

## Визначення напружено-деформованого стану повітряного переходу трубопроводу при виконанні ремонтних робіт

І. В. Ориняк<sup>а</sup>, І. В. Лохман<sup>б</sup>, М. Д. Сидор<sup>б</sup>, С. А. Радченко<sup>а</sup>, М. В. Бородій<sup>а</sup>

<sup>а</sup> Інститут проблем міцності ім. Г. С. Писаренка НАН України, Київ, Україна

<sup>б</sup> ДК “Укртрансгаз”, Київ, Україна

*Розроблено методику розрахунку напруженого стану та критерії допустимого стану при ремонті повітряних переходів магістральних газопроводів з урахуванням можливих дефектів металу труби. За допомогою програмного комплексу “3D PipeMaster” розраховано різні варіанти та приведено рекомендації щодо оптимального розташування трубоукладачів із метою забезпечення підйому труби на необхідну для ремонту висоту при гарантованому виконанні умов міцності. Визначено значення тягових зусиль на трубоукладачах. Указано оптимальні місця закріплення трубопроводу в поперечному напрямку та розраховано відповідні зусилля в тросах, що запобігають поперечним переміщенням трубопроводу.*

**Ключові слова:** повітряний перехід, трубопровід, напружений стан, ремонтні роботи, підйом труби, трубоукладач, тягове зусилля.

**Вступ.** Магістральні трубопроводи складають велику частку матеріальних активів промисловості. Це високонавантажені конструкції, оскільки ще при проектуванні з метою економії металу в них закладаються дуже низькі, порівняно з іншими галузями, коефіцієнти запасу міцності. Наприклад, для магістрального трубопроводу інтегральний коефіцієнт запасу міцності  $k$  за границею міцності матеріалу  $\sigma_B$ , що враховує всі частинні коефіцієнти запасу, дорівнює [1]

$$k = \frac{m}{k_1 k_n n}, \quad (1)$$

де  $m$  – коефіцієнт умов роботи;  $k_1$ ,  $k_n$ ,  $n$  – коефіцієнти надійності за матеріалом, призначенням та навантаженням відповідно.

Підставимо в формулу (1) їх типові значення [1], що дорівнюють, наприклад, відповідно 0,9; 1,4; 1,05; 1,1, й отримаємо  $k = 1,8$ . Це значення є значно меншим, ніж те, що зазвичай приймається при проектуванні, наприклад, посудин тиску, де нормативний коефіцієнт запасу не нижчий 2,5. Значення цього інтегрального коефіцієнта використовуються для визначення робочого (нормативного) тиску за величиною тангенціальних напружень, що обчислюються за формулою:  $\sigma_\theta = pR/t$ , де  $R$  – радіус труби;  $t$  – товщина стінки труби. Таким чином, уже від дії внутрішнього тиску метал труби знаходиться на межі допустимого стану, і врахування будь-яких інших навантажень, наприклад ваги ґрунту, може формально перевести трубопровід у недопустимий стан.

Інша проблема полягає в тому, що згадані норми [1] не містять класифікації напружень на категорії в залежності від природи походження й області (протяжності) їх дії, як це має місце в зарубіжних. Тому формально, оскільки

кожен концентратор напружень є множником для діючих напружень і більшим за одиницю, то врахування довільної неправильності форми (неспіввісність осей стінок труб, зварні напливи тощо) призводить до критичної ситуації – перевищення діючими напруженнями допустимих. Зазвичай на такі речі не звертають уваги, і при визначенні допустимих дефектів чи концентраторів користуються вимогами норм на виготовлення труб або будівництво трубопроводів. Проте останні не мають ніякого відношення до реальної міцності і є, скоріше, нормами на забезпечення якості робіт.

Все це призводить до значних методологічних проблем, коли треба оцінити міцність у нестандартних ситуаціях із урахуванням дії інших силових чинників, а також реальних дефектів форми металу. Нижче розглядається подібний приклад, коли в умовах діючого (навантаженого внутрішнім тиском) трубопроводу виконувався локальний підйом повітряного переходу над опорами з метою заміни ізоляції. У цих місцях мали місце незначні корозійні пошкодження.

У літературних джерелах подібні проблеми розглядаються рідко і, скоріше усього, мають місце не при ремонті діючих, а при будівництві нових трубопроводів. У роботі [2] описується досвід підйому трубопроводу з дефектами в поперечному зварному шві. Увага звертається на розрахунок глобального напруженого стану трубопроводу як балки. Розраховуються коефіцієнти концентрації напружень із урахуванням реальної геометрії зварних швів. Отримані згинальні напруження в зоні зварних з'єднань (як для балки) множаться на розраховані коефіцієнти концентрації, і результуючі максимальні значення напружень прирівнюються до допустимих [2]. Зауважимо, що за допустимі напруження вибирались значення, котрі в два (!) рази перевищували границю текучості  $\sigma_T$ . Значення  $2\sigma_T$  є прямим наслідком використання поняття категоризації напружень, що широко використовується в зарубіжних джерелах [3].

Таким чином, обґрунтування проведення таких робіт зазвичай зводиться до вирішення двох проблем: визначення напружено-деформованого стану в залежності від способу прикладення піднімаючих зусиль і висоти підйому трубопроводу в точках їх прикладення та визначення критеріїв допустимого стану, в тому числі з урахуванням наявних дефектів. Вирішення цих проблем дозволяє обґрунтувати можливість підйому трубопроводу і оптимізувати цей процес. Наприклад, дуже важливо знати, як розподіляються зусилля на підйомники в залежності від висоти підйому, адже максимальне навантаження на кожен тягач (підйомник) обмежене.

Інша проблема, що може мати місце при підйомі трубопроводу – наявність поперечних сил тертя і потенційно небезпечна можливість його руху в поперечному горизонтальному напрямку. Пояснимо це більш детально.

Розглянемо довгу ділянку трубопроводу, який знаходиться на опорах. Нехай він нагрітий на деяку температуру  $\Delta T$  і, як наслідок, у ньому виникають стискаючі зусилля  $N$ :

$$N = \alpha \Delta T E F, \quad (2)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт температурного розширення;  $E$  – модуль пружності;  $F$  – площа поперечного перерізу.

Критична сила втрати стійкості шарнірно закріпленого стержня залежить від довжини ділянки трубопроводу  $L$  і моменту інерції  $I$ :

$$N_{cr} = \frac{\pi^2 EI}{L^2}. \quad (3)$$

Прирівняємо (2) і (3) з урахуванням, що  $F = 2\pi R t$  і  $I = \pi R^3 t$ . У результаті отримаємо  $\Delta T_{cr} = \pi^2 R^2 / (\alpha L^2)$ . Тобто з урахуванням реального значення  $\alpha \approx 10^{-5}$  втрата стійкості відбудеться вже при температурі  $10^\circ\text{C}$ , якщо відношення  $L/R$  буде перевищувати 300. Розглядуваний нижче трубопровід, як і багато інших, має відносну довжину прямолінійної частини більшу за наведене значення  $L/R = 300$ . Проте від втрати стійкості його стримують горизонтальні сили тертя. При підйомі трубопроводу ці сили зникають. Тому дослідження того, які можуть виникнути переміщення і як їх стримати, є іншою важливою частиною розрахункових досліджень.

### 1. Схема ремонтних робіт повітряного переходу і постановка задачі.

На рис. 1 зображено план-схему повітряного переходу, виготовленого з труб діаметром 1420 мм та товщиною стінки 19 мм. Його довжина складає приблизно 1070 м. Трубопровід опирається на 21 коткову опору (на рис. 1 № 1–6, 8–11, 13–16, 18–24), дві анкерні опори (№ 7, 17), одну ковзну опору (№ 12). Коткові опори є опорами з тертям і не обмежують переміщення труби вгору. Анкерні опори обмежують всі шість ступенів свободи (три переміщення та три кути повороту). На рис. 1 трикутниками показано місця почергового розташування двох трубоукладачів.



Рис. 1. Схема ремонтних робіт повітряного переходу. (Тут і на рис. 2 цифрами позначено номери опор.)

Технологія підйому труби над опорами передбачає зменшення робочого тиску з 5,5 до 4,5 МПа. Оскільки це відбувалося влітку, додатково враховувалося можливе перевищення реальною температурою температури замикання трубопроводу при будівництві. З урахуванням цього для отримання обґрунтованих управлінських рішень щодо проведення ремонтних робіт розроблено наступну систему постановочних задач даного дослідження:

а) визначення тягових зусиль, що виникають на трубоукладачах при зрушенні труби над опорами і при підйомі на 10 см над опорами. Аналіз підйому труби на висоту до 50 см над анкерними опорами;

б) визначення згинальних напружень у кожній точці трубопроводу при піднятті труби над певними опорами. Порівняння їх з допустимими з урахуванням концентрації напружень;

в) аналіз ситуації можливого поперечного переміщення трубопроводу з визначенням величини переміщень і можливої їх компенсації за рахунок установаження поперечних опор.

**2. Попередній статичний аналіз повітряного переходу.** Перш ніж перейти до розрахунку напружено-деформованого стану (НДС) повітряного переходу під час підйому труби, оцінемо поточний НДС. Розрахунок НДС переходу з урахуванням підземних ділянок виконано за допомогою програмного комплексу (ПК) "3D PipeMaster". Цей комплекс використовується для розрахунку складних просторових багатоконтурних розгалужених трубопроводів систем за статичного та динамічного навантаження [4–7]. При цьому розрахункова схема може включати одночасно наземні та підземні ділянки з урахуванням різних випадків взаємодії трубопроводу з ґрунтом.

Побудовану схему повітряного переходу з підземними ділянками показано на рис. 2. Статичний розрахунок НДС виконувався за таких умов навантаження: власна вага  $q = 7300$  Н/м (враховується маса труби та продукту); внутрішній тиск  $p = 4,5$  МПа. Для оцінки температурних переміщень було проведено кілька розрахунків: без урахування та з урахуванням сил тертя на опорах; за умови, що труба на опорах жорстко закріплена. Для всіх розрахунків максимально можливий температурний перепад приймався  $40^\circ\text{C}$ .

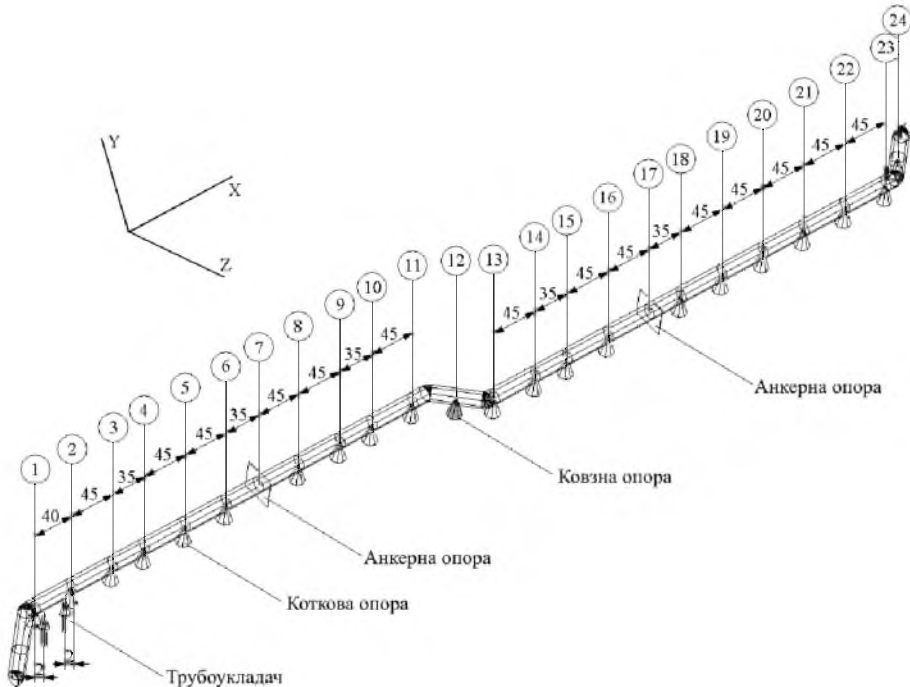


Рис. 2. Схема повітряного переходу, побудована за допомогою ПК "3D PipeMaster".

Вхідні дані наступні: зовнішній діаметр труби  $D = 1420$  мм; товщина стінки труби повітряного переходу  $h = 19,5$  мм; модуль пружності металу

труби  $E = 2 \cdot 10^5$  МПа; модуль зсуву металу труби  $G = 8 \cdot 10^4$  МПа; коефіцієнт Пуассона  $\mu = 0,3$ ; коефіцієнт температурного розширення  $\alpha = 1,25 \cdot 10^{-5}$ ; коефіцієнт тертя в опорах  $k_r = 0,1$ ; ґрунт на підземних ділянках – суглинок із такими характеристиками: питома вага  $\gamma_{гр} = 16580$  Н/м<sup>3</sup>; модуль пружності  $E_{гр} = 11$  МПа; коефіцієнт Пуассона  $\mu_{гр} = 0,35$ ; зчеплення  $c_{гр} = 18$  кПа; кут внутрішнього тертя  $\varphi_{гр} = 19^\circ$ ; загальний коефіцієнт дотичного опору ґрунту  $c_{x_0} = 2$  МПа/м.

Аналіз результатів статичних розрахунків НДС повітряного переходу показує, що максимальні згинальні напруження складають 52 МПа. Графіки горизонтальних переміщень (на рис. 2 вздовж осі  $Z$ ) для зазначених розрахункових схем представлено на рис. 3. Очевидно, що при розрахунку переміщень за схемою з жорстким обпиранням вони будуть найменшими, без урахування сил тертя на опорах – найбільшими. Переміщення труби з урахуванням сил тертя на опорах займають проміжне значення. Найбільші горизонтальні переміщення з урахуванням сил тертя мають місце на 1- і 23-й опорах і відповідно складають 13 і 17 см. У разі, якщо трубоукладачі піднімуть трубу над сусідніми опорами, відповідно зникне сила тертя і, як наслідок, дещо збільшаться горизонтальні переміщення. Аналіз такої ситуації буде проведено в наступному розділі.

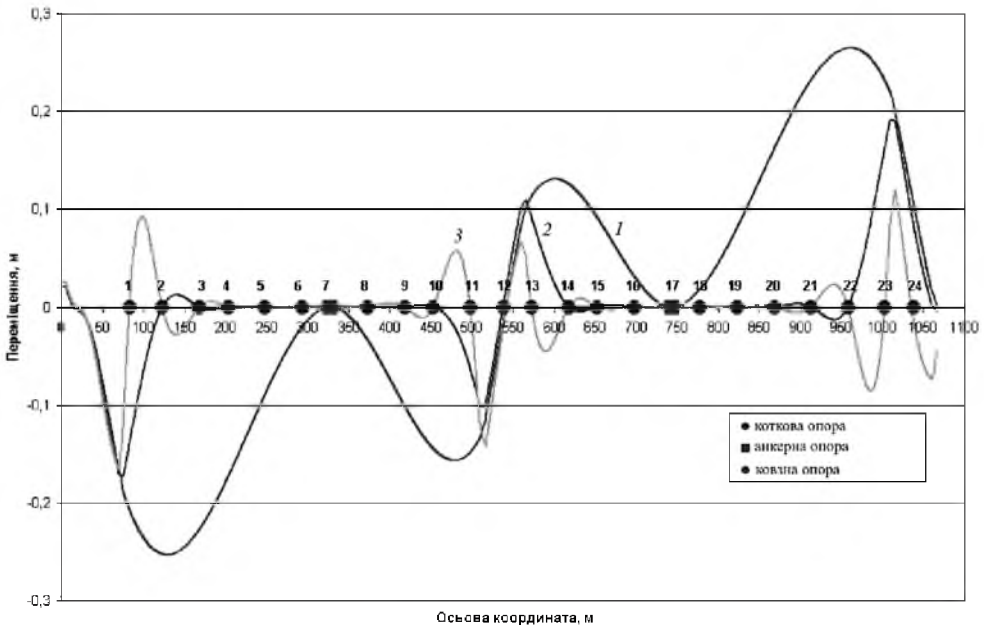


Рис. 3. Горизонтальні переміщення за температурного перепаду в залежності від дії сил тертя: 1 – без урахування сил тертя; 2 – з урахуванням сил тертя; 3 – із жорсткими опорами.

**3. Визначення допустимих напружень.** Перш ніж виконати відповідні розрахунки, оцінимо допустимий напружений стан, з яким будемо порівнювати поточний напружений стан, що відповідає виконанню ремонтів із підняттям труби над певними опорами.

За нормального робочого режиму роботи газопроводу внутрішній тиск складає  $p = 5,5$  МПа і йому відповідає окружне напруження  $\sigma_\theta$ , яке обчислюється за відомою формулою:

$$\sigma_\theta = \frac{pR}{t} = 195 \text{ МПа.} \quad (4a)$$

Приймемо цей рівень напружень за допустимий. Очевидно, що проектні допустимі напруження дещо більші, оскільки встановлюються в залежності від границі міцності матеріалу труби. Однак одним з аргументів цього є те, що дана труба знаходилась в експлуатації і на ній могли бути експлуатаційні дефекти або дефекти в зварних швах. Тому абсолютно логічним є певне зменшення рівня допустимих напружень.

Номинальні осьові напруження розраховуються як

$$\sigma_x^\pm = \frac{pR}{2t} \pm \sigma_M, \quad (4b)$$

де  $\sigma_M$  – напруження від згинального моменту. Оскільки максимальне згинальне напруження газопроводу становить  $\sigma_M = 52$  МПа (див. п. 2), номінальні осьові напруження в зоні розтягу і стиску для заданого повітряного переходу відповідно складають:  $\sigma_x^+ = 149,5$  МПа і  $\sigma_x^- = 45,5$  МПа.

Скористаємося третьою теорією міцності (Треска) в якості критерію оцінки напруженого стану при сумісній дії окружних  $\sigma_\theta$  і осьових  $\sigma_x^\pm$  напружень:

$$\max\{\sigma_x^+, \sigma_\theta, \sigma_\theta - \sigma_x^-\} < [\sigma] = 195 \text{ МПа.} \quad (5)$$

При виконанні ремонтних робіт номінальний внутрішній тиск було зменшено до  $p_1 = 4,5$  МПа. Тоді номінальні окружні напруження від внутрішнього тиску за формулою (4) становитимуть 159 МПа. Оцінимо рівень допустимих згинальних напружень для найбільш консервативної умови  $\sigma_\theta - \sigma_x^- < [\sigma]$ . Згідно з (5) та (6) маємо

$$\sigma_M = [\sigma] - \frac{p_1 R}{2t} = 195 - 79,5 = 115,5 \text{ МПа.} \quad (6a)$$

Консервативно приймемо, що максимальні згинальні напруження не повинні перевищувати

$$|\sigma_M| < 100 \text{ МПа.} \quad (6b)$$

Для врахування можливих дефектів скористаємося вищезгаданою методологією розрахунку з урахуванням категоризації напружень. Оскільки концентратори призводять до збільшення напружень тільки в локальному околі дефекту і вони можуть релаксувати при виникненні пластичних деформацій, допустима величина напружень, звичайно, є набагато більшою, ніж від внут-

рішнього тиску. Враховуючи практику зарубіжних стандартів [3], прийmemo, що діючі напруження не повинні перевищувати  $2\sigma_T$ . Тоді критерій оцінки напруженого стану набуде такого вигляду:

$$k_1\sigma_\theta + k_2\left|\sigma_M - \frac{P_1 R}{2t}\right| = 2\sigma_T \leq 600 \text{ МПа}, \quad (7)$$

де  $k_1, k_2$  – відповідно коефіцієнти концентрації напружень в окружному та поздовжньому напрямках. Консервативно вибираючи максимальне значення з двох коефіцієнтів концентрації напружень, отримаємо додаткове обмеження на величину згинальних напружень:

$$\sigma_M < 600/k - 72,5, \quad (8)$$

що при  $k < 3,5$  не призводить до додаткових обмежень порівняно з (6б).

#### 4. Розрахунок напружень та тягових зусиль при піднятті труби з коткових опор.

##### 4.1. Моделювання дії тягових зусиль, прикладених у двох точках.

Розглянемо умовну ділянку трубопроводу, що складається з двох опор 1 та 2, на яких виникають реакції  $Q_1$  та  $Q_2$  (рис. 4). На відстані 2 м від кожної з опор прикладено тягові зусилля  $P_1$  та  $P_2$ . Відмітимо, що тягове зусилля може створюватись за допомогою як одного, так і двох трубоукладачів. Дослідимо, яким чином зусилля  $P_1$  та  $P_2$  впливають на переміщення труби над опорами 1 і 2 та напруження.

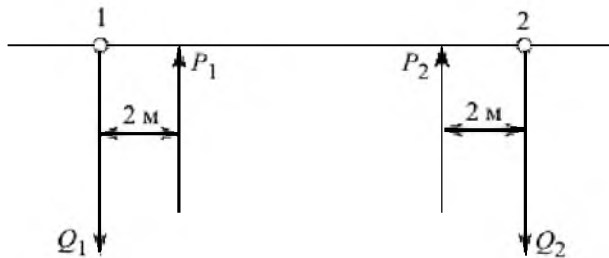


Рис. 4. Схема навантаження трубопроводу за допомогою двох трубоукладачів.

Розглянемо ситуацію, коли тягові зусилля на обох трубоукладачах дорівнюють деякому довільно взятому значенню  $P_c$ . При цьому значенні труба піднята тільки з опор 1 та 2 (рис. 4). Позначимо отримані розрахункові переміщення на опорах як  $w_{c1}$  і  $w_{c2}$ . Подальше збільшення тягових зусиль призводить до лінійного приросту переміщень (за умови, що труба не зрушиться з сусідніх опор), і для повного переміщення труби над опорами можна записати наступні вирази:

$$\begin{aligned} w_1 &= w_{c1} + (P_1 - P_c)\overline{dw_1} + (P_2 - P_c)dw_1; \\ w_2 &= w_{c2} + (P_1 - P_c)\overline{dw_2} + (P_2 - P_c)dw_2, \end{aligned} \quad (9)$$

де  $\overline{dw_1}$ ,  $\overline{dw_2}$  – приріст переміщень трубопроводу в точках відриву від опор 1 і 2 при збільшенні зусилля  $P_1$  на 1 тс;  $dw_1$ ,  $dw_2$  – приріст переміщень трубопроводу в точках відриву від опор 1 і 2 при збільшенні зусилля  $P_2$  на 1 тс.

Розв’язавши (9) відносно  $P_1$  та  $P_2$ , запишемо залежності між тяговими зусиллями після відриву труби від опор і вертикальними переміщеннями  $w_1$  та  $w_2$  трубопроводу (на рис. 4 точки 1, 2):

$$\begin{aligned} P_1 &= P_c + \frac{dw_2(w_1 - w_{c1}) - dw_1(w_2 - w_{c2})}{dw_2 \overline{dw_1} - dw_1 \overline{dw_2}}; \\ P_2 &= P_c + \frac{\overline{dw_1}(w_2 - w_{c2}) - \overline{dw_2}(w_1 - w_{c1})}{dw_2 \overline{dw_1} - dw_1 \overline{dw_2}}. \end{aligned} \quad (10)$$

Аналогічні вирази можна привести і для згинального напруження  $\sigma_M$  в будь-якій точці труби:

$$\sigma_M = \sigma_c + (P_1 - P_c) \overline{d\sigma_1} + (P_2 - P_c) d\sigma_1, \quad (11)$$

де  $\sigma_c$  – напруження в точці при зусиллі  $P_c$ ;  $\overline{d\sigma_1}$  – приріст напруження в точці при збільшенні зусилля  $P_1$  на 1 тс;  $d\sigma_1$  – приріст напруження в точці при збільшенні зусилля  $P_2$  на 1 тс.

Отримані співвідношення (10) з урахуванням умови  $w_1 = w_2 = 0$  дозволяють знайти зусилля  $P_1$  і  $P_2$ , що необхідні для одночасного зрушення з обох опор. Позначимо їх відповідно  $P_{1,в}$  і  $P_{2,в}$  і запишемо

$$\begin{aligned} P_{1,в} &= P_c + \frac{dw_2 \overline{w_{c1}} - dw_1 \overline{w_{c2}}}{dw_2 \overline{dw_1} - dw_1 \overline{dw_2}}; \\ P_{2,в} &= P_c + \frac{\overline{dw_1} w_{c2} - \overline{dw_2} w_{c1}}{dw_2 \overline{dw_1} - dw_1 \overline{dw_2}}. \end{aligned} \quad (12)$$

У випадку, коли  $P_1 = P_2$ , тобто  $P_1 - P_c = P_2 - P_c = \Delta P$ , з (9) для переміщень можна записати

$$\begin{aligned} w_1 &= w_{c1} + \Delta P (\overline{dw_1} + dw_1); \\ w_2 &= w_{c2} + \Delta P (\overline{dw_2} + dw_2), \end{aligned} \quad (13)$$

звідки отримаємо

$$\Delta P = \frac{w_1 - w_{c1}}{\overline{dw_1} + dw_1}; \quad (14)$$

$$w_1 = w_{c1} + \frac{\overline{dw_1} + dw_1}{\overline{dw_2} + dw_2} (w_2 - w_{c2}); \quad (15a)$$



$$w_2 = w_{c2} + \frac{dw_2 + dw_2}{dw_1 + dw_1} (w_1 - w_{c1}). \quad (156)$$

Співвідношення (15) дозволяють знайти значення переміщення  $w_1$ , якщо наперед задано  $w_2$ , і навпаки.

Таким чином, фактично задача зветься до визначення параметрів  $P_c$ ,  $w_{c1}$ ,  $w_{c2}$ ,  $\sigma_c$  та приростів  $dw_1$ ,  $dw_2$ ,  $d\sigma_1$ ,  $d\sigma_2$ .

**4.2. Розрахунок НДС при підйомі труби з опор № 1 і 2.** Проаналізуємо підйом труби з опор № 1 і 2 трубоукладачами, що розташовані між опорами на відстані 2 м до опор (рис. 4). Розглянемо три випадки: рівномірні і нерівномірні тягові зусилля та наявність додаткових поперечних опор.

*Рівномірні тягові зусилля.* Для того щоб відбувся відрив труби від двох опор, тягове зусилля повинно складати  $P_1 = P_2 = 33$  т. При цьому переміщення на першій опорі  $W_1 = 0$ , на другій –  $W_2 = 0,086$  м.

При дії однакових зусиль на трубоукладачах при підйомі труби на 10 см над першою опорою тягові зусилля складають 34,25 т, при цьому переміщення на другій опорі  $W_2 = 16,3$  см, максимальні напруження  $\sigma_M = 63$  МПа. Залежності переміщень і напружень у точках, що відповідають опорам № 1 і 2, від дії рівномірних тягових зусиль на трубоукладачах показано на рис. 5.

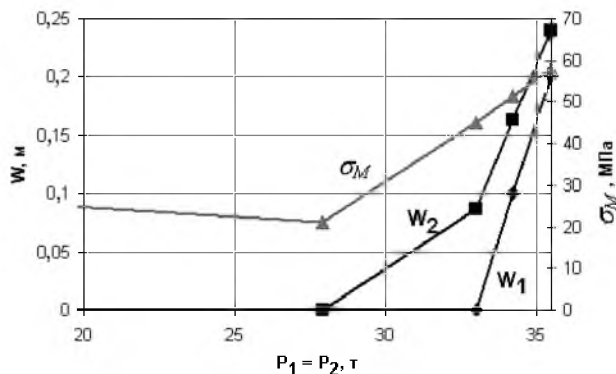


Рис. 5. Залежність переміщень і напружень від дії однакових тягових зусиль.

*Нерівномірні тягові зусилля.* Проаналізуємо іншу ситуацію: прикладення нерівномірних тягових зусиль на трубоукладачі за однакових значень переміщень над опорами. Тоді розрахункові значення тягових зусиль при одночасному відриві труби від двох опор складатимуть:  $P_1 = 36,4$  т і  $P_2 = 27,3$  т. Максимальне напруження при цьому буде  $\sigma_M = 46,5$  МПа. У разі підйому труби над двома опорами на висоту 10 см тягові зусилля такі:  $P_1 = 36,7$  т і  $P_2 = 30,1$  т, максимальні напруження  $\sigma_M = 65$  МПа. Графіки при нерівномірному розподілі тягових зусиль представлено на рис. 6.

*Аналіз підйому трубопроводу за наявності додаткових поперечних опор.* В п. 2 було показано, що на трубу діють поперечні сили, які викликають поперечні переміщення. При стримуванні цих переміщень не виключається можливість застосування гнучких (трос) або жорстких обмежувачів поперечних переміщень під час підйому труби. Коли труба зривається з опор, сили

тертя на них відсутні і це може збільшити поперечні переміщення. Проаналізуємо три варіанти встановлення поперечних опор у зоні підйому труби над опорами № 1 і 2 (рис. 7). Розрахунки виконано для випадку одночасного відриву труби від двох опор, при цьому тягові зусилля від дії трубоукладачів будуть:  $P_1 = 36,4$  т і  $P_2 = 27,3$  т.

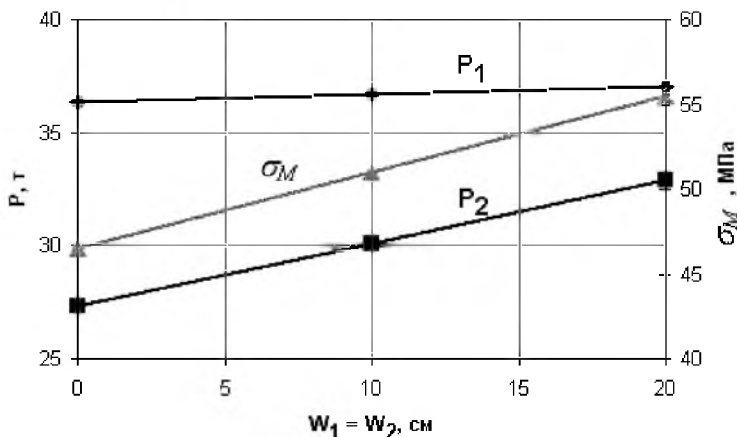


Рис. 6. Залежність тягових зусиль і напружень від переміщень над опорами.

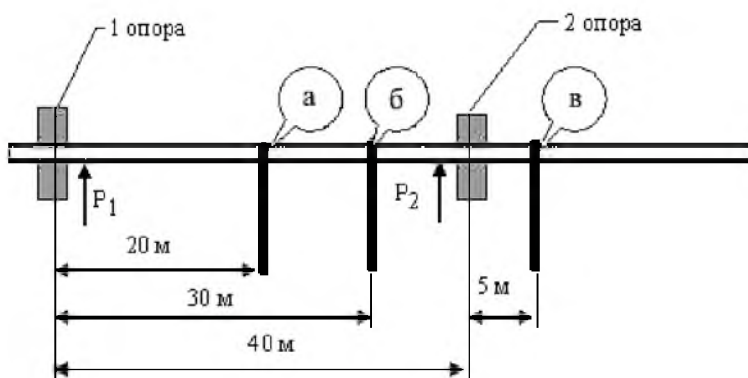


Рис. 7. Три варіанти схеми (а, б, в) встановлення поперечних опор.

Розрахунки показують, що переміщення за відсутності поперечної опори та сил тертя на опорах № 1 і 2 становлять 14 см. Різні схеми встановлення поперечної опори дозволяють несуттєво зменшити це значення (до 11 см). Найбільше значення реакції на поперечній опорі має місце в разі її розташування посередині прольоту між 1- і 2-ю опорами і складає 5 т. За другої схеми реакція опори вже менша – 3,3 т, при розташуванні за другою опорою на відстані 5 м (третья схема) вона становить 3 т. При цьому найбільше напруження відповідає точці розташування першого трубоукладача і становить  $\sigma_M = 65$  МПа.

Із проведених розрахунків можна дійти висновку, що встановлення поперечних опор не дає суттєвого ефекту і може застосовуватись у разі, якщо зазначені горизонтальні переміщення є недопустимими.

Зведена таблиця основних результатів

№ ремонтного прольоту між опорами	Тягові зусилля в момент відриву, т		Тягові зусилля при піднятті труби на 10 см, т		$\sigma_M$ , МПа
	$P_1$	$P_2$	$P_1$	$P_2$	
1–2	27,9	33,0	36,7	30,1	65
3–4	28,0	27,0	30,5	28,7	42
5–6	32,5	27,5	34,5	33,8	52
8–9	30,3	27,4	35,2	30,3	53
10–11	25,5	30,8	28,5	36,1	65
13–14	28,0	28,3	30,5	31,8	47
15–16	26,5	30,2	30,0	35,5	55
18–19	28,0	31,1	33,5	34,5	52
20–21	31,5	31,5	33,6	33,3	50,3
22–23	30,8	28,5	34	31,9	50,5
24	24,5		38,5		79

4.3. *Зведені результати розрахунків для коткових і ковзної опор.* Розрахунки силових характеристик при проведенні ремонту повітряного переходу представлено в таблиці. Там же наведено дані про тягові зусилля одночасного відриву труби від коткових опор; зусилля, що відповідають підйому труби на 10 см над обома опорами, а також про максимальні згинальні напруження  $\sigma_M$ .

Окремо розглянемо декілька варіантів підняття труби над опорою № 12 на 10 см:

1) працюють два трубоукладачі на відстані 2 м від опори з різних сторін. Тоді тягові зусилля на першому становитимуть 23,5 т, на другому – 13 т, максимальні напруження – 65 МПа;

2) працює перший трубоукладач. Тягове зусилля становить 36 т, напруження – 71 МПа;

3) працює другий трубоукладач. Тягове зусилля становить 37 т, напруження – 74 МПа.

Для всіх опор виконується умова міцності, оскільки згинальні напруження не перевищують визначений нами раніше їх допустимий рівень 100 МПа.

5. **Аналіз підйому труби над анкерними опорами.** Оскільки анкерні опори № 7 і 17 є подібними (має місце однакове значення прольоту між сусідніми опорами), розглянемо приклад аналізу підйому труби тільки для однієї опори, а саме: № 7.

Згідно з попереднім “Планом проведення робіт” трубоукладачі встановлюються попарно перед і за опорою на відстані 2 м. Для такої схеми було проведено розрахунки підняття труби на висоту 50 см. На рис. 8 представлено графіки вертикальних переміщень труби при поетапному процесі навантаження рівномірними зусиллями кожної пари трубоукладачів. Як бачимо, для підняття труби на висоту 50 см над опорою необхідно прикласти тягове зусилля на кожен пару трубоукладачів по 34 т. При цьому відповідні максимальні згинальні напруження сягають 165 МПа, що перевищує встановлені допустимі напруження 100 МПа.

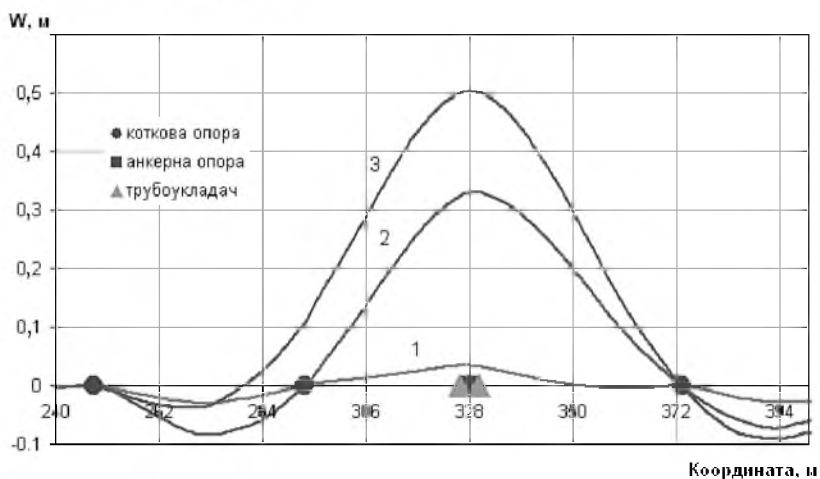


Рис. 8. Графік вертикальних переміщень у процесі підняття труби над анкерною опорою: 1 –  $P = 16$  т; 2 –  $P = 30$  т; 3 –  $P = 34$  т.

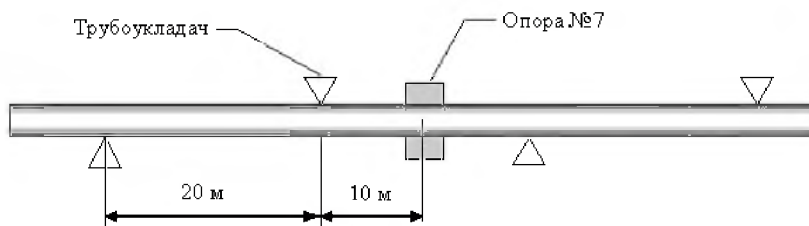


Рис. 9. Схема розміщення трубоукладачів.

Для зменшення рівня згинальних напружень трубоукладачі необхідно розміщувати на більшій відстані один від одного, наприклад, як зображено на рис. 9. За такої схеми необхідне переміщення над опорою 50 см досягається при рівномірному навантаженні трубоукладачів тяговим зусиллям 21 т. Максимальні згинальні напруження при цьому вдалося зменшити більше ніж у два рази (77 МПа), що є допустимим.

## Висновки

1. Проаналізовано базові значення напружень та переміщень при статичному навантаженні з урахуванням температурного перепаду і дії сил тертя на опорах. Показано, що врахування сил тертя значно зменшує переміщення трубопроводу. Максимальні переміщення становлять 17 см.

2. На прикладі ремонту прольоту між опорами № 1 і 2 повітряного переходу показано принцип отримання оціночних значень переміщень і напружень. Розрахунки виконано за допомогою ПК “3D PipeMaster”. Для всіх коткових опор при підйомі труби на висоту 10 см згинальні напруження не перевищують допустимого значення 100 МПа.

3. Проаналізовано можливість встановлення поперечних опор для стримування поперечних переміщень під час підйому труби. Установлено максимальні величини переміщень, які можуть мати місце за різних схем розташування поперечної опори (розтяжки).

4. Для анкерних опор № 7 і 17 розраховано підйомні зусилля на трубоукладачі і напруження, що виникають у трубі, та запропоновано схему розташування трубоукладачів таким чином, щоб за умови підняття труби над опорою на 50 см максимальні згинальні напруження не перевищували допустимий рівень.

## Резюме

Разработаны методика расчета напряженного состояния и критерии допустимого состояния при ремонте воздушных переходов магистральных газопроводов с учетом возможных дефектов металла трубы. С помощью программного комплекса “3D PipeMaster” рассчитаны различные варианты и приведены рекомендации по оптимальной расстановке трубоукладчиков для обеспечения подъема трубы на необходимую для ремонта высоту при гарантированном выполнении условий прочности. Определены значения тяговых усилий на трубоукладчиках. Указаны оптимальные места закрепления трубопровода в поперечном направлении и рассчитаны соответствующие усилия в тросах, предотвращающие поперечные перемещения трубопровода.

1. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988. – 52 с.
2. Alexander C. and Scrivner R. Analysis of girth welds in pipelines subjected to lifting loads. IPC2006-10480 // Proc. 6th Int. Pipeline Conf. (IPC 2006, Sep. 25–29, Calgary), 2006.
3. Ориняк І. В., Богдан А. В., Бородій М. В. Використання категоризації напружень і деформаційних критеріїв при оцінці міцності магістральних трубопроводів // Техн. диагностика и неразрушающий контроль. – 2007. – № 4. – С. 6–15.
4. Ориняк І. В., Тороп В. М., Ромащенко В. А., Жураховский С. В. Расчет пространственного разветвленного трубопровода в программном комплексе оценки прочности оборудования АЭС // Пробл. прочности. – 1998. – № 2. – С. 87–100.
5. Красовский А. Я., Ориняк І. В., Радченко С. А., Батура А. С. Оценка прочности трубопроводов АЭС с учетом их фактического состояния с помощью программного комплекса “3D PipeMaster” // Проблемы ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин. – 2006. – С. 171–176.
6. Ориняк І. В., Радченко С. А., Батура А. С. Расчет собственных и вынужденных колебаний трубопроводной системы. Сообщ. 1. Анализ колебаний пространственной стержневой системы // Пробл. прочности. – 2007. – № 1. – С. 79–93.
7. Ориняк І. В., Радченко С. А., Батура А. С. Расчет собственных и вынужденных колебаний трубопроводной системы. Сообщ. 2. Динамическая жесткость гиба трубы // Там же. – № 2. – С. 52–71.

Поступила 12. 05. 2009