповідними показниками, наприклад, очікуваними рівнями негативних наслідків аварій (очікуваним збитком, вірогідністю виникнення аварій з певними наслідками) [5].

Поки що основними методами визначення масштабів пожежної та техногенної небезпеки того або іншого об'єкта залишаються методи експертних оцінок, проб та аналізів.

Мета роботи. Встановити потенційні небезпеки при виливах нафти і нафтопродуктів з лінійної частини магістрального нафтопроводу «Дружба» у межах Бродівського району, до яких приводять аварійні ситуації.

Експлуатація магістральних нафтопроводів характеризується наявністю горючої рідини під високим тиском і у великих кількостях, яка при порушенні герметичності може розливатися і при наявності джерела запалювання – горіти на великій площі. Особливу небезпеку при цьому представляють нафтопроводи, розташовані у вищих точках місцевості (є небезпека вільного розтікання продукту в низини), а також поблизу рік, водойм, залізниць, шосейних доріг і інших комунікацій, які можуть служити шляхами вільного розтікання.

Найбільший ризик аварій на МН пов'язаний з поздовжніми руйнуваннями, які можуть відбуватися як по основному металу трубу, так і в зоні зварних швів, при утворенні корозій-

них "свищів", розривів "гільотин". Характерна тривалість режимів витoku нафти залежить від розмірів дефектного отвору.

Один з варіантів дискретного розподілу вірогідності витoku нафти з дефектних отворів з 3-ма характерними розмірами L_p/D і відповідними їм еквівалентними площами $S_{эфф}$ приведений в таблиці 1. Значення $S_{эфф}$ приведені для верхньої межі інтервалу характерних розмірів L_p/D дефектних отворів припускаючи, що вони ромбічної форми із співвідношенням довжини до ширини 8:1. D – умовний діаметр трубопроводу, $S_0 = \pi D^2/4$ – площа поперечного перерізу труби МН.

Таблиця 1

Параметри дефектного отвору в МН

Параметри дефектного отвору	"Свищ" $m = 1$	Тріщини $m = 2$	"Гільотинний" розрив $m = 3$
L_p/D	0,3	0,75	1,5
$S_{эфф}/S_0$	0,0072	0,0448	0,179
Частка розривів $f_m^{L_p}$	0,55	0,35	0,10

При моделюванні сценаріїв аварійного витoku нафти можуть бути одержані 6 значень об'ємів аварійного розливу нафти, які реалізуються з імовірністю, значення для якої приведені в табл. 2.

Кількість нафти, яка може витекти під час аварії, є імовірнісною функцією, залежною від таких випадкових параметрів:

- місця розташування і площі дефектного отвору (розриву);
- тривалості витoku нафти з моменту виникнення аварії до зупинки перекачування, що становить 3÷20 хв. для великих розривів і декілька годин для малих витоків, які важко зафіксувати приладами на НПС;
- тривалості витікання нафти з моменту зупинки перекачування до закриття засувки.

Таблиця 2

Ймовірність аварійного витікання нафти

№ сценарію	Ймовірність утворення дефектного отвору з розміром L_p			Ймовірність витікання нафти в напірному і самотічному режимах		Ймовірність аварійного витікання нафти залежно від сценарію $f_i = f_m^{L_p} \cdot f_j^n$
	$m=1$ $L_p=0,3D$	$m=2$ $L_p=0,75D$	$m=3$ $L_p=1,5D$	$j=1$	$j=2$	
	0,55	0,35	0,10	0,7	0,3	
1	*			*		0,385
2	*				*	0,165
3		*		*		0,245
4		*			*	0,105
5			*	*		0,07
6			*		*	0,03

Розрахунки аварійного витікання нафти проводилися для трьох характерних розмірів дефектних отворів, що дорівнює $0,3D$, $0,75D$ і $1,5D$, які можуть утворитися з відносною ймовірністю 0,55, 0,35 і 0,10 відповідно (табл.3.3).

Вибрані таким чином розміри отворів та ймовірність можуть вважатися реперними, а одержані розрахункові значення об'ємів нафти, що розлилася, можуть бути інтерпольовані на реальні розміри аварійних отворів.

Розглянемо лінійну ділянку нафтопроводу протяжністю L_n між нафтоперекачувальними станціями НПС₁ і НПС₂, на якій на відстані x від НПС₁ стався аварійний витік нафти з МН, ефективна площа отвору $S_{эфф}$.

Для штатного режиму функціонування цієї ділянки витрата нафти становить Q_0 . Витрата нафти в справному режимі нафтопроводу при працюючих насосних станціях Q_0 визначається режимом завантаження нафтопроводу і фіксується за показниками приладів на нафтоперекачувальних станціях.

Загальний об'єм нафти, що витекла під час аварії, визначається сумою об'ємів витоків нафти з моменту виникнення аварії до припинення витікання:

$$V = V_1 + V_2 + V_3 \quad (1)$$

де V_1 – об'єм нафти, що витекла в напірному режимі, тобто з моменту пошкодження до зупинки перекачування;

V_2 – об'єм нафти, що витекла в безнапірному режимі, з моменту зупинки перекачування до закриття засувки;

V_3 – об'єм нафти, що витекла з моменту закриття засувки до припинення витоків.

Об'єм V_1 нафти, що витекла з нафтопроводу за інтервал часу τ_1 з моменту виникнення аварії до зупинки перекачування, визначається співвідношенням:

$$V_1 = Q_1 \cdot \tau_1 = Q_1 \cdot (\tau_0 - \tau_u) \quad (2)$$

Час пошкодження і зупинки насосів фіксується системою автоматичного контролю режимів перекачування. Витрата нафти через місце пошкодження Q_1 визначається за формулою:

$$Q_1 = Q_c - Q_0 \cdot \left\{ 1 / (1 - x^*) \cdot [Z_1 - Z_2 + (P_1 - P_2) / \rho \cdot g - i_0 \cdot x^* \cdot (Q_c / Q_0)^{2-m_0} / i_0]^{1/2-m_0} \right\} \quad (3)$$

Протяжність пошкодженої ділянки нафтопроводу між двома НСП l , протяжність ділянки нафтопроводу від НПС до місця пошкодження x^* , геодезична відмітка початку Z_1 і кінця Z_2 ділянки l визначається за профілем траси нафтопроводу.

Витрата Q_c , тиск на початку P_1 і в кінці P_2 ділянки l в пошкодженому нафтопроводі при працюючих НПС визначаються за показниками приладів на НПС на момент аварії.

Після відключення насосних станцій відбувається спорожнення розташованих між двома найближчими насосними станціями підвищених і прилеглих до місця пошкодження ділянок, за винятком нижчих за рівнем ділянок. Втікання нафти визначається змінним в часі папором, що зменшується унаслідок спорожнення нафтопроводу.

Для виконання розрахунків тривалість витікання нафти τ_2 з моменту зупинки перекачування τ_0 до закриття засувки τ_3 розбивається на елементарні інтервали τ_i , усередині яких режим витікання (напір і витрата) приймається незмінним. Зазвичай достатня точність розрахунків отримується при $\tau_i = 0,25$ год.

Загальний об'єм виходу нафти з нафтопроводу за час $\tau_2 = (\tau_0 - \tau_3)$ визначається як сума об'ємів V_i нафти, що витекли за елементарні проміжки часу τ_i :

$$V_2 = \sum V_i = \sum Q_i \cdot \tau_i \quad (4)$$

Для кожного i -го елементарного інтервалу часу визначається відповідна витрата нафти через дефектний отвір:

$$Q_i = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h_i} \quad (5)$$

де: μ – коефіцієнт розходу нафти через нафтопровід,
 ω – площа дефектного отвору,
 g – прискорення сили тяжіння,

h_i – напір в отворі.

Напір в отворі, відповідний i -му елементарному інтервалу часу, розраховується за формулою:

$$h_i = Z_i - Z_m - h_T - h_a \quad (6)$$

де Z_m – геодезична відмітка місця пошкодження, м;
 h_T – глибина закладання нафтопроводу до поверхні, м;
 h_a – напір, який створюється атмосферним тиском, м.

Величина Z_i є геодезичною відміткою найвищої точки профілю цієї ділянки нафтопроводу, заповненого нафтою на i -й момент часу.

Об'єм витікаючої з нафтопроводу нафти з моменту закриття засувок до припинення витіку визначається за формулою:

$$V_3 = \pi \cdot D_{an} \cdot l_c / 4 \quad (7)$$

Значення l_c знаходиться як сума довжин ділянок нафтопроводу між двома суміжними з місцем пошкодження засувками, вище від місця пошкодження $M(x^*, Z_m)$, за винятком ділянок, геодезичні відмітки яких нижчі за відмітку місця пошкодження.

Повний об'єм витікання для кожного сценарію:

$$V_i^Y = V_{mj}^H + V_{k(mj)}^C \quad (8)$$

де $m = 1, 2, 3; j = 1, 2; k = 1, 2; i = 4(m-1) + 2(j-1) + k$.

Застосуємо цю методику для перегону Броди-Куровичі магістрального нафтопроводу "Дружба". Його протяжність становить $l = 63$ км, діаметр труби – $D = 700$ мм. Геодезична відмітка початку ділянки трубопроводу $Z_1 = 250$ м, кінця ділянки трубопроводу $Z_2 = 201$ м. Тоді відповідно різниця геодезичних позначок НПС "Куровичі" та НПС "Броди" становить $\Delta Z = 49$ м. По трасі нафтопроводу через 12-22 км розміщені лінійні контрольні пункти (КП) та лінійні відкриваючі засувки, які призначені для відсікання ділянки нафтопроводу при виникненні аварії. Витрата нафти в справному нафтопроводі при працюючих насосних станціях $Q_0 = 0,78$ м³/год, витрата нафти в пошкодженому нафтопроводі $Q_v = 0,97$ м³/год. Тиск на початку і в кінці ділянки трубопроводу в пошкодженому стані становить $P_1 = 50,4 \cdot 10^5$ Па та $P_2 = 5,05 \cdot 10^5$ Па відповідно. Густина нафти $\rho = 860$ кг/м³. Гідрравлічний нахил при перекачуванні нафти по справному нафтопроводу $i_0 = 0,006$. Протяжність від насосної станції до місця пошкодження $x^* = 52$ км. Показник режиму руху нафти по нафтопроводу $m_0 = 1,75$.

Умовно прийемо, що аварія сталася о $\tau_a = 8$ год 15 хв, час зупинки насосів $\tau_0 = 8$ год 30 хв, час закриття засувок $\tau_3 = 9$ год 00 хв, тоді $\tau_1 = 15$ хв (900 с), а $\tau_2 = 45$ хв (2700 с).

Розрахуємо об'єм нафти, яка вилілася з трубопроводу з моменту пошкодження до зупинки роботи насосів (для всіх сценаріїв):

$$V_1'' = Q_1 \cdot \tau_1 = 0,9699 \cdot 900 = 873 \text{ м}^3 \quad V_2'' = Q_2 \cdot \tau_2 = 0,9699 \cdot 2700 = 2618,964 \text{ м}^3$$

Витрата нафти через місце пошкодження Q_1 становитиме:

$$Q_1 = Q_v - Q_0 \cdot \left\{ 1 / (l - x^*) \cdot \left[Z_1 - Z_2 + (P_1 - P_2) / \rho \cdot g - i_0 \cdot x^* \cdot (Q_v / Q_0)^{2-m_0} \right] / i_0 \right\}^{1/2-m_0} =$$

$$0,97 - 0,78 \cdot \left\{ 1 / (63000 - 52000) \cdot \left[\frac{250 - 201 + (50,4 \times 10^5 - 5,05 \times 10^5) / (0,86 \cdot 9,81 - 0,006 \cdot 52000 \cdot (0,97 / 0,78)^{2-1,75}}{0,006} \right] / 0,006 \right\}^{0,5-1,75} = 0,9699 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Розрахуємо об'єм нафти, яка вилілася з трубопроводу з моменту зупинки перекачування до закриття засувок:

$$V_{2,1}^q = Q_{i1} \cdot \tau_2 = 0,0114 \cdot 1800 = 20,524 \text{ м}^3$$

$$V_{2,2}^q = Q_{i2} \cdot \tau_2 = 0,0712 \cdot 1800 = 128,276 \text{ м}^3$$

$$V_{2,3}^q = Q_{i3} \cdot \tau_2 = 0,2850 \cdot 1800 = 514,056 \text{ м}^3$$

Витрата нафти через вибрані дефектні отвори:

$$Q_{i1} = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h_i} = 0.595 \cdot 0.0007 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81 \cdot 37.5} = 0.0114 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$Q_{i2} = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h_i} = 0.595 \cdot 0.0044 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81 \cdot 37.5} = 0.0712 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$Q_{i3} = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h_i} = 0.595 \cdot 0.0176 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81 \cdot 37.5} = 0.2850 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Напір в отворі:

$$h_i = Z_i - Z_m - h_r - h_u = 250 - 201,5 - 1 - 10 = 37,5 \text{ м}$$

Коефіцієнт витрати нафти через нафтопровід μ відповідного діаметра визначається залежно від числа Рейнольдса. Розраховане число Рейнольдса для усіх трьох розмірів дефектного отвору є більшим за 300000, а отже коефіцієнт витрати нафти через нафтопровід μ становить 0,595.

Площа дефектного отвору ω становить:

$$\omega_1 = 0.785 \cdot d^2 = 0.785 \cdot 0.3^2 = 0.0007 \text{ м}^2$$

$$\omega_2 = 0.785 \cdot 0.75^2 = 0.0044 \text{ м}^2$$

$$\omega_3 = 0.785 \cdot 1.5^2 = 0.0176 \text{ м}^2$$

Розрахуємо об'єм нафти, яка вилілася з трубопроводу з моменту закриття засувки до зупинки витікання нафти:

$$V_3 = \pi \cdot D_{\text{ен}}^2 \cdot l_e / 4 = 3,14 \cdot 0,7^2 \cdot 4200 / 4 = 1615,53 \text{ м}^3$$

де l_e – сума довжин ділянок між перевальними точками.

Визначаємо повний об'єм нафти, яка вилілася при аварії у безнапірному режимі:

$$V_1^c = V_2^q + V_3 = 20,524 + 1615,53 = 1636,054 \text{ м}^3$$

$$V_2^c = V_2^q + V_3 = 128,276 + 1615,53 = 1743,806 \text{ м}^3$$

$$V_3^c = V_2 + V_3 = 514,056 + 1615,53 = 2129,586 \text{ м}^3$$

Визначаємо для кожного сценарію повний об'єм нафти, що вилілась за час аварії:

$$V_1^y = V_{11}^n + V_1^c = 873 + 1636,054 = 2509,054 \text{ м}^3$$

$$V_2^y = V_{12}^n + V_1^c = 2618,964 + 1636,054 = 4255,018 \text{ м}^3$$

$$V_3^y = V_{21}^n + V_2^c = 873 + 1743,806 = 2616,806 \text{ м}^3$$

$$V_4^y = V_{22}^n + V_2^c = 2618,964 + 1743,806 = 4362,77 \text{ м}^3$$

$$V_5^y = V_{31}^n + V_3^c = 873 + 2129,586 = 3002,586 \text{ м}^3$$

$$V_6^y = V_{32}^n + V_3^c = 2618,964 + 2129,586 = 4748,55 \text{ м}^3$$

Середня (з врахуванням сценаріїв аварій) маса втрат M_s нафти визначається за формулою:

$$M_s = c \sum_{i=1}^{12} f_i \cdot V_i (1 - K_{\text{зб}}) = 860 \cdot (0,55 \cdot 0,7 \cdot 752,716 + 0,55 \cdot 0,3 \cdot 1276,505 +$$

$$0,35 \cdot 0,7 \cdot 785,042 + 0,35 \cdot 0,3 \cdot 1308,831 + 0,1 \cdot 0,7 \cdot 300,776 + 0,1 \cdot 0,3 \cdot 1424,565) = 804935,92 \text{ кг}$$

де $K_{\text{зб}}$ – величина частки зібраної нафти, $K_{\text{зб}} = 0,5$ при тривалості зупинки перекачування 15 хв і тривалості перекриття засувки 30 хв;

f_i – ймовірність для кожного сценарію.

Очікувані втрати нафти (з врахуванням вірогідності аварійних витоків нафти з МН) R_n визначалися за такою формулою:

$$R_n = \lambda_n M_s = 0,267 \cdot 804935,92 = 214917,9 \text{ кг}$$

де λ_n – інтенсивність аварійних відмов на ділянці траси

$$\lambda_n = \lambda_{\text{ср}} \cdot F_n / B_{\text{ср}} = 0,16 \cdot 5 / 3 = 0,267$$

де $\lambda_{сер}$ – середньостатистичне значення аварій на всіх діючих МН за останні 5 років, становить 0,16;

$V_{сер}$ – бальна оцінка середньостатистичного нафтопроводу, приймається 3;

F_n – бальна оцінка різних ділянок МН, що залежить від терміну їх експлуатації і місця пролягання. Приймається 5, оскільки термін експлуатації перевищує 30 років і лінійна частина трубопроводу за розміщенням може бути віднесена до ділянок траси, що проходять через зони з підвищеною щільністю населення, в яких можливі витіки нафти з МН через розкращання нафтопродуктів, вандалізм і інші дії з боку третіх осіб та ділянок траси, що примикають до НПС, які є "джерелами" або "приймачами" циклічних навантажень на МН, пов'язаних із змінами режиму перекачування і виникненням при цьому гідравлічних хвиль.

Висновок. Отримані результати є критеріями аварійної небезпеки окремих ділянок МН і, отже, можуть використовуватися для розробки оптимальної стратегії технічного обслуговування, діагностики і ремонту трубопроводу.

Список літератури:

1. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Розпорядження КМУ від 15.03.2006, № 145.
2. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.
3. Миронюк С.Г., Пронина И.А. Анализ аварийности промысловых нефтепроводов в регионе и оценка риска их эксплуатации // Новые технологии для очистки нефтезагрязненных вод, почв, переработки и утилизации нефтешламов. Тезисы докладов Международной конференции. – М.: "Ноосфера", 2001. – С. 290-292.
4. Абросимов А.А. Экология переработки углеводородных систем: Учебник / Под ред. М.Ю. Доломатова, Э.Г. Теляшева. – М.: Химия, 2002. – 608 с.
5. Концепция методического руководства по оценке степени риска магистральных трубопроводов / М.В. Лисанов, В.Ф. Мартышок, А.С. Печеркин и др. // Трубопроводный транспорт нефти. – 1997. – N 12. – С. 8-14.

О.Ф. Бабаджанова, канд. техн. наук, доцент, Ю.Э. Павлюк, канд. техн. наук, доцент, Ю.Г. Сукач (Львовский государственный университет безопасности жизнедеятельности)

ПОЖАРООПАСНЫЕ АВАРИЙНЫЕ ИСТЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Магистральные нефтепроводы являются объектами государственного значения. Возникновение чрезвычайной ситуации на любом участке трубопровода может привести к большим материальным потерям. Нефтяные фракции являются источником повышенной пожаровзрывоопасности и опасности для окружающей среды. Эта потенциальная опасность появляется при истечении нефти и нефтепродуктов из поврежденных трубопроводов.

Проведены расчеты аварийного истечения нефти для трех характерных размеров дефектных отверстий, которые могут образоваться с относительной вероятностью 0,55, 0,35 и 0,10 на линейной части перегона Броды - Куровичи магистрального нефтепровода "Дружба".

Ключевые слова: нефть, магистральный нефтепровод, авария.

O.F. Babadzhanova, Candidate of Science (Engineering), associate professor, Yu.E. Pavlyuk, Candidate of Science (Engineering), associate professor, Yu.H. Sukach (Lviv State University of Life Safety)

FIRE DANGEROUS EMERGENCY EXPIRATIONS OF OIL FROM LINEAR PART OF MAIN OIL PIPELINE

The article deals with the calculations of emergency expiration of oil for three characteristic sizes of the imperfect openings which can appear with relative probability 0,55, 0,35 and 0,10 on linear part of driving Brody - Kurovychy main oil pipeline "Druzhba" .

Main oil pipelines are the objects of state value. The origin of extraordinary situation on any area of pipeline can result in the severe material losses. Oil factions are the source of promoted fire danger and danger for an environment. This potential danger at expiration of oil and oil products from the damaged pipelines are appears.

Key words: oil, main oil pipeline, failure

УДК 614.842

З.В. Андрусяк, Б.В. Штайн, В.В. Кошеленко, канд. техн. наук, Б.В. Болібрух, канд. техн. наук, доцент (Львівський державний університет безпеки життєдіяльності)

ШЛЯХИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗАХИСТУ ОСОБОВОГО СКЛАДУ ПОЖЕЖНО-РЯТУВАЛЬНИХ ПІДРОЗДІЛІВ ПІД ЧАС ЛІКВІДАЦІЇ НАДЗВИЧАЙНОЇ СИТУАЦІЇ З НАЯВНІСТЮ АМОНІАКУ

В роботі розглянуто умови проведення аварійно-рятувальних робіт під час ліквідації надзвичайних ситуацій з витоком (розливом) амоніаку та рівень захищеності особового складу Оперативно-рятувальної служби цивільного захисту Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи. Проведено порівняльний аналіз керівних документів які регламентують час захисної дії засобів індивідуального захисту та засоби індивідуального захисту органів дихання з визначенням їх недоліків. Визначено напрямки подальших досліджень захисної дії спорядження пожежників-рятувальників від впливу амоніаку.

Ключові слова: амоніак, засоби захисту, зона хімічного зараження

Відповідно до завдань за призначенням підрозділи Оперативно-рятувальної служби цивільного захисту МНС України ліквідовують наслідки надзвичайних ситуацій практично на усіх об'єктах незалежно від форми власності. Особливої уваги потребує організація реагування на надзвичайні ситуації з наявністю хімічно небезпечних речовин. Так, на території України функціонує близько 1,6 тис. об'єктів на яких зберігається або використовується у виробничій діяльності більше 330 тис. т небезпечних хімічних речовин, у тому числі: близько 11,5 тис. т хлору, 230 тис. т амоніаку та понад 90 тис. т інших небезпечних хімічних речовин [1]. Ці об'єкти розподілені відповідно по ступенях хімічної небезпеки. Усього в зонах можливого хімічного зараження від цих об'єктів мешкає близько 14 млн. осіб (31% від населення України).

Враховуючи значну кількість амоніаку який виготовляється та транспортується різними способами по території України стає очевидним актуальність розгляду проблеми реагування та забезпечення безпеки особового складу підрозділів Оперативно-рятувальної служби