



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **124268** (13) **U**  
(51) МПК (2018.01)  
**G01L 1/26** (2006.01)  
**G09B 23/00**

МІНІСТЕРСТВО  
ЕКОНОМІЧНОГО  
РОЗВИТКУ І ТОРГІВЛІ  
УКРАЇНИ

**(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ**

<p>(21) Номер заявки: <b>u 2017 11600</b></p> <p>(22) Дата подання заявки: <b>27.11.2017</b></p> <p>(24) Дата, з якої є чинними права на корисну модель: <b>26.03.2018</b></p> <p>(46) Публікація відомостей про видачу патенту: <b>26.03.2018, Бюл.№ 6</b></p>	<p>(72) Винахідник(и): <b>Жовтуля Любомир Ярославович (UA), Карпаш Олег Михайлович (UA), Олійник Андрій Петрович (UA), Яворський Андрій Вікторович (UA)</b></p> <p>(73) Власник(и): <b>ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019 (UA)</b></p>
---	---

**(54) СПОСІБ ОЦІНКИ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ**

(57) Реферат:

Спосіб визначення напружено-деформованого стану підземних ділянок магістральних нафтогазопроводів включає математичне моделювання процесу деформування трубопроводів за даними про зміну їх просторової конфігурації. Рівень напружень визначають шляхом розрахунку на основі математичної моделі, і не вимагає легальної інформації про сили і навантаження, дія яких на дану ділянку обумовлена вимірами переміщення, а визначення переміщення осі підземного трубопроводу відносно планового положення вимірюють безконтактно.

**UA 124268 U**



Корисна модель належить до нафтогазової промисловості, а саме до способів неруйнівного контролю магістральних нафтогазопроводів, зокрема оцінки напружено-деформованого стану підземних трубопроводів.

Відомі способи визначення напружено-деформованого стану нафтогазопроводів, на підставі вимірювання коерцитивної сили [1], швидкості проходження ультразвуку [2] чи застосуванням тензометрії, являються контактними, що потребують значних затрат часу та ресурсів та практично не застосовуються для діагностики значної протяжності трубопроводів. Разом з тим невідомі технології оцінки напружено-деформованого стану підземних ділянок нафтогазопроводів, що б дозволяли обстежувати значні ділянки трубопровідних систем безконтактно з поверхні землі.

Найбільш близьким до корисної моделі, що пропонується, та який був вибраний як прототип, є спосіб проведення моніторингу нафтогазопроводу, при якому визначають положення осей напружень в елементах нафтогазопроводу, та вектор дії напружень в земній корі відносно осі нафтогазопроводу, після чого оцінюють його найбільш небезпечні ділянки па основі накладання визначених векторів напружень [3].

Недоліком способу є потреба проведення складних досліджень: польових та лабораторних літогеохімічних опробувань фунтів, проведення складних геофізичних та геодезичних досліджень. Водночас існує потреба у доступном} способі визначення зміни чи моніторингу напружень трубопроводу без значних затрат ресурсів та часу.

Задача корисної моделі полягає у безконтактному визначенні напружено-деформованого стану підземних нафтогазопроводів, що із мінімальними затратами часу та ресурсів, дасть змогу передбачити руйнування трубопроводу та вжити відповідних заходів для продовження безпечної його експлуатації.

Технічним результатом корисної моделі є виявлення ділянок підземних нафтогазопроводів з високим рівнем напружень, де, в подальшому, необхідно буде встановлювані пости для моніторингу параметрів як самого трубопроводу, так і оточуючого середовища, з метою попередження розвитку аварійних процесів, часто викликаних геодинамічними процесами.

Вказаний результат досягається за допомогою удосконалення методів математичного моделювання процесу деформування підземних ділянок магістральних нафтогазопроводів за даними про переміщення певної множини точок осі трубопроводу.

Спосіб реалізують наступним чином:

Проводять аналіз наявних даних щодо просторового положення трубопроводу. За наявності, координати проектного положення трубопроводу приймаються за початкове положення. Коли ж такі дані відсутні - проводять польові дослідження з визначення початкового просторового положення трубопроводу. Це вимагає точного визначення координат осі трубопроводу. Значною перепорою стає шар ґрунту над трубопроводом. Якщо застосувати шурфування та геодезичні методи позиціонування, отримують дані про положення осі трубопроводу з максимальною точністю, але при ньому виникають значні затрати.

На даний час існують технології, що дозволяють з субсантиметровою точністю визначити просторове положення трубопроводу з поверхні землі. На практиці реалізація таких технологій [5-8] здійснюється за допомогою електромагнітних трасошукачів які обладнані багатоелементними системами пошукових магнітних антен. В якості джерела електромагнітного сигналу для трасошукача служить струмовий сигнал, який протікає в стінках досліджуваного трубопроводу. Такий струмовий сигнал створюється або за допомогою етапній катодного захисту, або з використанням відповідного сигнал-генератора, що підключені до тіла труби досліджуваного трубопроводу. Таким чином за допомогою трасопошукових засобів визначається точки планового положення трубопроводу та глибина його залягання, що закріплюють на місцевості тимчасовими знаками, для прикладу дерев'яними кілками. Для прив'язки визначених точок над віссю трубопроводу до просторових координат використовують високоточні UPS-приймачі чи інші методи геодезичної о знімання з прив'язкою до закріплених реперів.

Проведення наступних досліджень щодо визначення кінцевого положення трубопроводу виконують тим же способом, яким визначається початкове положення, через певний час, що визначають залежно від умов експлуатації.

Використовуючи вищеописані засоби визначення координат точок осі трубопроводу виконується безконтактність застосування способу визначення напружено-деформованого етапу підземного трубопроводу.

Наступні обрахунки виконують на основі математичної моделі, у якій застосовано підхід, запропонований в роботах Олійника А.П. [4] для надземних ділянок трубопроводів. В даному випадку з використанням експериментальних методів визначають геометричну конфігурацію осі

трубопроводу з деякою точністю в контрольний момент часу. Таким чином для радіус-вектора точки трубопроводу записують наступне співвідношення.

$$\begin{aligned} \vec{r}(s, \varphi, r, t) = & \vec{r}_1(s, \varphi, r, t) + \rho(s, \varphi, r, t) \times \\ & \times (\cos \omega(s, \varphi, r, t) \vec{b}_1 + \sin \omega(s, \varphi, r, t) \vec{n}_1) +, \quad (1.1) \\ & + \Psi(s, \varphi, r, t) \vec{t}_1 - \frac{D}{2} \vec{n}_1 \end{aligned}$$

де  $s, \varphi, r$  пов'язані з досліджуваною ділянкою підземного трубопроводу, що моделюють криволінійним циліндричним тілом, з координатами відповідно.

$s$  - вздовж осі трубопроводу;

$\varphi$  - по полярному куту;

$\vec{r}_1$  - 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;

$\vec{t}_1; \vec{b}_1; \vec{n}_1$  - вектори дотичної бінормалі та нормалі до верхньої твірної. Н початковий момент часу коли трубопровід вважається об'єктом з прямолінійною віссю, залежність (1.1) в координатній формі записують наступним чином:

$$\vec{r}_1 = \begin{cases} x = s & P \leq \varphi \leq \\ y = r \sin \varphi & R_1 \leq r \leq R_2, \quad (1.2) \\ z = r \cos \varphi & D \leq s \leq L \end{cases}$$

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

$L$  - довжина досліджуваної ділянки.

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

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

де координати  $s, \varphi, r$  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 бінормалі.

Мри побудові (1.3) використано наступні допущення:

- Оскільки єдиною вихідною інформацією про зміну геометрії підземної ділянки є координати її деформованої осі, то в (1.1) приймають, що:

$$\left\{ \begin{aligned} \vec{r}_1(s, \varphi, r, t) = \{s; y(s); z(s)\} \\ \rho(s, \varphi, r, t) = r \\ \omega(s, \varphi, r, t) = \varphi \\ \psi(s, \varphi, r, t) = 0 \end{aligned} \right., \quad (1.4)$$

що обумовлено тим, що координати верхньої твірної визначають експериментально і задають у вигляді координат точок  $s_i; y(s_i); z(s_i)$ , а для одержання  $(s; y(s); z(s))$  використовують інтерполяційну або апроксимаційні процедури, 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. 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 перевірній 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 записані рівняння рівноваги, оскільки практично неможливо врахувати в цих рівняннях дію масових сил (вага труби; вага продукту, вага ґрунту, яка діє на кожний переріз трубопроводу).

5 Таким чином, розрахунок вхідних даних виконують у наступній послідовності розрахунків:

1. В контрольний та початковий момент часу визначають вектори локального базису в кожній точці модельованої /плямки [8]:

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

де  $\bar{r}_i$  обраховують за (1.2), а  $\bar{r}_i^k$  - за (1.3).

10 Обчислення похідних здійснюють шляхом прямого диференціювання (1.2) та (1.3) по відповідних координатах.

2. На основі (1.4) визначають компоненти метричного тензора:

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

15 3. Компоненти  $g_{ij}^0$  та  $g_{ij}^k$  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:

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

Очевидно, що за (1.2)

$$\begin{aligned} G^0 &= r^2 \\ G^k &= r^2 \left( g_{ij} - (\alpha_\beta \frac{d\alpha_n}{dS} + \beta_b \frac{d\beta_n}{dS} + \right. \\ &\quad \left. + \gamma \frac{d\gamma_n}{dS}) (R^2 - 2Rr \sin \varphi + r^2) \right), \quad (1.8) \end{aligned}$$

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

$$25 \quad \left| \frac{d\alpha_n}{dS} \right| \ll 1, \quad \left| \frac{d\beta_n}{dS} \right| \ll 1, \quad \left| \frac{d\gamma_n}{dS} \right| \ll 1.$$

4. Компоненти тензора деформацій обчислюють за формулою [8]:

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

5. На основі (1.4) (1.9) з використанням апарату лінійної теорії пружності визначають компоненти тензора напружень за законом Гука:

$$30 \quad \sigma_{ij} = \lambda I_1(\varepsilon) g_{ij} + 2\mu \cdot \varepsilon_{ij}. \quad (1.10)$$

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

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

де  $C_{ijkl}$  - компоненти тензора пружних модулів матеріалу, проте (1.11) використовують лише за умови, що матеріал трубопроводу суттєво анізотропний, і коефіцієнти  $C_{ijkl}$  є відомими.

35 Для інженерних розрахунків, як правило, використовують (1.10), де  $\mu$  і  $\lambda$  - 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  $E = 210000$  МГП,  $\sigma = 0,3$ .

В поданій (1.10) функція  $I_i(\varepsilon)$  є першим інваріантом деформацій і обчислюють за формулою:

$$I_i(\varepsilon) = \sum_{j=1}^3 \sum_{i=1}^3 \varepsilon_{ij} g_0^{ij}, \quad (1.13)$$

де  $\varepsilon_i$  обчислюється за (1.9), а  $g_{ij}$  - за (17).

Визначення компонент  $\sigma_{ij}$  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 (1.10) дозволяє оцінити реальні значення напружень, Критерієм допустимості напружень може виступати значення межі пружності ( $\sigma_{np} \approx 350$  МПа), або межі текучості ( $\sigma_m \approx 440$  МПа), коли наведені значення є різними для різних типів трубопровідних сталей і визначаються з довідникової літератури.

Слід також зазначити, що описаний спосіб оцінки напруженого стану підземних трубопроводів є інтегральним, він не вимагає детальної інформації про сили і навантаження, дія яких на дану ділянку обумовлена вимірами переміщення. У випадку, коли деякі напруження (наприклад, від дії внутрішнього тиску, температурних перепадів і т. д.) є відомими, можна використати принцип суперпозиції розв'язків задачі теорії пружності, за яким:

$$\sigma_{ij} = \sigma_{ij}^H + \sigma_{ij}^B, \quad (1.14)$$

де  $\sigma_{ij}$  - напруження, визначені за (1.10),  $\sigma_{ij}^B$  - відомі напруження,  $\sigma_{ij}^H$  - напруження невідомої природи.

Пропонований спосіб оцінки напружено-деформованого стану пройшов первинну апробацію на магістральних газопроводах ПАТ "ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ" і забезпечив хороші результати у частині виявлення зони аномальних напружень підземної ділянки газопроводу.

Таким чином, згідно з пропонованим способом визначається великий спектр факторів впливу на цілісність підземних нафтогазопроводів, зокрема геодинамічних процесів, для запобігання виникнення аварійних ситуацій в результаті визначення найбільш небезпечних, з точки зору зміни напруженого стану, зон досліджуваної ділянки та впровадження необхідних заходів.

Джерела інформації:

1. Патент України № 40064 А від 16.07.2001 "Спосіб визначення напружень у трубопроводах на підставі вимірювання коерцитивної сили"

2. Викторов И.А, Звуковые поверхностные волны в твердых телах. - М Паука, 1981. - С. 288.

3. Патент України № 73429 від 15.07.2005 "Спосіб проведення моніторингу нафтогазопроводу".

4. Олійник А.П. Математичні моделі процесу квазістаціонарного деформування трубопровідних та промислових систем при зміні їх просторової конфігурації. Наукове видання. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. - 320 с.

Патент US 8035390 B2 Omnidirectional sonde and line locator /Mark S. Olsson, Ray Merewether, David A. Cox, Michael J. Martin, Bradley D. Barnicoat, Thomas K. Kolb, Randall P. Hilton, заявл. 12 жов. 2010; опубл. 11 жов. 2011 – US 12/902, 551/

6. Патент US 7136765 B2 Buried object locating and tracing method and system employing principal components analysis for blind signal detection /Christoph H. Maier, Ray Merewether. Mark S, Olsson, заявл. 15 сер. 2005; опубл. 14 лис. 2006-US 11/205, 267.

7. Патент US 7332901 B2 Locator with apparent depth indication /Mark S. Olsson, Michael J. Martin, Christoph H. Maier, Paul G. Stuart, заявл. 15 квіт. 2005; опубл. 19 лют. 2008-US 11/106, 894.

8. Harem US 7741848 B1 Adaptive multichannel locator system for multiple proximity detection /Mark S. Olsson Michael J. Martin Ray Merewether Paul G. Stuart, заявл. 13 вер. 2007; опубл. 22 мер. 2010-US 11/854, 694.

## ФОРМУЛА КОРИСНОЇ МОДЕЛІ

- 5 Спосіб визначення напружено-деформованого стану підземних ділянок магістральних нафтогазопроводів, що включає математичне моделювання процесу деформування трубопроводів за даними про зміну їх просторової конфігурації, який **відрізняється** тим, що рівень напружень визначають шляхом розрахунку на основі математичної моделі, і не вимагає легальної інформації про сили і навантаження, дія яких на дану ділянку обумовлена вимірами переміщення, а визначення переміщення осі підземного трубопроводу відносно планового положення вимірюють безконтактно.
- 10

---

Комп'ютерна верстка В. Мацело

---

Міністерство економічного розвитку і торгівлі України, вул. М. Грушевського, 12/2, м. Київ, 01008, Україна

---

ДП "Український інститут інтелектуальної власності", вул. Глазунова, 1, м. Київ – 42, 01601