

Если на предприятии нет возможности изготовить меры из контролируемого материала, можно рекомендовать такой алгоритм калибровки прибора и измерения: прибор необходимо проверить на аналогичном материале (со схожими габаритами изделия, значениями твердости в близких диапазонах и схожим химическим составом) с известной твердостью и выяснить, насколько он завышает или занижает эти значения твердости. Желательно набрать статистику измерений результатов и вывести среднюю погрешность прибора на данном материале. После этого уже с учетом такой погрешности проводить измерения.

ВИЗНАЧЕННЯ ЗМІНИ НАПРУЖЕНО ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ДІЛЯНКИ ПІДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДУ ЗА ДАНИМИ БЕЗКОНТАКТНОГО ПОЗИЦІОНУВАННЯ З ПОВЕРХНІ ЗЕМЛІ

*Л.Я. Жовтуля, О.М. Карпаш, А.В. Яворський, А.П. Олійник
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
вул. Карпатська, 15, Івано-Франківськ, Україна*

Вирішення проблеми безпеки та надійності експлуатації трубопровідних систем є одним з пріоритетних напрямків будь-якої держави. Завдання полягає у забезпеченні довготривалої механічної стійкості, надійності та безпеки експлуатації трубопровідних мереж. В останні роки проблема забезпечення надійної і довготривалої механічної стійкості протяжних інженерних споруд все частіше розглядається в напрямку оцінки і прогнозування процесів, які проходять у земній корі. Згідно статистики аварійності трубопроводів опублікованої EGIG [1]– 7,4% причин виникнення аварій - геодинамічні процеси (пошкодження трубопроводів в результаті активності земної поверхні: зсуви, селі тощо).

При перетині ерозійних форм рельєфу нафтогазопроводами в них утворюються вигини (згини), зокрема, у вертикальній площині на коротких відстанях. При підсиленні геодинамічних напружень і зовнішніх впливів на таких ділянках можуть локально зростати навантаження, стимулюючи порушення герметичності і цілісності трубопроводу. Переміщення осі трубопроводу призводить до зміни напружено деформованого стану, критичні значення якого призводять до руйнування металу.

Аналіз існуючих методів визначення напружено-деформованого стану нафтогазопроводів в умовах геологічного ризику [2] дав змогу оцінити їх переваги та недоліки. Основною завадою стає важко доступність підземних нафтогазопроводів для контактних методів діагностики.

В результаті теоретичних досліджень було розроблено метод визначення зміни напружено-деформованого стану підземної ділянки нафтогазопроводу за даними про переміщення певної множини точок [3] на основі розробленої математичної моделі процесу деформування підземної ділянки трубопроводу під дією ваги ґрунту та його руху.

В якості вхідних даних для визначення напружень використовуються значення переміщень певної множини точок осі трубопроводу. Для цього порівнюється визначене та проектне просторове положення нафтогазопроводу. Визначення просторових координат осі нафтогазопроводу проводиться безконтактним методом, використовуючи сучасні трасошукачі та засоби глобального позиціонування.

При моделюванні процесу деформування підземних ділянок магістральних трубопроводів за даними про зміну просторової конфігурації їх осі використовується підхід, запропонований в [4] для надземних ділянок трубопроводів. В даному випадку з використанням експериментальних методів [5] визначається геометрична конфігурація осі трубопроводу з деякою точністю в контрольний момент часу. Вважається, що початкове положення осі трубопроводу є відомим (наприклад з проектної документації). Таким чином для радіус-вектора точки трубопроводу записується наступне співвідношення:

$$\begin{aligned} \vec{r}(s, \varphi, r, t) = & \vec{r}_l(s, \varphi, r, t) + \rho(s, \varphi, r, t) \times \\ & \times (\cos \omega(s, \varphi, r, t) \vec{b}_l + \sin \omega(s, \varphi, r, t) \vec{n}_l) + \\ & + \Psi(s, \varphi, r, t) \vec{r}_l - \frac{D}{2} \vec{n}_l \end{aligned} \quad (1.1)$$

де s, φ, r – пов’язані з досліджуваною ділянкою підземного трубопроводу, яка моделюється криволінійним циліндричним тілом, координати відповідно:

s – вздовж осі трубопроводу;

φ – по полярному куту ;

$\vec{r}_l$ – радіус-вектор точки на верхній твірній трубопроводу;

D – зовнішній діаметр трубопроводу;

$\rho(s, \varphi, r, t); \omega(s, \varphi, r, t); \Psi(s, \varphi, r, t)$ – функції, які описують зміну геометрії досліджуваної ділянки відповідно в радіальному, поперечному та повздовжньому напрямках і є або заданими, або ж такими, що виражаються в процесі розв’язання задачі;

$\vec{T}_l; \vec{b}_l; \vec{n}_l$ – вектори дотичної біномалі та нормалі до верхньої твірної. В початковий момент часу коли трубопровід вважається об’єктом з прямолінійною віссю, залежність (1.1) в координатній формі може бути записана наступним чином:

$$\vec{r}_l = \begin{cases} x = s & P \leq \varphi \leq \\ y = r \sin \varphi & R_1 \leq r \leq R_2, \\ z = r \cos \varphi & D \leq s \leq L \end{cases} \quad (1.2)$$

де $R_1; R_2$ – відповідно внутрішній та зовнішній радіуси трубопроводу;

L – довжина досліджуваної ділянки.

В контрольований момент часу залежність (1.1) записується у вигляді:

$$\vec{r}_t = \begin{cases} x = s - \frac{D}{2} \alpha_n(s) + (\alpha_n(s) \sin \varphi - \alpha_b(s) \cos \varphi) r \\ y = y(s) - \frac{D}{2} \beta_n(s) + (\beta_n(s) \sin \varphi + \beta_b(s) \cos \varphi) r, \\ z = z(s) - \frac{D}{2} \gamma_n(s) + (\gamma_n(s) \sin \varphi + \gamma_b(s) \cos \varphi) r \end{cases} \quad (1.3)$$

де координати s, φ, r набувають тих же значень, що і в (1.2), $s; y(s); z(s)$ – координати точок верхньої модельованої ділянки, D – діаметр трубопроводу; $\alpha_n(s); \beta_n(s); \gamma_n(s)$ – координати вектора нормалі до верхньої твірної; $\alpha_b(s); \beta_b(s); \gamma_b(s)$ – координати вектора біномалі.

При побудові (1.3) використано наступні допущення:

Оскільки єдиною вихідною інформацією про зміну геометрії підземної ділянки є координати її деформованої осі, то в (1.1) приймається, що координати верхньої твірної визначаються експериментально і задаються у вигляді координат точок $s_i; y(s_i); z(s_i)$, а для одержання $(s; y(s); z(s))$ використовується інтерполяційна або апроксимаційні

процедури [6,7], тоді як жодної інформації про характер поведінки $\rho(s;\varphi;r;\tau)$; $\omega(s,\varphi,r,\tau)$ та $\psi(s,\varphi,r,\tau)$ немає, що обумовлює їх запис у такому вигляді, в якому це було записано для недеформованої ділянки. Якщо ж подання (1.3) приводить до фізично нереальних результатів, вказані функції моделюються за методиками, указаними в [5], де враховується зміна конфігурації перерізів з різними типами її представлення – еліптичність, грушевидність, пропорційність параметрів еліптичності ступені деформованості осі – проте вказані підходи є вмотивовані для відкритих ділянок, коли інформація про деформацію перерізів є доступною принаймні візуально. У випадку підземних ділянок подання (1.3) є обґрунтованим обмеженістю інформації про деформації перерізів. Цим же пояснюється вибір $\psi(s,\varphi,r,\tau)=0$, оскільки для підземної ділянки перевірити принаймні візуально виконання гіпотези про плоскі перерізи також не видається можливим. Якщо ж при дослідженні підземної ділянки використовувати ті ж підходи, що і для надземної, то при цьому при різних способах задання $\rho(s;\varphi;r;\tau)$; $\omega(s,\varphi,r,\tau)$; $\psi(s,\varphi,r,\tau)$ виникає ще одна проблема – для підземної ділянки складно записати рівняння рівноваги, оскільки практично неможливо врахувати в цих рівняннях дію масових сил (вага труби; вага продукту, вага ґрунту, яка діє на кожний переріз трубопроводу).

Таким чином, знаючи (1.2) та (1.3), виконується наступна послідовність розрахунків:

В контрольний та початковий момент часу визначаються вектори локального базису в кожній точці модельованої ділянки [8]:

$$\begin{aligned}\bar{\mathfrak{z}}_i &= \frac{\partial \bar{r}_0}{\partial \xi} \quad \xi_1 = s; \xi_2 = \varphi; \xi_3 = r; i=1,2,3, \\ \bar{\mathfrak{z}}_i^k &= \frac{\partial \bar{r}_t}{\partial \xi}\end{aligned} \quad (1.4)$$

де $\bar{r}_0$ обраховується за (1.2), а $\bar{r}_t$ - за (1.3).

Обчислення похідних здійснюється шляхом прямого диференціювання (1.2) та (1.3) по відповідним координатам.

На основі (1.4) визначаються компоненти метричного тензора:

$$\begin{aligned}g_{ij}^0 &= \bar{\mathfrak{z}}_i^0 \cdot \bar{\mathfrak{z}}_j^0, \quad j,i=1,2,3; \\ g_{ij}^k &= \bar{\mathfrak{z}}_i^k \cdot \bar{\mathfrak{z}}_j^k, \quad i,j=1,2,3\end{aligned} \quad (1.5)$$

Компоненти q_{ij}^0 та q_{ij}^k утворюють матрицю, для коректності проведення обчислень повинна виконуватись умова:

$$\begin{aligned}G_0 &= \det\{g_{ij}^0\} \neq 0; \\ G_k &= \det\{g_{ij}^k\} \neq 0.\end{aligned} \quad (1.6)$$

Виконання (1.6) дозволяє на основі (1.5) провести обчислення контраваріантних компонент матриць $\{G_0\}$ та $\{G_k\}$ як компонент матриць, обернених до вказаних:

$$\begin{aligned}g_0^{ij} &= \{g_{ij}^0\}^{-1}; \\ g_k^{ij} &= \{g_{ij}^k\}.\end{aligned} \quad (1.7)$$

Очевидно, що за (1.2)

$$\begin{aligned}G_0 &= r^2; \\ G_k &= r^2 \left(g_{\Pi} - \left(\alpha_\beta \frac{d\alpha_n}{ds} + \beta_b \frac{d\beta_n}{ds} + \right. \right. \\ &\quad \left. \left. + \gamma \frac{d\gamma_n}{ds} \right) (R^2 - 2Rr \sin \varphi + r^2) \right).\end{aligned} \quad (1.8)$$

тому у випадку малих деформацій умови (1.6) виконуються, оскільки в такому випадку

$$\left| \frac{d\alpha_n}{ds} \right| \ll 1, \quad \left| \frac{d\beta_n}{ds} \right| \ll 1, \quad \left| \frac{d\gamma_n}{ds} \right| \ll 1$$

Компоненти тензора деформацій обчислюється за формулою [8]:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2}(g_{ij}^0 - g_{ij}^k), i, j = 1, 2, 3, \quad (1.9)$$

На основі (1.4) – (1.9) з використанням апарату лінійної теорії пружності визначаються компоненти тензора напружень за законом Гука [8]:

$$\sigma_{ij} = \lambda I_1(\varepsilon) g_{ij} + 2\mu \cdot \varepsilon_{ij} \quad (1.10)$$

Вказані обчислення можна проводити також і в рамках моделі анізотропного тіла:

$$\sigma_{ij} = \sum_{k,l=1}^3 Cijkl \cdot \varepsilon_{ij}, \quad (1.11)$$

де $Cijkl$ - компоненти тензору пружних модулів матеріалу, проте (1.11) використовується лише за умови, що матеріал трубопроводу суттєво анізотропний, і коефіцієнти $Cijkl$ є відомими. Для інженерних розрахунків, як правило, використовується (1.10), де λ і μ - параметри Ламе матеріалу, пов'язані з модулем Юнга та коефіцієнтом Пуасона матеріалу наступним чином:

$$\begin{cases} \mu = \frac{E}{2(1+\sigma)} \\ \lambda = \frac{\sigma E}{(1-2\sigma)(1+\sigma)} \end{cases} \quad (1.12)$$

Для трубопровідних сталей, як правило, приймають $E=210000$ МПа, $\sigma = 0,3$.

В поданні (1.10) функція $I_1(\varepsilon)$ є першим інваріантом деформацій і обчислюється за формулою:

$$I_1(\varepsilon) = \sum_{j=1}^3 \sum_{i=1}^3 \varepsilon_{ij} g_{ij}^0, \quad (1.13)$$

де ε_{ij} обчислюється за (1.9), а g_{ij}^0 - за (1.7).

Запропонована методика дозволяє виділяти найбільш небезпечні з точки зору зміни напруженого стану сектора досліджуваної ділянки, а якщо вважати, що в початковий момент часу напруження в трубопроводі були рівними нулю, то методика дозволяє оцінювати реальні значення напружень. Критерієм допустимості напружень може виступати значення межі пружності, або межі текучості, коли наведені значення є різними для різних типів трубопровідних сталей і визначаються з довідникової літератури [9]. Слід також зазначити, що описаний підхід до оцінки напруженого стану підземних трубопроводів є інтегральним, він не вимагає детальної інформації про сили і навантаження, дія яких на дану ділянку обумовлена вимірами переміщення.

1. Gas pipeline incidents. 8-th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (1970-2010). Режим доступу: http://www.egig.nl/downloads/8th_report_EGIG.pdf.
2. A.V.Yavorskyi Safe operation of engineering structures in the oil and gas industry // A.V.Yavorskyi M.O.Karpash L.Y.Zhovtulia L.Ya.Poberezhny P.O.Maruschak / Journal of Natural Gas Science and Engineering October 2017 - Volume 46 – С.289-295.
3. Жовтуля Л.Я. Розроблення методики оцінки напружено-деформованого стану лінійних ділянок магістральних трубопроводів /Жовтуля Л.Я. Олійник А.П. Яворський А.В. Карпаш М.О. // Методи та прилади контролю якості – Івано-Франківськ - 2017. - №38.

4. Олійник, А. П. Математичні моделі процесу квазістаціонарного деформування трубопроводних та промислових систем при зміні їх просторової конфігурації [Текст] / А. П. Олійник // Наукове видання. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – 320 с.
5. Клюев В. В. Неразрушающий контроль и диагностика / В. В. Клюев. – Москва: Машиностроение, 2003. – 656 с. – (3).
6. Самарский А. А. Численные методы: Учеб. пособие для вузо / А. А. Самарский, А. В. Гулин. – Москва: Наука. Гл. ред. физ-мат. лит., 1989. – 432 с.
7. Марчук Г. И. МЕТОДЫ. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ. МАТЕМАТИКИ / Г. И. Марчук. – Москва: Наука, 1984. – 608 с.
8. Седов Л. И. Механики сплошной среды / Л. И. Седов. – Москва: Наука, 1984. – 572 с.
9. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы / Госстрой СССР. - М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1999. – 125с.

ТЕХНОЛОГІЯ І УСТАТКУВАННЯ ДЛЯ МОНІТОРИНГУ НЕТЕХНОЛОГІЧНИХ СКУПЧЕНЬ РІДИНИ В ПОРОЖНИНАХ ДІЮЧИХ ГАЗОПРОВОДІВ

*О.М. Карнаш, М.О. Карнаш, А.В. Яворський, І.В. Рибіцький
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
м. Івано-Франківськ, Україна*

Одним із факторів, які знижують ефективність функціонування газотранспортної системи (ГТС), не дивлячись на існуючі системи осушування природного газу, є наявність вологи в транспортованому продукті. В такій ситуації суттєво ускладняється нормальний режим роботи газопроводів і знижується його якість. Пари рідини здатні конденсуватися, порушуючи нормальний рух газу по газопроводу. На горизонтальних і низхідних ділянках траси рідина рухається у вигляді плівки по стінкам труби. Наявність рідкої плівки значно збільшує гідравлічний опір газового потоку [1]. Найбільша кількість рідини накопичується на висхідних ділянках газопроводу, утворюючи гідравлічний затор, частково чи повністю перекриваючи січення труби. Особлива небезпека виникає тоді, коли частина рідини, яка конденсується в порожнині трубопроводу покриває шар твердих відкладень і спричиняє корозійне ураження стінки газопроводу. За умов низької турбулентності газового потоку тверді відклади можуть збиратись на дні горизонтальної чи злегка похилої лінії газопроводу.

Значні об'єми рідини накопичуються в порожнині газопроводів під час інтенсивного відбору газу з підземних сховищ газу. Це призводить до утворення рідинних заторів і газоконденсатних пробок та мігрування рідинних скупчень, і як результат, виникнення високого ризику повного припинення газопостачання. .

Аналіз стану проблеми визначення місць скупчення рідини та її рівня в порожнині газопроводу показав, що на даний час не існує приладів чи систем, які б давали можливість вирішити дану проблему відповідно до встановлених вимог.

Одним із шляхів вирішення вище наведеної проблеми може стати широке впровадження моніторингу наявності нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу, що реалізується шляхом періодичного вимірювання рівня та визначення об'єму даної рідини в його порожнині за допомогою спеціалізованої системи.