

УДК 622.691.4

## ОЦІНКА СТАТИЧНОЇ ТА ДИНАМІЧНОЇ ДОВГОВІЧНОСТІ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ НА СТАДІЇ ПРОЕКТУВАННЯ

*Р.М.Говдяк*

*ВАТ „Укргазпроект”, 04050, м. Київ, вул. Артема, 77, тел. (044) 2447250, факс (044) 2447227  
e-mail: ukrpro@i.kiev.ua*

*Проведен анализ статической информации о долговечности трубопроводов. Выполнен расчет показателей статической и циклической долговечности, для проектируемых продуктопроводов математическим методом теории надежности и массового обслуживания. Разработана схема, позволяющая минимизировать уровень цикличности проектируемых продуктопроводов и управлять им в условиях эксплуатации.*

*Statical analysis of pipelines longevity has been made. Calculation of statical and cycle longevity by reliability theory method and for defanged pipelines servicing has been made. There has also been worked out a scheme aiming at minimizing the cycle level of the designed pipelines and running it under operation conditions.*

У процесі проектування магістральних нафтогазопроводів важливим питанням є їх довговічність, що являє собою властивість об'єкта зберігати працездатність до настання граничного стану при встановленій системі технічного обслуговування та ремонтів. Вона визначається старінням конструктивних матеріалів, обладнанням, яке входить до складу магістральних трубопроводів. Старіння прискорено відбувається на дефектах структури, що створюють слабкі місця, на які руйнівню впливають фактори експлуатації.

Аналіз вітчизняної та зарубіжної літератури показує, що проблемою старіння матеріалів магістральних трубопроводів займаються набагато менше, ніж статистикою їх відмов. Слід звернути увагу на роботу [1], де проаналізовані аварії на трубопроводах за 70 років. Власне, досліджувались міцнісні характеристики, межа текучості, хімічний склад трубних сталей після тривалої експлуатації. Показано, що нижня межа текучості сталі в процесі експлуатації збільшується внаслідок деформаційного старіння в середньому на 3,8 кг/см<sup>2</sup> на певній ділянці труби.

Основним показником довговічності є ресурс, що характеризує інтегральні властивості надійності, який вимірюється в одиницях часу – роках або за відомої циклічності завантаження – числом циклів до руйнування труб (досягнення граничного стану).

У роботі [2] ресурс труб, що мають певні типи концентраторів напруг, оцінюються 4-5 роками. Такі дефекти класифікують як тріщинноподібні (гострі), але частка їх на трубопроводах незначна. Більшість із виявлених на трубопроводах дефектів відносяться до тупих (вм'ятина, подряпина, корозійна виразка тощо).

У роботі [3] показано, що внаслідок тупих дефектів ресурс трубопроводу досягає кількох десятків років за навантаження циклічним тиском з перепадом навантаження до 100 раз на рік. За статичного навантаження довговічність трубопроводів залежить від виду їх руйнувань,

а саме від статичного та стомлюючого руйнування.

Статичним є таке руйнування, яке відбувається за постійного тиску або малого одноразового навантаження, (за досягнення умови руйнування)

$$\sigma_{\text{нетто}} = \sigma_v, \quad (1)$$

де:  $\sigma_{\text{нетто}}$  – середня напруженість у нетто – перерізі, МПа;

$\sigma_v$  – тимчасовий опір, МПа.

У свою чергу середня напруженість у нетто – перерізі визначається за формулою

$$\sigma_{\text{нетто}} = \frac{P \cdot (D - 2\delta)}{2(\delta - a)}, \quad (2)$$

де:  $P$  – внутрішній тиск у трубопроводі, МПа;  
 $D$  – зовнішній діаметр труби, м;  
 $\delta$  – товщина стінки труби, м;  
 $a$  – глибина дефекту, м.

У разі відсутності дефектів на запроєктованому трубопроводі, тобто якщо  $a=0$ , то формула 2 набуде вигляду

$$\sigma_{\text{нетто}} = \frac{P \cdot (D - 2\delta)}{2\delta}. \quad (3)$$

Результати розрахунку статичної довговічності запроєктованих продуктопроводів у Сибіру наведено у таблиці 1.

Для оцінки статичної довговічності (часу до переходу трубопроводів у граничний стан) приймаємо

$$\chi = \frac{\sigma_v}{\sigma_{\text{нетто}}}, \quad (4)$$

$$t = \frac{-\ln P_{pi}}{w_i}, \quad (5)$$

$$t_c = \frac{-\ln P_{pi}}{w_{ic}}, \quad (6)$$

де:  $w_i$  – параметр потоку відмов продуктопроводу, 1/рік;  
 $P_{pi}$  – вірогідність руйнування продукто-

дових:  $N_3$  – число циклів до зародження тріщини на вершині дефекту;  $N_p$  – число циклів на стані росту тріщини до повного руйнування:

Таблиця 1 — Результати розрахунку статичної довговічності продуктопроводів

Продуктопровід	$\sigma_{нетто}$ , МПа	Статична міцність, $\sigma_6$ МПа	Коефіцієнт міцності, $\chi$	Статична довговічність, роки	
				$t$	$t_c$
Півд. Балик — Перм	129,9	470	3,6	17-37	більше 104
Півд. Балик — Нижнекамськ	163,2	510	3,1	33	більше 94
Півд. Балик — Шкапово	131	470	3,7	18,5	116

Таблиця 2 — Результати розрахунків циклічної довговічності

Продуктопровід	Пружна номінальна напруженість у стінці труби $\sigma_p$ , МПа	Теоретичний коефіцієнт концентрації напруженості, $\alpha_\sigma$	Коефіцієнт деформаційного ураження металу, $n$	Циклічна довговічність
Півд. Балик — Перм	129,9	2,96	0,105	9960
Півд. Балик — Нижнекамськ	163,2	2,93	0,116	3320
Півд. Балик — Шкапово	129,9	2,96	0,105	9962

роводу.

Для магістральних трубопроводів характерне малоциклове руйнування. Причинами малоциклового руйнування є перепади тиску, наявність дефектів і пошкоджень. За циклічної зміни тиску від дефектів розвиваються тріщини (стадія утворення тріщини), які „підростаючи” (стадія росту тріщини), сягають критичної довжини і призводять до руйнування трубопроводу (стадія досягнення граничного стану).

Час, протягом якого трубопровід не руйнується під навантаженням, статичної або циклічної зміни тиску, характеризує його статичну або циклічну довговічність. Циклічну довговічність на практиці прийнято оцінювати кількістю циклів, яку можна визначити за формулою:

$$N=Vt \quad (7)$$

де:  $N$  – циклічна довговічність, цикл;

$V$  – число циклів, цикл/рік;

$T$  – час експлуатації, протягом якого трубопровід переходить у граничний стан під циклічним навантаженням, рік.

Малоциклове руйнування передбачити у часі і за місцем виникнення на трубопроводі неможливо внаслідок природної хаотичності утворення, основних характеристик металу (неоднорідності, міцнісні параметри), дефектів навантажень, корозійної активності ґрунту і зовнішніх факторів середовища.

Циклічна довговічність визначається числом циклів до руйнування труби. Загальне число циклів у цьому випадку складається зі скла-

На практиці виконується відношення для допустимих (тупих) дефектів  $N_3 \gg N_p$ .

Циклічна довговічність трубопроводу на стадії зародження тріщини оцінюється рівнянням Коффіна-Менсона [3]

$$N_3 = \frac{\{[0,25 \cdot \ln(1 - \psi)]^{-1}\}^{\frac{1}{m}}}{\left[ \frac{\alpha_\sigma^{(1+n)} \cdot \sigma_p \cdot (\sigma_p)^{(1+n)}}{E} \cdot \frac{(\sigma_{0.2})^{(1-n)}}{(\sigma_{0.2})^{(1+n)}} - \frac{0.4\sigma_6}{E} \right]^{\frac{1}{m}}}, \quad (9)$$

де:  $\psi$  – відносне звуження під час розриву;

$\alpha_\sigma$  – теоретичний коефіцієнт концентрації напруг;

$n$  – коефіцієнт деформаційного ураження металу;

$m$  – показник корозійної активності середовища;

$\sigma_p$  – пружні коливальні напруження у стінці труби, МПа

$$\sigma_p = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \sigma_{нетто}}, \quad (10)$$

$\sigma_6$  – тимчасовий опір, МПа;

$\sigma_{0.2}$  – умовна межа текучості, МПа;

$E$  – модуль пружності, МПа;

$D$  – внутрішній діаметр труби, м;

$P$  – проектний тиск, МПа.

Коефіцієнт деформаційного ураження визначається за формулою

$$n = \ln \left[ 1 + \frac{K \cdot \delta_k - \psi}{K - 1 + \psi} \right], \quad (11)$$

де:  $K$  – кратність взірця методу ( $K=5,1$ );

$\delta$  – відносне видовження під час розриву взірця.

Значення  $K$ ,  $\delta_k$ ,  $\psi$ ,  $\sigma_6$ ,  $\sigma_6$ ,  $E$  наведені у сертифікатах і ТУ на труби; показник корозійної активності  $m$  для різних середовищ змінюється від 0,50 до 0,59.

У загальному, зменшення числа циклів під час перепопмування нафтопродукту пропорційно збільшують час до їх руйнування. Способи зменшення циклічності навантаження залежать від технологічних можливостей перепопмування продукту. Зменшення і стабілізація на мінімальному рівні параметрів циклічності режиму перепопмування є першочерговим завданням забезпечення малоциклової довговічності продуктопроводів.

У процесі проектування продуктопроводу Нижневартівськ-Томськ проведена оцінка рівня циклічності в залежності від конструктивних і технологічних параметрів. Циклічність продуктопроводу оцінювалась за формулою

$$N = \varphi_1(N_1 + N_2) + \varphi_2(N_3 + N_4) + N_5 + N_6 + N_7, \quad (12)$$

де:  $N_1$  – число випадків зміни поставок продукту на головну станцію;

$N_2$  – число випадків зміни об'ємів здачі продукту споживачу;

$N_3$  – число випадків перерв електропостачання на насосно-перепопмувальній станції (НПС);

$N_4$  – число випадків скорочення одиниць працюючих агрегатів на інших НПС продуктопроводів внаслідок відмов обладнання та зовнішнього електропостачання;

$N_5$  – число випадків зміни об'ємів перепопмування внаслідок проведення планових робіт з обслуговування лінійної частини продуктопроводу та обладнання НПС;

$N_6$  – число випадків зміни об'ємів перекачування продукту за напрямком;

$N_7$  – число вимкнень агрегатів (у тому числі з переходами на інший агрегат) на НПС;

$\varphi_1$  – коефіцієнт, що враховує забезпеченість продуктопроводу ємністю резервуарних парків (прийнято 0,5);

$\varphi_2$  – коефіцієнт, що встановлений для режиму роботи на НПС „через резервуар” (прийнято 0,5).

Виходячи з існуючої практики керування режимом перепопмування нафтопродуктів, щоб забезпечити мінімальний рівень циклічності в процесі проектування продуктопроводу прийняли, що для головної насосної станції,  $N_1 = 10$ ; для продуктопроводу, що постачає продукт на газопереробний завод,  $N_2 = 10$ ; у процесі проектування НПС продуктопроводу, з урахуван-

ням забезпечення двох джерел електропостачання в складних умовах,  $N_3 = 10$  (у нормальних умовах,  $N_3 = 5$ ). Для умов роботи насосних агрегатів на НПС „з одним резервним”, на рівні надійності їх роботи,  $N_4 = 62$ ; а у випадку використання в проекті типового обладнання для величини  $N_5$  прийнято 55; для проектних рішень продуктопроводів, які задаються в технічному завданні  $N_6 = 9$ ; а з практики управління режимами перепопмування запроєктованих продуктопроводів, приймаємо  $N_7 = 8$ . Отже, сумарне значення циклічності перепопмування становитиме 147 циклів/рік (нормативне значення 360 циклів/рік).

Таким чином, цілеспрямоване проведення заходів зі зменшення циклічності за вищенаведеною схемою, дозволяє мінімізувати рівень циклічності запроєктованого продуктопроводу і керувати ним в умовах експлуатації.

### Література

1. Eiber R.I. Line pipe retains yield strength after long service. – Oil gas journal, Oktober. №13, 1990.

2. Маслов Л.С., Султанов М.Х. Расчет на прочность магистральных нефтепроводов вероятностным методом теории надежности // Нефтяное хозяйство. – 1980. – №10. – С 23-29.

3. РД 39-00147-105-001-91. Методика оценки работоспособности труб линейной части нефтепродуктов на основе диагностической информации. – Уфа: ИПТЭР, 1992.