УДК 621.643.004.15

НАДІЙНІСТЬ СТАЛЕВИХ ПІДЗЕМНИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ ПІД ЧАС РЕМОНТНИХ РОБІТ ТА В СТАЦІОНАРНИХ УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Розглянуто чинники, що впливають на надійність сталевої конструкції магістрального трубопроводу під час ремонтних робіт та в стаціонарних умовах експлуатації. Проведено розрахунок параметрів напружено-деформованого стану магістрального трубопроводу за умов монтажних навантажень під час заміни його ділянки. Проаналізовано систему допусків при будівництві лінійної частини магістральних трубопроводів. Розглянуто питання щодо впливу допусків на надійність магістральних трубопроводів.

Factors affecting the reliability of steel main pipeline in repair work and stationary conditions were considered in the article.Calculations of the stress and strain state of steel main pipeline to the assembly loads were conducted. Tolerance system in the construction of the linear part of the main pipelines was analysed. Question of the tolerances impact on the reliability of main pipelines was considered.

Ключові слова: магістральні трубопроводи, умови експлуатації, надійність.

С.Ф. Пічугін
завідувач кафедри конструкцій з металу, дерева та пластмас Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка, д.т.н., професор

О.Є. Зима
аспірант кафедри конструкцій з металу, дерева та пластмас Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка

Розвиток трубопровідного транспорту має для України стратегічне значення. Зростаюча роль нафти і газу в народному господарстві призводить до швидкого збільшення потужності вантажопотоків, що потребує будівництва нових магістральних трубопроводів.

Збільшення транспортування продукту по магістральному трубопроводу потребує вжиття таких заходів, як збільшення тиску, використання труб більшого діаметра та жорстких режимів перекачування. В свою чергу, це посприяло зміні статичної роботи підземних трубопроводів. Під дією поздовжніх та поперечних сил магістральні трубопроводи, прокладені в слабких ґрунтах, значно змінюють своє первісне розташування, результатом чого є поява в матеріалі труб надмірних згинальних зусиль, які досить часто викликають руйнування конструкції.

Існуюча нормативна база щодо розрахунку сталевих магістральних трубопроводів неповною мірою задовольняє економічні умови, які висуваються до такого типу нафто- та газопроводів. В основу норм проектування, що є чинними на території України, покладена методика розрахунку на міцність магістральних трубопроводів за методом граничних станів. Суть цього методу полягає в тому, що розглядається такий напружений стан, коли подальша експлуатація трубопроводу неможлива. Під час розрахунку трубопроводу як системи в якості розрахункової моделі приймається стрижень (балка) трубчастого перерізу. Основним навантаженням на магістральні трубопроводи є внутрішній тиск (тиск продукту, який перекачують). Внутрішній тиск у циліндричній трубі викликає об'ємний напружений стан у матеріалі стінок, тобто появу кільцевих, радіальних і меридіональних (в напрямку осі труби) напружень.

Магістральні трубопроводи, як основний засіб транспортування газу, нафти та різних нафтопродуктів на великі відстані, відносяться до особливо відповідальних інженерних споруд. Проблема забезпечення їх високої експлуатаційної надійності має важливе значення, оскільки значна їх частина експлуатується протягом тривалого часу. На внутрішні зусилля, що діють у трубопроводі, впливають, зокрема, геометрія магістрального трубопроводу, умови його прокладання, типи ґрунту, фактичний опір сталі трубопроводу, зміна внутрішнього тиску перекачуваної рідини, перепад температур, опір ґрунту основи під трубопроводом, корозійний вплив на метал тощо.

До етапів життєвого циклу магістральних трубопроводів можна віднести: монтаж і прокладання; роботу в нормальному режимі; періоди ремонтів, що включають такі види робіт, як заміна ізоляції або капітальний ремонт ділянки трубопроводу. У свою чергу, ремонтні роботи проводяться після зупинки перекачування про-

дукту або без припинення транспортування речовини по магістральному трубопроводу.

Напружено-деформований стан конструкцій магістральних трубопроводів при виконанні монтажних робіт під час капітального ремонту значно відрізняється від експлуатаційного. Розтягувальні напруження від тиску рідини, що перекачується, відсутні, натомість має місце згин ділянки трубопроводу, що створює напруження як розтягу, так і стиску.

Роботи з монтажу проводяться через закінчення терміну експлуатації окремих елементів конструкції трубопроводу. Невід'ємною складовою характеристикою стану конструкції під час таких робіт є значні вертикальні переміщення трубопроводу. Вони викликані необхідністю забезпечення технологічного процесу стикувальних та зварювальних робіт існуючих частин із частинами, що наново укладаються.

На сьогодні в основному розраховується експлуатаційний напружено-деформований стан конструкції трубопроводу [1, 2], при цьому стану конструкції за нестаціонарних умов роботи не приділяється достатньої уваги. Дослідження дійсного напружено-деформованого стану з метою забезпечення допустимих рівнів напружень та деформацій сталевої конструкції магістрального трубопроводу під дією неексплуатаційних навантажень є важливим чинником для оцінення її надійності.

Розглянемо виконання капітального ремонту із вибірковою заміною труб на ділянці магістрального нафтопроводу III категорії Лисичанськ – Кременчук завдовжки 632 м, яка є підземною лінійною частиною. Зовнішній діаметр трубопроводу складає $D_{зовн}$ = 1020 мм, товщина стінки – = 9 мм. Заглиблення магістрального трубопроводу до верху труби прийнято не менше 1 м, що обумовлено вимогами до оптимального режиму перекачування та властивостей речовин, що перекачуються. Ширина траншеї по низу визначена не менше $1{,}5D_{зовн}$ [3]. Нафтопровід проходить по заболоченій місцевості. В цьому районі простежується сезонне піднімання та опускання рівня ґрунтових вод протягом усього року, що спричиняє негативний вплив на сам магістральний нафтопровід та безпосередньо на стан його ізоляції.

Для забезпечення технологічних умов стикування заміненої ділянки магістрального трубопроводу із існуючою ділянкою необхідна

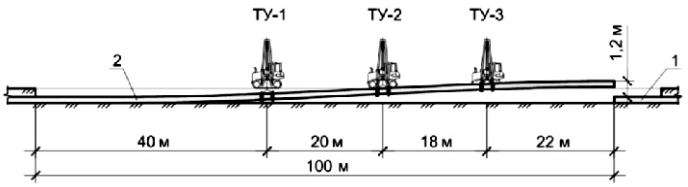

Рис. 1. Схема монтажного положення нової ділянки конструкції магістрального нафтопроводу:
1 – існуюча частина; **2** – нова ділянка

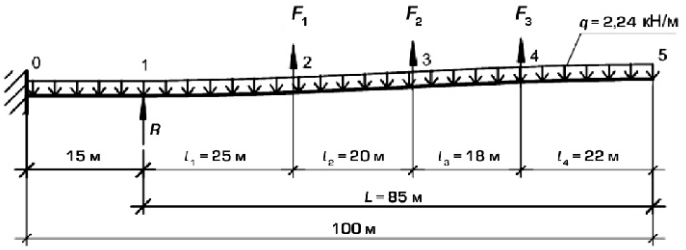

Рис. 2. Розрахункова схема магістрального нафтопроводу під час ремонту

вільна довжина нафтопроводу до 100 м. Це обумовлено значними розмірами поперечного перерізу труби та її власною вагою. Оскільки, за умовами монтажу, в крайній точці нової частини нафтопроводу необхідно досягти кута повороту, що дорівнює 0, та підняти вільний кінець трубопроводу над існуючою частиною на 20 см, використовують три трубоукладачі, щоб досягти паралельності нової та існуючої частин магістрального трубопроводу у вертикальній площині (консольна частина під дією власної ваги викривляється і стає паралельною існуючому нафтопроводу). Тому монтажними переміщеннями будемо вважати переміщення нової частини трубопроводу у місці стикування на 1,2 м. Внаслідок великої довжини піднятої частини та значної власної ваги конструкції трубопроводу три трубоукладачі Д-355 підіймають лише частину ділянки завдовжки 85 м.

З урахуванням зазначених вимог було визначено деформовану схему монтажного положення нової ділянки конструкції трубопроводу (рис. 1).

За схемою положення ділянки трубопроводу під час його монтажу складено розрахункову деформовану схему (рис. 2).

Були прийняті наступні передумови розрахунку:

- кут повороту на кінці консольної ділянки трубопроводу, який буде з'єднуватись із існуючою частиною (точка 5), дорівнює 0, $_5$ 0;

- вертикальне переміщення кінця консольної ділянки трубопроводу в т. 5 складає 1,2 м, $f_5 = 1{,}2$ м;
- частина ділянки трубопроводу, яка спирається на ґрунт основи (від т. 0 до т. 1), становить 15 м;
- кут повороту та переміщення у т. 1 – 0, $_1$ 0, f_1 0 м.

Перші дві передумови математично були враховані після послідовного інтегрування рівняння зігнутої осі трубопроводу.

Рівняння зігнутої осі балки на ділянці 4 – 5:

$$EI\frac{d\ _{4\ 5}}{dx} \quad M\ \frac{qx^2}{2}\ Rx \qquad (1)$$
$$F_1(x\ \ l_1)\ \ F_2(x\ \ l_1\ \ l_2)\ \ F_3(x\ \ l_1\ \ l_2\ \ l_3).$$

Переміщення на ділянці 4–5 у загальному вигляді:

$$f_{4\ 5}\ \ \frac{1}{EI}\ \frac{x^2(4Rx\ \ qx^2\ \ 4F_1x\ \ 12F_1l_1\ \ 12F_2\ \ l_2}{24}$$
$$\frac{1}{EI}\ \frac{(12F_3\ \ l_3\ \ 4F_2x\ \ 4F_3x)\ \ 12M_0x^2}{24}\ \ C_4x\ \ C_{44}\ . \qquad (2)$$

Кут повороту на кінці консольної частини ділянки магістрального трубопроводу (т. 5):

$$_5\ \ \frac{1}{EI}\ \frac{RL^2}{2}\ \ \frac{qL^3}{6}\ \ F_1\ \frac{L^2}{2}\ \ l_1L\ \ \frac{l_1^2}{2}$$
$$\frac{1}{EI}\ F_2\ \frac{L^2}{2}\ \ \ l_2L\ \ \frac{l_2^2}{2}\ \ \ F_3\ \frac{L^2}{2}\ \ \ l_3L\ \ \frac{l_3^2}{2}\ \ \ M_0L\ \ \ 0, \qquad (3)$$

де L – довжина ділянки трубопроводу, що піднімається; l_1 – відстань між точкою на трубопроводі, що першою відривається від дна траншеї, до першого трубоукладача; l_2, l_3, l_4 – відстані між трубоукладачами ТУ-1, ТУ-2, ТУ-3 відповідно; $l_2\ \ l_1\ \ l_2$; $l_3\ \ l_1\ \ l_2\ \ l_3$.

Переміщення на кінці консольної частини ділянки магістрального трубопроводу (т. 5):

$$f_5\ \ \frac{1}{EI}\ \frac{L^2(4RL\ \ qL^2\ \ 4F_1L\ \ 12F_1l_1\ \ 12F_2\ \ l_2}{24}$$
$$\frac{1}{EI}\ \frac{(12F_3\ \ l_3\ \ 4F_2L\ \ 4F_3L)\ \ 12M_0L^2}{24}\ \ C_4L\ \ C_{44}\ \ \ 1{,}2\text{ м}, \qquad (4)$$

де $C_4\ \ F_1\frac{l_1^2}{2}\ \ F_2\frac{l_2^2}{2}\ \ F_3\frac{l_3^2}{2}$;

$C_{44}\ \ \frac{1}{6}(F_1l_1^3\ \ F_2\ \ l_2^3\ \ F_3\ \ l_3^3)$.

Накладення таких додаткових умов викликало необхідність визначення значень зусиль, що створюються першим та другим трубоукладачами, як реакцій. Ця передумова узгоджується з технологією монтажу: перший та другий трубоукладачі є стаціонарними, вони забезпечують відрив та утримання частини трубопроводу у необхідному положенні.

Зусилля у третьому трубоукладачі прийняте за показами динамометра під час фіксації частини трубопроводу у технологічно необхідному положенні.

За переміщеннями на кінці консольної частини ділянки магістрального трубопроводу (4) побудовано графік переміщень осі магістрального трубопроводу під час монтажної операції (рис. 3).

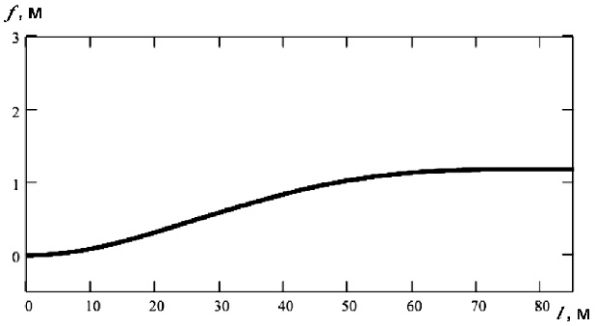

Рис. 3. Переміщення осі магістрального трубопроводу під час монтажної операції

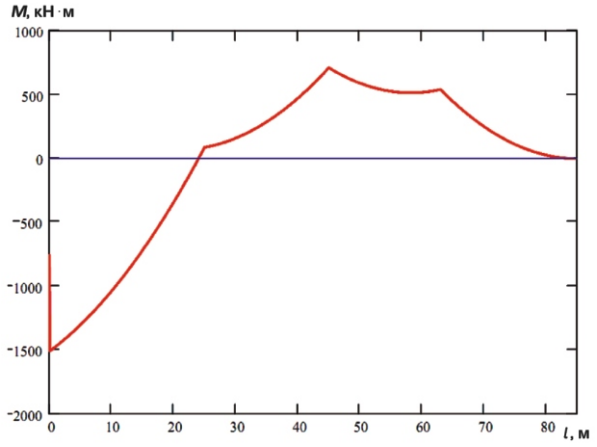

Рис. 4. Епюра згинальних моментів, що виникають у нафтопроводі під час монтажної операції

Максимальний згинальний момент (рис. 4) виникає в точці відриву магістрального трубопроводу від дна траншеї і дорівнює значенню M_{max} = 1510 кН м. Відповідно максимальні напруження, що виникають у магістральному трубопроводі, складають $_{max}$ $\frac{M_{max}}{W}$ 279 МПа.

Аналіз особливостей капітального ремонту магістральних нафтопроводів із заміною труб дозволив сформулювати такі передумови для оцінювання надійності конструкції магістрального нафтопроводу під час ремонту:

а) випадковими величинами, пов'язаними з особливостями конструкції нафтопровідної системи, вважаються: товщина стінки труби, фізико-механічні властивості матеріалу труби;

б) імовірнісними параметрами, які зумовлені ремонтними технологічними процесами, є довжина монтажної ділянки, зусилля на гаках трубоукладачів, взаємне розташування трубоукладачів, просторова геометрія магістрального трубопроводу, властивості ґрунту основи;

в) відомими є закони розподілу та стохастичні параметри розрахункових випадкових величин.

Ще одним напрямком забезпечення надійності магістральних трубопроводів при будівництві є визначення шляхом теоретичних розрахунків та експериментальних досліджень допустимих відхилень (допусків) від розрахункових параметрів. Оцінка величини відхилень залежить не тільки від похибки будівельних робіт, а й від похибок вимірювань. Дія величини похибок може призвести до прийняття в експлуатацію споруд із фактичними параметрами, що перевищують допуск, або забракувати споруду з параметрами, які задовольняють допуск, тобто у першому випадку відбудеться зниження розрахункової надійності споруди, у другому – необхідні додаткові витрати на виправлення помилок.

Завдяки здатності труб згинатися під дією власної ваги у вертикальній площині трубопровід можливо укладати паралельно поверхні землі, що значно прискорює будівельні роботи. При будівництві допускається відхилення від мінімально допустимого радіуса природного або штучного вигину до 10 %. Зі зростанням діаметра збільшується поздовжня жорсткість трубопроводу, і здатність його копіювати рельєф різко знижується. Аналіз зв'язку максимальних кутів нахилу місцевості, на переломах профілю якої можливе паралельне земній поверхні укладання трубопроводів, свідчить, що трубопроводи умовним діаметром до 400 мм включно можуть копіювати досить пересічений рельєф із чергуванням протилежних ухилів у 3…5°.

Труби не є строго циліндричними, адже відхилення їх за діаметром можуть складати 1,5 % [2]. Це відхилення відбувається приблизно однаково як у бік зменшення діаметра, так і у бік його збільшення. У першому випадку гідравлічний опір труби збільшують, а в другому – зменшують. У підсумку по всьому нафтопроводу в цілому гідравлічний опір вирівнюється й похибки виготовлення труб практично не впливають на нього.

Як відомо, міцність підземного трубопроводу забезпечується шляхом розрахунку напружень, що виникають у ньому в процесі будівництва й експлуатації, та порівняння їх з опором матеріалу труб. У трубопроводі діють радіальні, поздовжні й кільцеві напруження. Радіальні напруження в тонкостінних трубопроводах високого тиску мають порівняно малі значення і звичайно в розрахунках не враховуються. Кільцеві напруження визначаються за формулою

$$_{кц} \quad \frac{PD_{вн}}{2}, \qquad (5)$$

де P – внутрішній тиск у трубопроводі; $D_{вн}$ – внутрішній діаметр трубопроводу; – товщина стінки трубопроводу. До цієї формули результати геодезичних вимірювань та їхні похибки входять неявно, через величину P, хоча вони несуттєво впливають на точність розрахунку кільцевих напружень.

Сумарні поздовжні напруження у трубопроводі дорівнюють:

$$_{екв} \quad _{позд.P} \quad _{позд.\ T} \quad _{позд.зг}, \qquad (6)$$

де $_{позд.P}$ – поздовжні напруження від внутрішнього тиску; $_{позд.\ T}$ – поздовжні напруження, що виникають від перепаду температур; $_{позд.зг}$ – поздовжні напруження, які виникають від вигину нафтопроводу. На поздовжні напруження від внутрішнього тиску майже не впливає точність геодезичних вимірів

$$_{позд.P} \quad 0{,}15\frac{PD_{вн}}{}. \qquad (7)$$

Напруження в трубопроводі від перепаду температур

$$_{\text{позд. }T} \quad E \quad T, \qquad (8)$$

де 0,000012 – коефіцієнт лінійного розширення матеріалу труби; E 2,06 10^5 МПа – модуль пружності матеріалу труби; T – розрахунковий температурний перепад, °С.

При розрахунку температурного режиму нафтопроводу несприятливим чинником є складання похибок визначення температури продукту, що транспортується, та температур ґрунту як додатніх, так і від'ємних. Похибка укладання магістрального нафтопроводу у вертикальній площині не повинна викликати похибки в температурному режимі більше ніж T = 0,36 °С. Відповідно до норм [3] розрахунковий температурний перепад для підземних магістральних трубопроводів приймають не менше T = 40 °С.

Згідно з нормами [4] температура ґрунту в зоні прокладання трубопроводів вимірюється на глибині 0,8 і 1,6 м, а в проміжних точках визначається інтерполяцією. На території України різниця екстремальних температур ґрунту на глибині 0,8 та 1,6 м у середньому становить 3 °С. Тому можна скласти відповідну пропорцію, з якої виведемо наступне:

$$\frac{0{,}8\text{ м}}{h} \quad \frac{3\ ^\circ\text{C}}{T}, \quad h \quad \frac{0{,}8\text{ м}\ \ 0{,}36\ ^\circ\text{C}}{3\ ^\circ\text{C}} \quad 0{,}1\text{ м}.$$

Таким чином, установлена точність, із якою потрібно вимірювати глибину траншеї, якщо не проводиться нівелювання її дна, щоб унеможливити вплив на розрахунковий температурний режим нафтопроводу.

Для оцінки впливу наведених вище чинників були виконані варіантні розрахунки підземного магістрального нафтопроводу. Зважаючи на складний характер роботи підземного трубопроводу, в даній роботі застосовано програмний комплекс «Pipemovement» [5], розроблений в Інституті проблем міцності імені Г.С. Писаренка НАН України, та апробовано на практиці при аналізі напружено-деформованого стану конструкцій трубопроводів ДК «Укртрансгаз» та ВАТ «Укртранснафта». Глибина закладання нафтопроводу обумовлена вимогами до оптимального режиму перекачування та властивостей матеріалів, що перекачуються, а також відповідно до вимог норм [4].

Для прикладу була взята ділянка трубопроводу завдовжки 133 м (рис. 5). З метою визначення впливу допуску укладання підземних магістральних трубопроводів, що складає h 0,1 м,

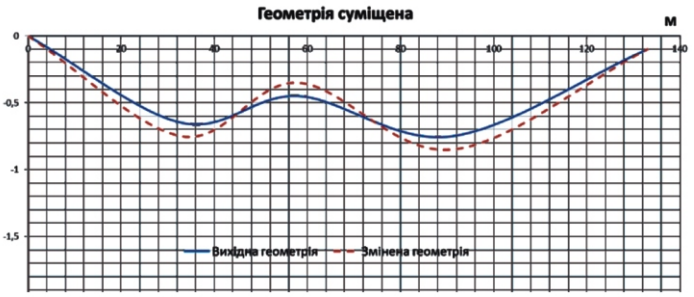

Рис. 5. Геометрія вихідної та зміненої ділянок трубопроводу

було виконано розрахунки для даного трубопроводу та трубопроводу зі зміщеними на величину допуску його характерними точками.

Розглянуто варіанти укладання трубопроводу в суглинках та дрібних пісках, а також три варіанти сполучення навантажень на трубопровід:

а) власна вага трубопроводу та вага ґрунту;

б) власна вага трубопроводу і ґрунту, а також вплив від перепаду температур у стінках труб T = 50 °С;

в) навантаження сполучення (б), а також внутрішній тиск P = 5,5 МПа.

За допомогою ПК «Pipemovement» [2] виконано розрахунки напружено-деформованого стану ділянки підземного магістрального трубопроводу діаметром $D_{\text{зовн}}$ = 1020 мм і товщиною стінки 9 мм із вихідною та зміненою геометрією для типів ґрунту суглинок та піски дрібні. За результатами розрахунку складено порівняльні графіки напружень, поздовжніх та поперечних сил від дії власної ваги трубопроводу та ґрунту, перепаду температур у стінках магістрального трубопроводу та внутрішнього тиску від продукту, що транспортується, для типів ґрунту суглинок та піски дрібні (рис. 6–8).

Аналіз одержаних графіків показав, що характер епюр напружень залежить від рельєфу місцевості, геометрії трубопроводу та глибини його закладання в товщу ґрунту. Зокрема, при порівнянні напружень у підземному магістральному трубопроводі спостерігається їх зростання з 274 МПа для вихідної геометрії до 359 МПа для зміненої. Максимальний приріст напружень у трубопроводі більшою мірою відповідає максимальному завантаженню трубопроводу в дрібних пісках.

Графіки напружень у трубопроводі з вихідною та зміненою геометрією свідчать, що на довжині хвилі трубопроводу, що складає 58 м,

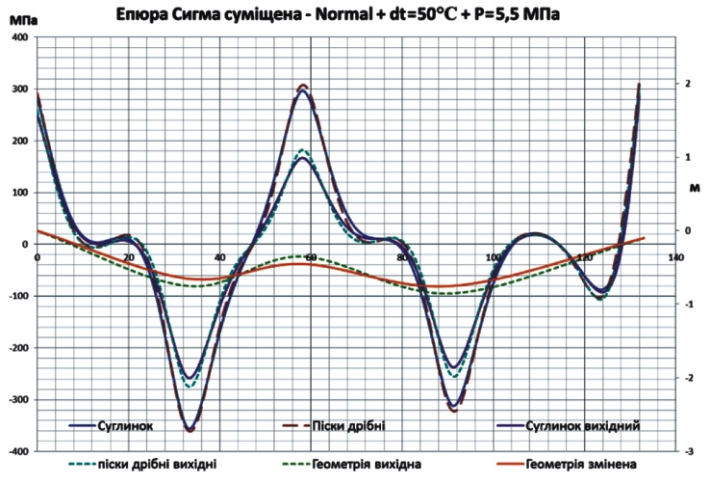

Рис. 6. Епюри напружень у трубопроводі з вихідною та зміненою геометрією

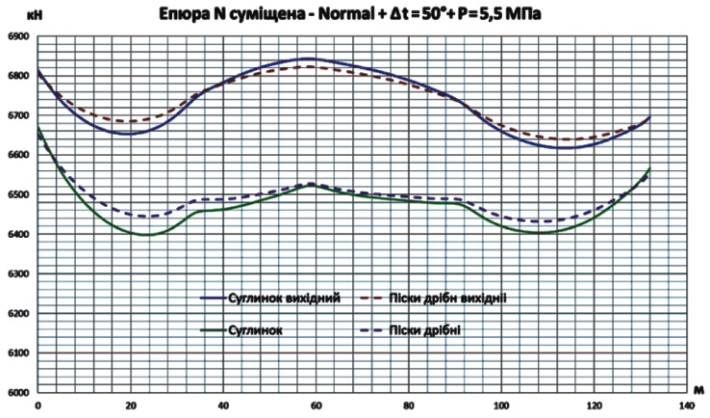

Рис. 7. Епюри поздовжніх сил у трубопроводі з вихідною та зміненою геометрією

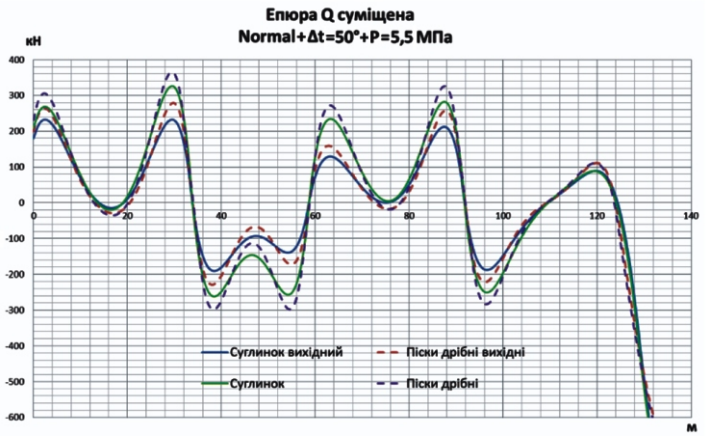

Рис. 8. Епюри поперечних сил у трубопроводі з вихідною та зміненою геометрією

у точці його максимального заглиблення на цій довжині, що дорівнює 0,75 м, виникає напруження 359 МПа. У той же час на довжині хвилі, що дорівнює 75 м, в точці максимального заглиблення на цій ділянці – 0,85 м виникають дещо менші напруження – 321 МПа. Отже, на величину напружень також впливає відношення висоти хвилі трубопроводу до довжини хвилі.

Вище було розглянуто аналіз напруженодеформованого стану трубопроводу, укладеного в траншею заздалегідь відомої геометрії. Проте, на практиці часто виникає необхідність визначення внутрішніх зусиль у трубопроводі, геометрія осьової лінії якого задається набором дискретних точок, виміряних із деякою похибкою. Такі дані можуть бути отримані, наприклад, в результаті проведення внутрішньотрубної діагностики. Проблема опису набору дискретних точок неперервної просторової кривої з метою визначення її похідних, принаймні, другого порядку, є досить актуальною для багатьох областей інженерії, науки, комп'ютерного моделювання.

Для розв'язання поставленої задачі в ПК «Pipemovement» включений окремий модуль, який базується на безітераційному чисельному алгоритмі, що розглядає кожну точку трубопроводу як піддатливу опору, грунтується на методі початкових параметрів та використовує поняття «кута несумісності» між двома елементарними виміряними ділянками осі трубопроводу. Крім того, аналіз, проведений з використанням методів теорії ймовірностей, дозволяє оцінити можливість проведення відновлення геометрії трубопроводу за отриманими даними вимірювань із похибкою взагалі та визначити необхідну піддатливість опор для проведення процедури відновлення.

Для врахування впливу стохастичності зовнішніх чинників у техніці широко застосовується теорія надійності, що є доцільним з огляду на значну кількість зовнішніх і внутрішніх чинників, які впливають на несучу здатність трубопроводів, що може призвести до аварійної ситуації, оскільки ці чинники є випадковими: фактичний опір сталі трубопроводу, зміна внутрішнього тиску перекачуваної рідини, перепад температур, опір ґрунту основи під трубопроводом, корозійний вплив на метал тощо.

У нашому випадку використана умова безвідмовної роботи у вигляді $\tilde{Y}\ \ \tilde{R}\ \ \tilde{S}\ \ \tilde{R}_y\ \ \tilde{}_i\ \ 0$, де $\tilde{R}_y$ – випадкова величина опору сталі трубопроводу; $\tilde{}_i$ – випадкова величина напружень від зовнішнього навантаження і впливів об'ємного напружено-деформованого стану трубопроводу.

Розрахунковими випадковими величинами є опір сталі трубопроводу $\tilde{R}_y$, внутрішній тиск у напірному магістральному трубопроводі $\tilde{p}$, перепад температури трубопроводу $\tilde{t}$. Закони розподілу випадкових величин опору сталі, внутрішнього тиску, перепаду температур прийнято нормальними.

Таким чином, функція резерву міцності для сталевих магістральних трубопроводів має вигляд:

$$\tilde{Y}(\tilde{R}_y, \tilde{p},\ \ \tilde{t}\ )$$

$$\tilde{R}_y \sqrt{\frac{n\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2}^2 \quad \frac{n\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2} \quad E\ \ \tilde{t}\ ^2 \quad \frac{n\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2} \quad \frac{n\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2} \quad E\ \ \tilde{t}\ }.$$

Відповідно і характеристику безпеки, яка визначає оцінку надійності трубопроводу, можна легко підрахувати за формулою $\overline{Y}/\hat{Y}$, де $\overline{Y}\ \ Y(\overline{R}_y, \overline{p},\ \ \overline{t}\ )$ – математичне очікування, $\hat{Y}\ \ \sqrt{A_1^2\hat{R}^2\ \ A_2^2\hat{p}^2\ \ A_3^2(\ \ \hat{t}\ )^2}$ – стандарт.

У методиці визначення надійності підземного сталевого магістрального трубопроводу прийнята умова можливості лінеаризації, яка потребувала теоретичного підтвердження. Для цього було виконано порівняння лінеаризованої і фактичної залежностей резерву несучої здатності. Гіпотеза можливості лінеаризації повністю підтверджується. Тому отримані значення імовірності відмови роботи трубопроводу не потребують корегування.

Висновки.

У результаті проведеної оцінки напружено-деформованого стану ділянки магістрального нафтопроводу при заміні його частини встановлено, що максимальні напруження у трубопроводі від монтажних навантажень досягають значень 81 % від межі плинності сталі.

Таким чином, відхилення від технологічної схеми монтажу (зменшення довжини монтажної ділянки, збільшення навантаження від трубоукладачів, зміна їх розташування) може призвести до перевищення напруженнями межі плинності сталі R_y та вплинути на надійність конструкції в цілому.

Розглянуто вплив на напружений стан трубопроводу типу ґрунту та величини допуску на прокладання трубопроводу. Аналіз одержаних епюр напружень у трубопроводі з вихідною та зміненою відомою геометрією показав, що їх характер залежить від рельєфу місцевості, геометрії трубопроводу та глибини його закладання в товщу ґрунту. Зокрема, при порівнянні напружень у підземному магістральному трубопроводі для вихідної та зміненої геометрії на величину допуску можна спостерігати їх зростання в межах 24 %. Також на величину напружень впливає відношення висоти хвилі трубопроводу до її довжини. Зміна геометрії підземного трубопроводу на величину допуску призвела до перерозподілу поздовжніх сил у межах 5 %, поперечних – до 40 %. Максимальний приріст напружень у трубопроводі більшою мірою відповідає максимальному завантаженню трубопроводу в дрібних пісках.

Аналіз чинників (геометрія та допуски укладання магістрального трубопроводу, типи ґрунтів, тиск у трубопроводі, перепад температур тощо), що впливають на сталеві підземні магістральні трубопроводи, свідчить про можливість підвищення експлуатаційної надійності конструкції.

[1] *Айбиндер А.Б.* Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: справочное пособие. / А.Б. Айбиндер. – М.: Недра, 1991. – 287 с.

[2] *Орыняк И.В.* Проблема больших перемещений подземных трубопроводов. Сообщение 1. Разработка численной процедур / И.В. Орыняк, А.В. Богдан // Проблемы прочности. – № 3. – 2006. – С. 28–33.

[3] *Пічугін С.Ф.* Допуски при будівництві та надійність лінійної частини конструкції магістрального трубопроводу / С.Ф. Пічугін, О.Є. Зима // Ресурсоекономні матеріали, конструкції, будівлі та споруди: Зб. наук. пр. Вип. 22. – Рівне: НУВГП, 2011. – С. 709–715.

[4] СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988. – 52 с.

[5] СНиП 23-01-99. Строительная климатология / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1999. – 67 с.

[6] *Царинник О.Ю.* Металеві конструкції. Спецкурс: навчальний посібник. / О.Ю. Царинник – Л.: Вид – во «Бескид Біт», 2004. – 304 с.

Надійшла 15.07.2012 р.