

*С.Ф. Пичугін, д.т.н., професор*

*О.Є. Зима, к.т.н., асистент*

*П.Ю. Винников, аспірант*

*Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка*

## **НАДІЙНІСТЬ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ПІДЗЕМНИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ**

*Визначено закони розподілу випадкових величин навантажень та впливів на підземний трубопровід. Удосконалено методику розрахунку рівня надійності лінійної частини підземного магістрального трубопроводу у техніці випадкових величин. Вперше отримано значення надійності лінійної частини підземних магістральних трубопроводів за параметром сумарних поздовжніх напружень.*

**Ключові слова:** *випадкова величина, внутрішній робочий тиск, температурний перепад, кривизна трубопроводу, лінійна частина підземного магістрального трубопроводу.*

*С.Ф. Пичугин, д.т.н., профессор*

*А.Е. Зима, к.т.н., ассистент*

*Ф.Ю. Винников, аспирант*

*Полтавский национальный технический университет имени Юрия Кондратюка*

## **НАДЕЖНОСТЬ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*Определены законы распределения случайных величин нагрузок и воздействий на подземный трубопровод. Усовершенствована методика расчета уровня надежности линейной части подземного магістрального трубопровода. Впервые определены значения надежности линейной части подземного магістрального трубопровода по параметру суммарных продольных напряжений.*

**Ключевые слова:** *случайная величина, внутреннее рабочее давление, температурный перепад, кривизна трубопровода, линейная часть подземного магістрального трубопровода.*

*S. Pichugin, ScD, Professor*

*O. Zyma, PhD, assistant*

*P. Vynnykov, post-graduate*

*Poltava National Technical Yuriy Kondratyuk University*

## **RELIABILITY LEVEL OF THE BURIED MAIN PIPELINES LINEAR PART**

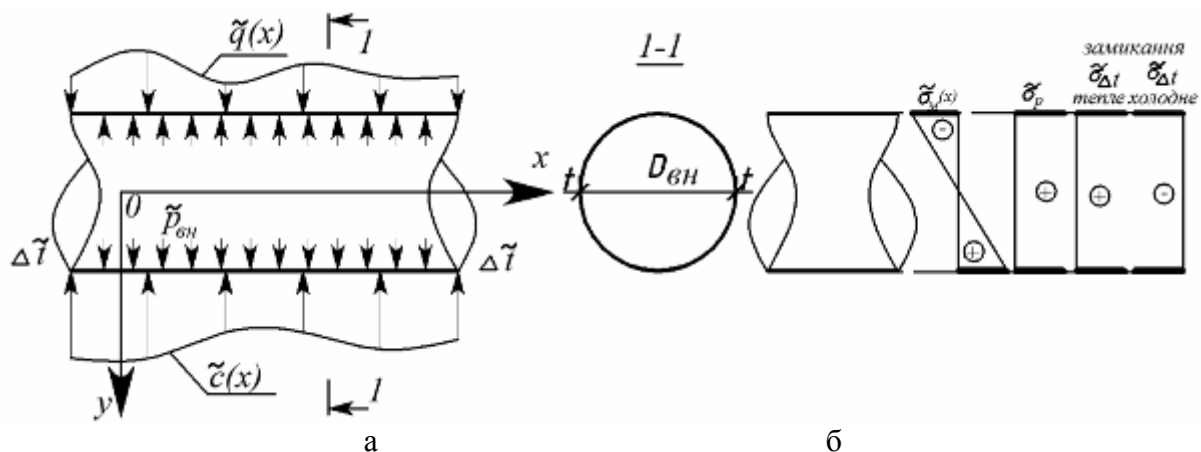
*Distribution laws of the loads and influences random variables are obtained. Reliability methodic of the buried main pipelines linear part is developed. For the first time main pipelines linear part reliability values are calculated by the parameter of the total longitudinal stresses.*

**Keywords:** *random variables, internal operating pressure, temperature difference, pipelines curvature, buried main pipelines linear part.*

**Вступ.** Лінійна частина магістрального трубопроводу (ЛЧМТ), укладена в ґрунт, не має можливості переміщуватися під дією зусиль у напрямку поздовжньої осі. У поздовжньому напрямку ЛЧМТ заземлена у ґрунті силами зчеплення і тертя з ґрунтом. Тому поздовжні зусилля викликають у стінках ЛЧМТ поздовжні напруження, що діють сумісно з кільцевими [1 – 5].

Основними причинами виникнення поздовжніх зусиль є (рис. 1):

- внутрішній тиск у трубопроводі  $p$  ;
- зміна температури  $\Delta t$  ;
- пружний згин трубопроводу;
- нерівномірне осідання трубопроводу внаслідок неоднорідності ґрунтових умов;
- поперечне зміщення осі трубопроводу тощо.



**Рис. 1. Навантаження на ЛЧМТ та відповідні внутрішні зусилля:**  
**а – схема прикладання навантажень;**  
**б – епюри поздовжніх напружень у стінці трубопроводу**

Під впливом *внутрішнього тиску* у ЛЧМТ виникають поздовжні зусилля розтягу (радіальними напруженнями нехтуємо). Величина поздовжніх напружень

$$\sigma_{\text{позд.р}} = \mu \sigma_{\text{кц}} = \mu \frac{npD_{\text{вн}}}{2\delta}, \quad (1)$$

де  $\mu$  – коефіцієнт Пуассона;  $D_{\text{вн}}$  – внутрішній діаметр труби;  $\delta$  – номінальна товщина стінки труби;  $n$  – коефіцієнт надійності за внутрішнім робочим тиском у трубі [2].

*Напруження від температурних деформацій.* Під час нагрівання або охолодження трубопроводу виникають поздовжні напруження

$$\sigma_{\text{позд.}\Delta t} = E\alpha\Delta t, \quad (2)$$

де  $\alpha=1,2 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$  – коефіцієнт лінійного температурного розширення сталі;  $\Delta t$  – зміна температури;  $E$  – модуль Юнга, МПа  $2,1 \cdot 10^4 \text{ кН/см}^2$ .

*Напруження від пружного згину трубопроводів*

$$\sigma_{\text{згин}} = \frac{ED_{\text{зовн}}}{2\rho}, \quad (3)$$

де  $\rho$  – радіус кривизни осі трубопроводу;  $D_{\text{зовн}}$  – зовнішній діаметр трубопроводу.

Пружний згин трубопроводу впливає на його напружений стан лише в пружній стадії роботи, до досягнення межі текучості. Після її досягнення проходить вирівнювання напружень у поперечному перерізі, і безпосередньо перед руйнуванням трубопроводу напруження від вільного згину вже не впливають на його напружений стан.

**Огляд останніх джерел досліджень і публікацій.** Оцінка надійності всієї газопровідної системи складається з виділення однорідних груп елементів системи (компресорні станції, лінійні частини магістральних трубопроводів) з подальшим аналізом відмов підсистем [1 – 4].



**Рис. 2. Виділення однорідних ділянок лінійних частин магістральних трубопроводів**

Виділяють два рівні поділу конструкції на розрахункові ділянки [3]:  
 – поділ конструкції на елементи відповідно до обраних при оцінюванні напружено-деформованого стану розрахункових схем [4, 5];  
 – виділення ділянок з однорідними характеристиками за обраною групою параметрів [6].

Перелік параметрів залежить від характеристик конструкції, виду розрахунків, типів можливих відмов та граничних станів, що реалізуються на виділеній розрахунковій ділянці [3, 7]. З метою поділу магістральних трубопроводів на конструктивні рівні та елементи застосовується методологія системної теорії надійності (рис. 2). У роботі доцільно сконцентрувати увагу на рівні, для якого об'єктом дослідження є ЛЧМТ.

**Виділення не розв'язаних раніше частин загальної проблеми.** Велику кількість праць присвячено міцності та стійкості ЛЧМТ [4], проведені дослідження причин виникнення аварій на трубопроводах [6], але майже не досліджено питання надійності трубопроводів і ЛЧМТ зокрема [8].

Тому за **мету роботи** прийнято отримати числові значення надійності ЛЧМТ у техніці випадкових величин з урахуванням внутрішнього робочого тиску, напружень від температурних перепадів, нерівномірності укладки трубопроводу у траншею.

**Основний матеріал і результати дослідження.**

ЛЧМТ потрібно перевіряти [2]:

- за ГС1 – на міцність і загальну стійкість;
- за ГС2 – на обмеження надмірних пластичних деформацій.

Перевірка на міцність у поздовжньому напрямку здійснюється за формулою

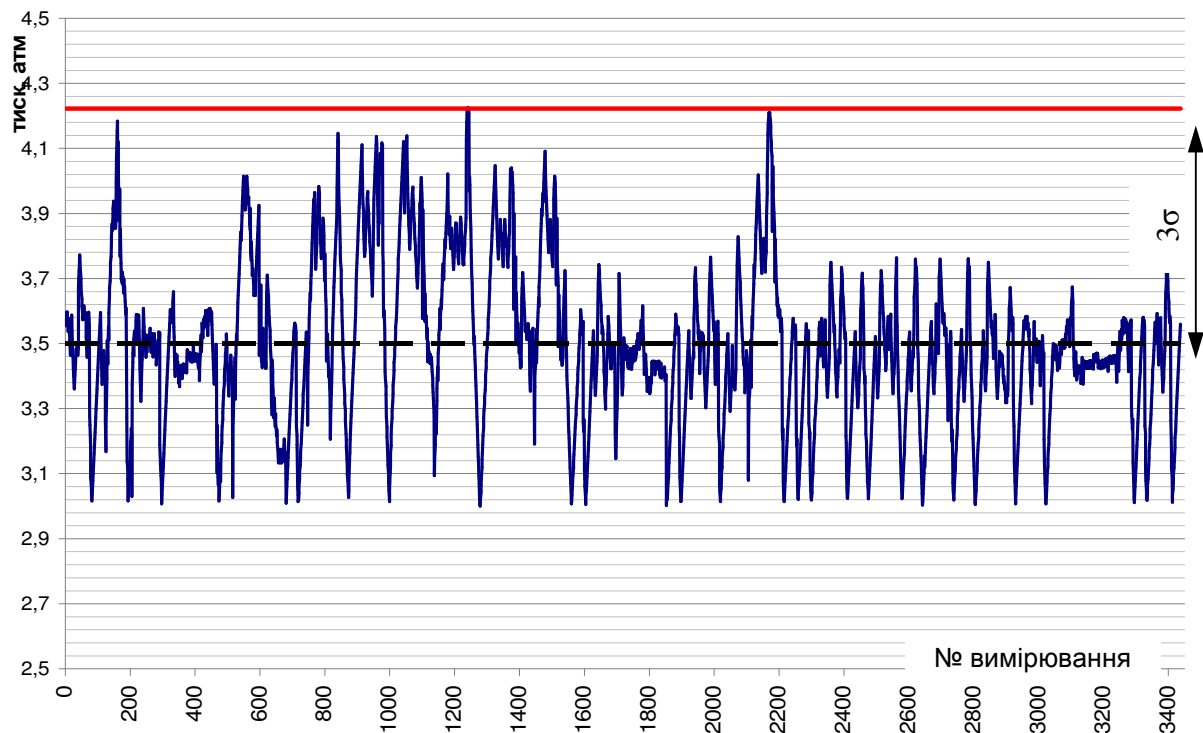
$$|\sigma_{\text{позд}}| \leq \psi_2 R_1, \quad (4)$$

де  $\sigma_{\text{позд}}$  – поздовжні осьові напруження від розрахункових навантажень і впливів;  $\psi_2$  – коефіцієнт, що враховує двовісний напружений стан металу труб;  $R_1$  – тимчасовий опір стиску (розтягу), металу труби.

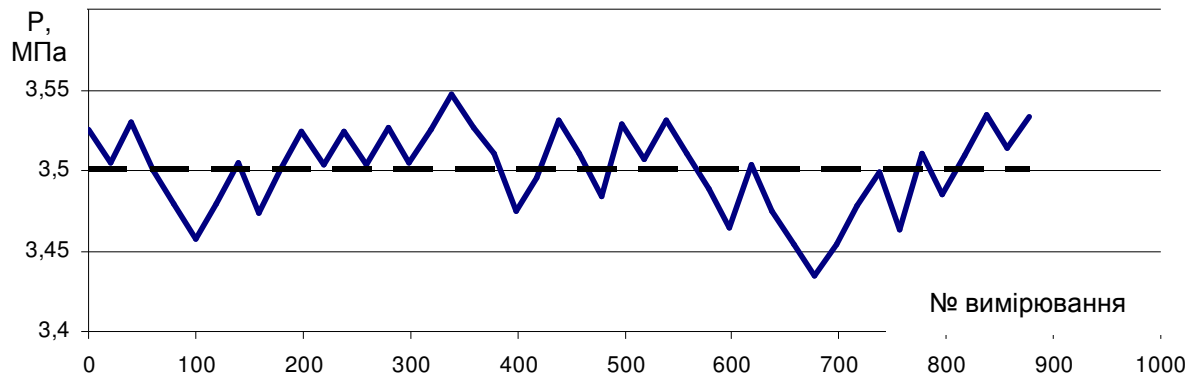
У діючому магістральному трубопроводі при дослідженні статистичних параметрів, зібраних за тривалий проміжок експлуатації, виявлено, що значення тиску  $p_1, p_2, \dots, p_n$  має тенденцію до зміни у часі  $\tau$ . Під час практичних розрахунків магістральних трубопроводів зміна робочого тиску враховується, виходячи з норм і правил, коефіцієнтом навантаження робочого тиску в трубопроводі –  $n$ , котрий подається залежно від способу прокладання конструкції трубопроводу. Однак коефіцієнт перевантаження робочого тиску подається у нормах у великих межах –  $n = 0,8 \dots 1,2$ .

З формули (1) видно, що коефіцієнт перевантаження робочого тиску та робочий тиск відіграють дуже важливу роль в інженерних розрахунках ЛЧМТ. Зрозуміло, що чим більша товщина стінки труби, тим ЛЧМТ довговічніша та надійніша, відповідно відсоток руйнувань і відмов різко знижується. Чим більша товщина стінки ЛЧМТ, тим більша металосміність конструкції. Виникає питання про економію матеріалу та забезпечення достатньої надійності ЛЧМТ. Отже, необхідно значну увагу приділяти оцінюванню робочого тиску у трубопроводі й уточненню коефіцієнта перевантаження для конкретних умов експлуатації.

Експериментальні дані, отримані за результатами спостережень тиску на ділянці магістрального трубопроводу Лисичанськ – Кременчук за 3 місяці. Генеральна вибірка становить 3436 значень, знятих протягом трьох місяців (рис. 3). При цьому навіть при стаціонарному режимі роботи трубопроводу спостерігалися істотні коливання тиску як на збільшення, так і зменшення його номінального значення. Такі коливання помітні на графіках мілкішого часового масштабу, наприклад, одноденних (рис. 4).



**Рис. 3. Зміна тиску в магістральному трубопроводі за 3 місяці**



**Рис. 4. Зміна тиску в магістральному трубопроводі за 14,6 годин роботи в стаціонарному режимі (з 05.07.2012 12:13 по 06.07.2012 2:55)**

Коливання тиску при стаціонарному режимі роботи трубопроводу викликані технологічними факторами, пов'язаними з особливостями роботи компресорного обладнання та гідравлічними особливостями самої системи. Подібні фактори мають випадкову природу і є причинами випадкових перевантажень елементів трубопроводу, що необхідно враховувати при конструюванні магістральних трубопроводів [7 – 10].

У роботі трубопроводу протягом указанного періоду виокремлено 11 проміжків зі стаціонарним режимом роботи. З метою підвищення достовірності отриманих результатів до одного проміжку потрапляло не менше 20 вимірів тиску, а тривалість періоду становила не менше 12 годин. У результаті аналізу зроблено висновок про нормальність розподілу внутрішнього робочого тиску у трубопроводі (табл. 1).

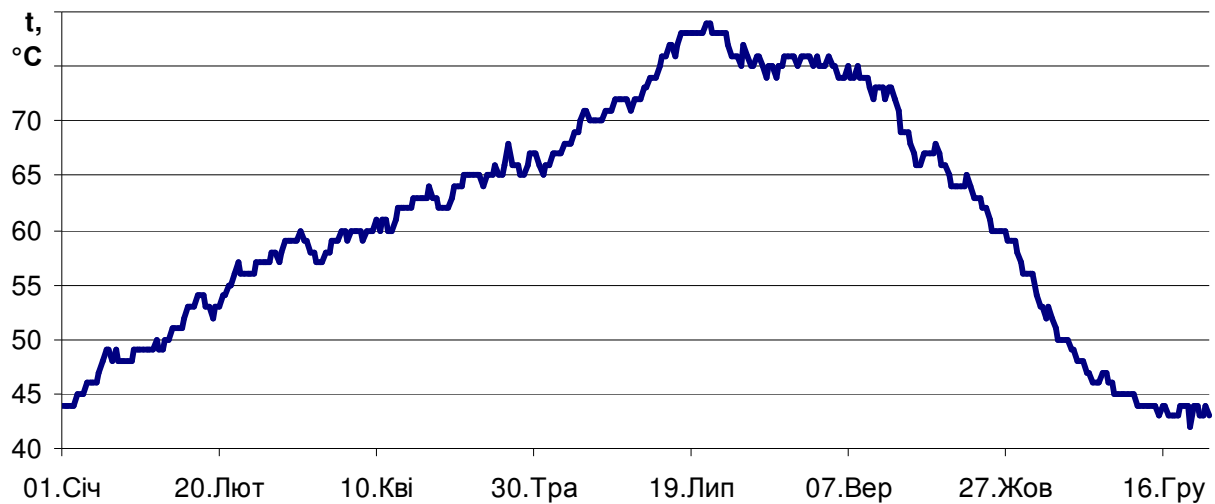
**Таблиця 1. Оцінювання узгодженості закону розподілу із даними спостережень зміни тиску під час роботи трубопроводу в стаціонарному режимі**

№ з/п	Тривалість періоду, год	К-сть вимірів за період	Середнє значення, МПа	Станд. відхилення, МПа	Узгоджений розподіл
1	17,5	35	3,410	0,0271	Нормальний
2	14,6	22	3,500	0,0259	Нормальний
3	23,0	46	3,827	0,0421	Нормальний
4	36,1	23	3,810	0,0448	Гамма-розподіл
5	26,8	30	3,779	0,0360	Нормальний
6	20,2	71	3,447	0,0295	Нормальний
7	35,3	127	3,437	0,0220	Гамма-розподіл
8	28,9	99	3,337	0,019	Нормальний
9	15,8	55	3,439	0,0274	Нормальний
10	14,8	46	3,397	0,0239	Нормальний
11	19,0	57	3,504	0,0322	Нормальний

Середнє значення коефіцієнта варіації, яке приймемо як розрахункове для подальших досліджень, складає 6,9 %. Зміна температури  $t_1, t_2, \dots, t_3$  трубопроводу пов'язана із впливами зовнішнього середовища. У процесі експлуатації магістральних трубопроводів величина температурного перепаду змінюється у часі як протягом року, так і в розрізі багаторічної мінливості [7 – 9].

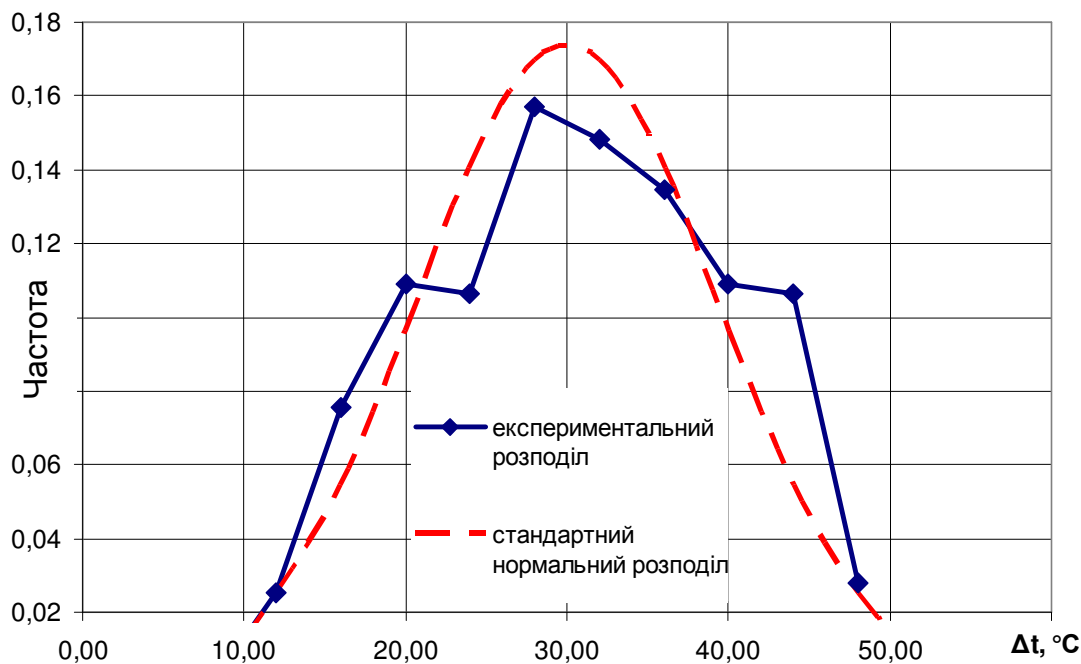
Експериментальні дослідження трубопроводів показали, що зміна перепаду температури відбувається циклічно протягом року [9]. При цьому найбільші перепади характерні для літнього періоду і є короткими відносно загального періоду експлуатації. Таким чином, низьку ймовірність виникнення розрахункового значення перепаду температури необхідно враховувати при проектуванні магістральних трубопроводів.

Вибір закону розподілу випадкової величини проводився за даними спостережень у магістральному трубопроводі Келіф – Шабарган на ділянці довжиною 100 км. Генеральна вибірка становить 366 щоденних значень температури за рік (рис. 5) [9].



**Рис. 5.** Зміна температури  $t$  на поверхні магістрального трубопроводу за рік

Характер зміни температури, приведений на рис. 6, є типовим для ЛЧМТ, що підтверджується даними з інших трубопроводів [9, 10]. Тому прийнемо його розрахунковим для визначення надійності.



**Рис. 6.** Порівняння експериментального розподілу зміни температури  $\Delta t$  зі стандартним нормальним розподілом

Математичне очікування (МО) значення температурного перепаду за вибіркою становить  $\Delta \bar{t} = 30,6^\circ \text{C}$ , середньоквадратичне відхилення  $\Delta \hat{t} = 10,2^\circ \text{C}$ . У результаті доведено гіпотезу про нормальність розподілу температурного перепаду (табл. 2).

**Таблиця 2. Перевірка гіпотези про нормальність розподілу температурного перепаду**

№ з/п	Межі інтервалів $\Delta t, ^\circ\text{C}$		Кількість спостережень в інтервалі	Значення функції Лапласа на границях інтервалу		Імовірність потрапляння в інтервал	$\frac{(m_i - np_i)^2}{np_i}$
1	8	12	9	0,0000	0,0446	0,0446	2,277
2	12	16	27	0,0446	0,0968	0,0522	2,250
3	16	20	39	0,0968	0,1841	0,0873	1,562
4	20	24	38	0,1841	0,3085	0,1245	1,254
5	24	28	56	0,3085	0,4602	0,1516	0,005
6	28	32	53	0,4602	0,6179	0,1577	0,388
7	32	36	48	0,6179	0,7580	0,1401	0,211
8	36	40	39	0,7580	0,8643	0,1063	0,000
9	40	44	38	0,8643	0,9332	0,0689	4,499
10	44	48	10	0,9332	1,0000	0,0668	1,215
$\chi_q^2 =$							12,661

Оцінку надійності магістрального трубопроводу будемо проводити на основі аналізу резерву міцності, який будемо визначати в просторі напружень наступним чином [3, 7, 8]:

$$\tilde{Y} = \tilde{R} - \tilde{S} = \tilde{\sigma}_y - \tilde{\sigma}_i \geq 0, \quad (5)$$

де  $\tilde{\sigma}_y$  – випадкова величина (ВВ) межі текучості сталі ЛЧМТ;

$\tilde{\sigma}_i$  – ВВ приведених напружень від зовнішнього навантаження і впливів на ЛЧМТ.

При розрахунку надійності вважатимемо, що, порівняно із рештою, детермінованими є наступні розрахункові характеристики сталевого трубного прокату:  
– геометричні параметри ЛЧМТ (внутрішній діаметр  $D_{\text{вн}}$ , товщина трубопроводу  $\delta$ );  
– деформаційні характеристики сталі трубопроводу (модуль деформацій  $E$ , коефіцієнт Пуассона  $\mu$ , коефіцієнт лінійного температурного розширення  $\alpha$ ).

Статистичний розкид значень цих параметрів будемо вважати таким, що не впливає на розкид результуючої функції резерву міцності, і у розрахунках прийматимемо як постійні величини.

Розрахунковими ВВ у розглядуваній задачі надійності є [7, 8, 9]:

- 1) межа текучості сталі трубопроводу  $\tilde{\sigma}_y$ ;
- 2) внутрішній тиск у напірному магістральному трубопроводі  $\tilde{p}$ ;
- 3) перепад температури трубопроводу  $\Delta \tilde{t}$ ;
- 4) кривизна трубопроводу  $\tilde{\kappa} = 1/\tilde{\rho}$  ( $\tilde{\rho}$  – радіус кривизни).

Функція приведених напружень включає у себе останні три випадкові величини, тому також є випадковою величиною:

$$\tilde{\sigma}_i = \sqrt{\tilde{\sigma}_{\kappa}^2 + (\tilde{\sigma}_{\text{позд}} \pm \tilde{\sigma}_{\text{зс}})^2 - \tilde{\sigma}_{\kappa}(\tilde{\sigma}_{\text{позд}} \pm \tilde{\sigma}_{\text{зс}})}, \quad (6)$$

З урахуванням залежності кільцевих напружень від внутрішнього тиску

$$\tilde{\sigma}_{\text{кц}} = \frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta}, \quad (7)$$

залежності поздовжніх напружень від кільцевих напружень і температурного впливу

$$\tilde{\sigma}_{\text{позд}} = \mu\tilde{\sigma}_{\text{кц}} - \alpha E\Delta\tilde{t}, \quad (8)$$

та залежності поздовжніх напружень від згину при заглибленні трубопроводу

$$\tilde{\sigma}_{\text{зг}} = \frac{\tilde{\kappa}D_{\text{зовн}}}{2} EK_{\text{сп}}, \quad (9)$$

отримуємо

$$\tilde{\sigma}_i = \sqrt{\left(\frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta}\right)^2 + \left(\mu\frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E\Delta\tilde{t} \pm \frac{\tilde{\kappa}D_{\text{зовн}}}{2} EK_{\text{сп}}\right)^2} - \frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} \left(\mu\frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E\Delta\tilde{t} \pm \frac{\tilde{\kappa}D_{\text{зовн}}}{2} EK_{\text{сп}}\right). \quad (10)$$

Кривизна трубопроводу, що викликана проектною необхідністю зміни його позначки залягання, може бути визначена наступним чином:

$$\tilde{\kappa} = \frac{8(H + \Delta\tilde{h})}{\tilde{L}^2 + 4(H + \Delta\tilde{h})^2}, \quad (11)$$

де  $H$  – проектна зміна позначки розташування трубопроводу;  $\Delta\tilde{h}$  – величина похибки укладання трубопроводу по глибині;  $\tilde{L}$  – довжина хвилі трубопроводу з однаковою кривизною.

Таким чином, функція надійності для сталевих магістральних трубопроводів має вигляд

$$\tilde{Y}(\tilde{\sigma}_y, \tilde{p}, \Delta\tilde{t}, \tilde{\kappa}) = \tilde{\sigma}_y - \sqrt{\left(\frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta}\right)^2 + \left(\mu\frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E\Delta\tilde{t} \pm \frac{\tilde{\kappa}D_{\text{зовн}}}{2} EK_{\text{сп}}\right)^2} - \frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} \left(\mu\frac{\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E\Delta\tilde{t} \pm \frac{\tilde{\kappa}D_{\text{зовн}}}{2} EK_{\text{сп}}\right). \quad (12)$$

Для подальшого аналізу отриманої функції необхідно визначитися із значеннями статистичних параметрів розрахункових величин. Для цього окреслимо вихідні дані до розрахунку надійності сталевих трубопроводів.

**Числовий приклад.** Розглянемо ділянку сталевих магістрального підземного трубопроводу діаметром 1020 мм (IV категорія) для перекачування нафтопродуктів, на яку не діють зовнішні впливи, пов'язані з вагою ґрунту засипки та нерівномірним осіданням основи.

Робочий внутрішній тиск на розглядуваній ділянці згідно зі статистичними даними має нормальний закон розподілу із наступними стохастичними показниками: МО  $\bar{p} = 4,56$  МПа, середньоквадратичне відхилення  $\hat{p} = 0,314$  МПа.

Стохастичні параметри для перепаду температури рівні: МО  $\Delta\tilde{t} = 30,6^\circ\text{C}$  середньоквадратичне відхилення  $\Delta\tilde{t} = 10,2^\circ\text{C}$ .

Матеріалом трубопроводу є сталь марки 17Г1С-Т з нормативним значенням опору  $R_1'' = 589$  МПа і розрахунковим опором за методикою СНиП 2.05.06-85  $R_1 = 379$  МПа МПа. Коефіцієнт варіації для трубних сталей приймаємо рівним  $V_R = 0,1$ , що визначає МО та стандарт для розглядуваної сталі:



$$\bar{R} = \frac{589}{1 - 1,64 \cdot 0,1} = 704,55 \text{ МПа}; \quad \hat{R} = 0,1 \cdot 704,55 = 70,46 \text{ МПа} \quad (13)$$

Неточність укладання трубопроводу пов'язана переважно з помилками виконавців. Такі неточності є незалежними ВВ. Частота появи відхилень від проектного положення магістральних трубопроводів відповідає частоті стандартного нормального розподілу [11]. МО неточності вкладання рівне  $\Delta \bar{h} = 0$  см а максимальне значення відносного заглиблення магістрального трубопроводу  $3 \Delta \bar{h} = 10$  см (величина допуску на вкладання) [12].

Ці припущення дозволяють установити закон розподілу кривизни трубопроводу, а також її МО і стандарт:

$$\bar{\kappa} = \frac{8H}{L^2 + 4H^2} = \frac{8 \cdot 0,074}{21,1^2 + 4 \cdot 0,074^2} = 1,33 \cdot 10^{-5} \text{ см}^{-1}; \quad (14)$$

$$\hat{\kappa} = \frac{1}{3} \frac{8(H + \Delta h)}{L^2 + 4(H + \Delta h)^2} = \frac{1}{3} \frac{8(0,074 + 0,01)}{21,1^2 + 4(0,074 + 0,01)^2} = 1,77 \cdot 10^{-6} \text{ см}^{-1}. \quad (15)$$

Детерміновані показники трубопроводу відповідно до вихідних даних є наступними: модуль деформацій  $E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ ; коефіцієнт Пуасона  $\mu = 0,3$ ; коефіцієнт лінійного температурного розширення  $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ ; внутрішній діаметр  $D_{\text{вн}} = 0,996 \text{ м}$ ; товщина трубопроводу  $\delta = 12 \text{ мм}$ .

Оскільки усі ВВ, які впливають на загальний резерв міцності розглядуваного трубопроводу, мають нормальний закон розподілу, то і функція надійності  $\tilde{Y}$  також має нормальний характер.

Характеристика безпеки [7, 8]

$$\beta = \frac{\bar{Y}}{\hat{Y}}, \quad (16)$$

де  $\bar{Y}$  – МО резерву міцності;  $\hat{Y}$  – стандарт резерву міцності.

Функція надійності з достатньою точністю може бути лінеаризована на усьому діапазоні можливих значень ВВ. Для лінійної залежності функції надійності її статистичні параметри можуть бути обчислені за відповідними статистичними параметрами аргументів за формулами:

– математичне очікування:

$$\bar{Y} = Y(\bar{\sigma}_y, \bar{p}, \bar{\Delta t}, \bar{\kappa}); \quad (17)$$

– стандарт:

$$\hat{Y} = \sqrt{A_1^2 \hat{\sigma}_y^2 + A_2^2 \hat{p}^2 + A_3^2 (\hat{\Delta t})^2 + A_4^2 (\hat{\kappa})^2}, \quad (18)$$

де

$$A_1 = \left. \frac{\partial Y}{\partial \sigma_y} \right|_{\sigma_y = \bar{\sigma}_y}; \quad A_2 = \left. \frac{\partial Y}{\partial p} \right|_{p = \bar{p}}; \quad A_3 = \left. \frac{\partial Y}{\partial (\Delta t)} \right|_{\Delta t = \bar{\Delta t}}; \quad A_4 = \left. \frac{\partial Y}{\partial \kappa} \right|_{\kappa = \bar{\kappa}}.$$

Обчислимо розглянуті статистичні параметри для вихідних умов даної задачі

$$\bar{Y} = \bar{\sigma}_y - \sqrt{\left( \frac{\bar{p} D_{\text{вн}}}{2\delta} \right)^2 + \left( \mu \frac{n \bar{p} D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E \bar{\Delta t} + \frac{D_{\text{зовн}}}{2} \bar{\kappa} E K_{\text{ep}} \right)^2} - \frac{\bar{p} D_{\text{вн}}}{2\delta} \left( \mu \frac{n \bar{p} D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E \bar{\Delta t} + \frac{D_{\text{зовн}}}{2} \bar{\kappa} E K_{\text{ep}} \right) = 362,69 \text{ МПа}. \quad (19)$$

Частинні похідні:

$$A_1 = \frac{\partial Y}{\partial \sigma_y} = 1; \quad (20)$$

$$A_2 = \frac{\partial Y}{\partial p} \Big|_{p=\bar{p}} = \frac{\frac{\delta \bar{\sigma}_{кц}^2}{\bar{p}} (2 - \mu) - 2\mu D_{вн} (\bar{\sigma}_{нозд} + \bar{\sigma}_{зс}) - D_{вн} (\mu \bar{\sigma}_{нозд} + \bar{\sigma}_{зс})}{2\delta \sqrt{\bar{\sigma}_{кц}^2 + (\bar{\sigma}_{нозд} + \bar{\sigma}_{зс})^2} - \bar{\sigma}_{кц} (\bar{\sigma}_{нозд} + \bar{\sigma}_{зс})} = -24,52 \text{ МПа/МПа}; \quad (21)$$

$$A_3 = \frac{\partial Y}{\partial \Delta t} \Big|_{\Delta t = \bar{\Delta t}} = \frac{\alpha E (\bar{\sigma}_{кц} - 2(\bar{\sigma}_{нозд} + \bar{\sigma}_{зс}))}{2\sqrt{\bar{\sigma}_{кц}^2 + (\bar{\sigma}_{нозд} + \bar{\sigma}_{зс})^2} - \bar{\sigma}_{кц} (\bar{\sigma}_{нозд} + \bar{\sigma}_{зс})} = -2,18 \text{ МПа/}^\circ\text{C}; \quad (22)$$

$$\frac{\partial Y}{\partial k} \Big|_{k=\bar{k}} = - \frac{(D_{вн} p (1 - 2\mu) + 2\delta E (2\alpha \Delta t + \bar{k} D_{зовн} K_{cp})) \times}{2\sqrt{p^2 D_{вн}^2 (1 - \mu + \mu^2) + D_{вн} p \delta E (1 - 2\mu) (2\alpha \Delta t + \bar{k} D_{зовн} K_{cp})} + \frac{\times D_{зовн} E K_{cp}}{\delta^2 E^2 (2\alpha \Delta t + \bar{k} D_{зовн} K_{cp})^2}} = -86 \cdot 10^5 \text{ МПа} \cdot \text{см}. \quad (23)$$

Підставимо значення часткових похідних у формулу (18)

$$\hat{Y} = \sqrt{1^2 \cdot 70,45^2 + 24,52^2 \cdot 0,314^2 + 2,18^2 \cdot 10,2^2 + (-86)^2 \cdot 0,177^2} = 78,5 \text{ МПа}. \quad (24)$$

За формулою (16) значення характеристики безпеки для розглядуваного трубопроводу рівне

$$\beta = \frac{\bar{Y}}{\hat{Y}} = \frac{430,2}{78,5} = 5,48. \quad (25)$$

За значенням характеристики безпеки за таблицями ймовірностей великих відхилень нормального розподілу визначаємо ймовірність відмови ділянки розглядуваного нафтопроводу

$$Q(\beta) = 1,2 \cdot 10^{-7}. \quad (26)$$

Відповідно, ймовірність безвідмовної роботи трубопроводу, тобто значення параметра надійності, рівна

$$F = 1 - Q(\beta) = 1 - 1,2 \cdot 10^{-7} = 0,99999988.$$

Відповідний логарифмічний показник надійності рівний

$$K = -\lg[1 - F] = -\lg(1 - 0,99999988) = 6,92. \quad (27)$$

За даним алгоритмом можливо виконати розрахунок надійності будь-якої ЛЧМТ (табл. 3). Він може застосовуватися як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації ЛЧМТ під час прийняття рішення про його капітальний ремонт, визначення безпечного робочого тиску при фактичному технічному стані тощо.

Наприклад, на стадії проектування, порівнявши отриману ймовірність відмови ділянки магістрального трубопроводу  $Q(\beta)$  із нормативним значенням для споруд такого типу (клас наслідків – СС3, категорія відповідальності – А) –  $1 \times 10^{-6}$ , можливо виявити надлишковий запас надійності конструкції. Крім того, прийнявши нормативне значення ймовірності відмови як вихідне, за допомогою розробленої методики можливо розв'язати і зворотну задачу: запроєктувати конструкцію трубопроводу із заданим рівнем надійності.

Для розглянутого прикладу із умови забезпечення заданого рівня надійності товщину стінки трубопроводу можливо зменшити до 11 мм. Імовірність відмови конструкції при цьому становить  $Q_{opt}(\beta) = 0,64 \cdot 10^{-6}$ , що менше за нормативну. Таким чином, спорудження трубопроводу, законструйованого за ймовірнісним розрахунком, дозволяє у цьому випадку зекономити 8% вартості сталі у споруді.

Результати розрахунків характеристички безпеки для різних ЛЧМТ при зміні внутрішнього тиску та ймовірно визначених характеристик ВВ температурного перепаду і неточності укладання наведені у табл. 3.

**Таблиця 3. Значення параметра надійності  $\beta$  магістрального нафтопроводу залежно від середнього тиску та діаметра (з урахуванням напружень від неточності укладання)**

Робочий тиск $p$ , МПа	Параметр надійності $\beta$ залежно від зовнішнього діаметра $D_3$ , мм			
	720	820	1020	1220
3,5	6,20	5,85	5,49	5,45
4,0	6,04	5,67	5,46	5,45
4,5	5,87	5,69	5,53	5,43
5,0	5,70	5,72	5,45	5,44
5,5	5,76	5,57	5,49	5,43
6,0	5,61	5,60	5,48	5,43

Значення характеристики безпеки  $\beta$  розраховано для ЛЧМТ з товщиною стінки, визначеною за нормативною методикою (з урахуванням додаткових напружень від можливого неточного укладання у межах допуску) (табл.4).

**Таблиця 4. Розрахункові значення товщини стінки магістрального нафтопроводу залежно від середнього тиску та діаметра (з урахуванням напружень від неточності укладання)**

Робочий тиск $p$ , МПа	Товщина стінки $\delta$ , мм, залежно від зовнішнього діаметра $D_3$ , мм			
	720	820	1020	1220
3,5	7	7	9	18
4,0	7	7	10	19
4,5	7	8	12	20
5,0	7	9	12	21
5,5	8	9	14	24
6,0	8	10	15	29

З аналізу табл. 4 видно, що при збільшенні діаметра трубопроводу, його надійність зменшується. До того ж розкид у значеннях характеристики безпеки для трубопроводів малого діаметра можна пояснити конструктивними обмеженнями мінімальної товщини стінки трубопроводу, що значно збільшує запас міцності та надійність. Для трубопроводів великого діаметра такого розкиду не спостерігається, а характеристика безпеки приймає значення, близьке до 5,45.

**Висновок.** Параметри внутрішнього тиску  $p$  продукту, температурного перепаду  $\Delta t$ , кривизни трубопроводу  $\kappa$  та межі текучості сталі трубопроводу  $\sigma_y$ , виміряні у різний час, є незалежними випадковими величинами. Частота появи значень цих параметрів при розрахунках надійності ЛЧМТ з достатньою точністю описується нормальним законом.

Уперше розраховано значення надійності елементів магістрального нафтопроводу. ЛЧМТ, яка законструйована на основі нормативного розрахунку, має значний резерв міцності, котрий характеризується значенням ймовірності відмови  $Q(\beta) = 2,82 \cdot 10^{-10} \dots 5,45 \cdot 10^{-7}$  (для споруд такого типу: клас наслідків – ССЗ, категорія відповідальності – А, нормативне значення складає  $1 \cdot 10^{-6}$ ).

Високі значення характеристики безпеки для ЛЧМТ малого діаметра можна пояснити конструктивними обмеженнями мінімальної товщини стінки трубопроводу, що збільшує запас міцності та надійності. Для ЛЧМТ великого діаметра такого розкиду не спостерігається, а характеристика безпеки приймає значення, близьке до 5,45.

### **Література**

1. Харитонов В.А. *Строительство магистральных трубопроводов нефти и газа* / В.А. Харитонов. – М.: АСВ, 2008. – 496 с.
2. СНиП 2.05.06-85. *Магистральные трубопроводы*. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988. – 52 с.
3. РД 51-4.2-003-97. *Методические рекомендации по расчетам конструктивной надежности магистральных газопроводов*. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 90 с.
4. Айнбиндер А.Б. *Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость* / А.Б. Айнбиндер. – М.: Недра, 1991. – 284 с.
5. Ellenberger J. Phillip. *Piping and pipeline calculations. Manual construction, design fabrication and examination* / Phillip Ellenberger. – USA: Elsevier, 2014. – 398 p.
6. Иванцов О.М. *Безопасность трубопроводных систем* / О.М. Иванцов, И.И. Мазур. – М.: Елима, 2004. – 1104 с.
7. Болотин В.В. *Методы теории вероятностей и теории надежности в расчетах сооружений* / В.В. Болотин. – М.: Стройиздат, 1982. – 351 с.
8. Pichugin S. *Calculation of the reliability of steel underground pipelines* / S. Pichugin, A. Makhin'ko // *Strength of Materials. Vol. 41. – Number 5. – Springer Science, 2009. – P. 541 – 547.*
9. Pichugin S. *Method for reliability estimation of the main pipeline steelwork structure* / S. Pichugin, O. Zyma // *Металеві конструкції. Т. 20. – № 2. – Макіївка, 2014. – С. 77 – 87.*
10. Майрансаев Г.М. *Оценка надежности магистральных трубопроводов как балки, лежащей на упруго-податливых опорах со случайными характеристиками: дис. на соискание науч. степени канд. техн. наук : 01.02.03* / Г.М. Майрансаев. – Москов. инж.-строит. ин-т им. В. В. Куйбышева. – М., 1986. – 223 с. : ил.
11. Хохлов Г.П. *Исследование точности и методики геодезических работ при изысканиях трубопроводов в сельскохозяйственных районах: автореф. дис. на соискание науч. степени канд. тех. наук: спец. 05.24.01* / Г.П. Хохлов. – К. : КИСИ, 1977. – 15 с
12. EN 1993-4-3 (2007) (English): *Eurocode 3: Design of steel structures – Part 4 – 3: Pipelines* [Authority: The European Union Per Regulation 305/2011, Directive 98/34/EC, Directive 2004/18/EC]. – 44 p.

Надійшла до редакції 17.12.2014

© С.Ф. Пичугін, О.С. Зима, П.Ю. Винников