

УДК 622.692.4:539.4

ВИЗНАЧЕННЯ ЗМІНИ НАПРУЖЕНО ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ДІЛЯНКИ ПІДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДУ ЗА ДАНИМИ БЕЗКОНТАКТНОГО ПОЗИЦІОНУВАННЯ З ПОВЕРХНІ ЗЕМЛІ*Л.Я. Жовтуля*, А.П. Олійник, А.В. Яворський, В.С. Цих, Л.Я. Побережний**Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна, z.lyubomyr@gmail.com*

Об'єктом дослідження визначено напруження які діють на підземні ділянки магістральних трубопроводів, що пролягають в зонах підвищеного геодинамічного ризику. Авторами була розроблена методика визначення зміни напружено-деформованого стану підземної частини магістральних нафтогазопроводів за даними про переміщення певної множини точок осі трубопроводу. Дослідження проводились на лінійній ділянці магістрального газопроводу, де у 2010-ому році відбувся зсув ґрунту, що створив силовий тиск на трубопровід, внаслідок чого виник розрив трубопроводу. Описано процес збору та оброблення даних і наведено результати розрахунків. Застосування розробленої методики підтвердила збільшення напружень у місцях геодинамічної активності.

Ключові слова: трубопровідні мережі, напружено-деформований стан, методика, математична модель, переміщення осі, геодинамічні ризики.

Объектом исследования определены напряжения, действующие на подземные участки магистральных трубопроводов, пролегающих в зонах повышенного геодинамического риска. Авторами была разработана методика определения изменения напряженно-деформированного состояния подземной части магистральных нефтегазопроводов по данным о перемещении определенного множества точек оси трубопровода. Исследования проводились на линейном участке магистрального газопровода, где в 2010-м году произошел оползень, который создал силовое давление на трубопровод, в результате чего возник разрыв трубопровода. Описан процесс сбора и обработки данных и приведены результаты расчетов. Применение разработанной методики подтвердила увеличение напряжений в местах геодинамической активности.

Ключевые слова: трубопроводные сети, напряженно-деформированное состояние, методика, математическая модель, перемещение оси, геодинамические риски.

The object of the research is the stresses that affect the underground sections of main pipelines that lie in areas of increased geodynamic risk. The authors developed a method for determining the change in the stress-strain state of the underground part of the main oil and gas pipelines according to the data about the displacement of a certain set of points of the axis of the pipeline. The research conducted on a linear section of the main gas pipeline, where in 2010 there was a shift in the soil, which created a force pressure on the pipeline, resulting in a pipeline burst. The process of data collection and processing described and the results of calculations presented. The application of the developed method confirmed the increase of stresses in places of geodynamic activity.

Keywords: pipelines, stress-deformed state, methodology, mathematical model, axis displacement, geodynamic risks.

Вступ

Підвищення надійності і безпеки трубопровідного транспорту є одним з найбільш актуальних завдань в нафтогазовій промисловості. Найскладнішим є забезпечення надійності підземних ділянок лінійної частини магістральних трубопроводів, прокладених в складних інженерно-геологічних умовах.

В останні роки проблема забезпечення надійної і довготривалої механічної стійкості протяжних інженерних споруд все частіше розглядається в напрямку оцінювання і прогнозування процесів, які проходять у земній корі.

Геодинамічні блоки земної кори перебувають в безперервному русі під дією

різноманітних сил, в тому числі зумовлених орбітальним і осьовим обертанням Землі. При переміщенні блоків в геодинамічних зонах виникають ділянки з підвищеними механічними напруженнями від деформацій різного знаку і характеру – розтяг, стиск, зсув.

Значна частина магістральних трубопроводів України пролягає у гірській місцевості. Вздовж гірських структур спостерігається чітке посилення таких геодинамічних процесів, як ерозія та денудація, а в окремих випадках суфозні просідання і гравітаційні явища – зсуви. 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, що викликають порушення герметичності і цілісності трубопроводу, приклади яких зображено на рисунку 1.



Рисунок 1 – Приклади порушення геометричності та цілісності трубопроводів внаслідок геологічних процесів

Виходячи з вище наведеного, актуальним завданням є створення системи для запобігання аварій трубопроводів, прокладених в складних інженерно-геологічних умовах. Для вирішення цієї задачі, в процесі подальших досліджень необхідно встановити вплив зміни умов і параметрів експлуатації на міцність і стійкість трубопроводу, а також знайти потенційно небезпечні ділянки

1. Характеристика об'єкту дослідження

Для проведення дослідження обрано лінійну ділянку магістрального газопроводу «Пасічна-Долина» Ду 500 на км 5.1, де у 2010-ому році відбувся зсув ґрунту, що створив силовий тиск на трубопровід, внаслідок чого виник розрив трубопроводу. Ділянка

трубопроводу, зображеного на рисунку 2, була замінена з подальшим постійним веденням моніторингу розвитку зсувних процесів.



Рисунок 2. Досліджувана ділянка трубопроводу із підвищеним геодинамічним ризиком

Характеристики досліджуваної ділянки трубопроводу наведені в Таблиці 1.

Таблиця 1. Характеристика досліджуваного трубопроводу:

Газопровід	IV категорії
Робочий тиск	$P_{роб} = 55 \text{ кг/см}^2$
Марка сталі	14ХГС
Ізоляція труб	Гумово-бітумна
Довжина ділянки	828м.
Глибина залягання	0,75 м. – 1,5 м.

Для моніторингу напружено-деформованого стану (далі – НДС) лінійної ділянки магістрального газопроводу в 2010 році було встановлено тензометричний пост. Групу тензометричних давачів розміщено в точках А, Б, В (Рисунок 2). За допомогою даного поста можна постійно відслідковувати зміну НДС трубопроводу, що може бути викликаний розвитком зсувних процесів.

Проте, саме встановлення таких тензометричних постів є дорогавартісною операцією і вимагає розкопування (шурфування) ділянки трубопроводу для монтажу тензометричних давачів. А це унеможливорює проведення моніторингу НДС всієї лінійної частини газопроводу, який перебуває в зоні із значним геодинамічним ризиком. Відповідно, в процесі безпечної експлуатації магістрального газопроводу необхідно мати інструменти для експрес-

діагностування підземної лінійної частини МГ на предмет підвищеного геодинамічного ризику (індикатором такого геодинамічного ризику в поєднанні з іншими ознаками є значна локальна зміна НДС трубопроводу). Результатом такого діагностування є виявлення локальних місць з найвищим рівнем геодинамічного ризику, де, в подальшому, необхідно буде встановлювати пости для моніторингу параметрів як самого трубопроводу, так і оточуючого середовища, з метою попередження розвитку аварійних процесів.

Попередньо авторами було запропоновано комплексну методику [1], що передбачає одночасне обстеження технічного стану трубопроводу і оточуючого гірського масиву, де в якості експрес-методу контролю напружень в гірському масиві обрано метод реєстрації природного імпульсного електромагнітного поля Землі (ПЕМПЗ). Даний метод реалізується за допомогою мобільних пристроїв.

Проміжок обстежуваної ділянки газопроводу було визначено як такий, що має високий ступінь геодинамічної небезпеки (ризик розвитку активних зсувних процесів). Відповідно до цього зроблено висновок, що комплексне застосування експрес-методів обстеження самого трубопроводу і прилеглої гірського масиву, які базуються на різних фізичних принципах, дає змогу отримати дані для визначення реального рівня геодинамічної небезпеки по трасі трубопроводу в першому наближенні.

2. Проведення дослідження за розробленою методикою

Метою даної публікації є висвітлення результатів проведених польових досліджень за розробленою методикою [2] визначення зміни напружено деформованого стану трубопроводу шляхом отримання його просторового положення з поверхні землі.

Розроблена методика вимагає точного визначення координат осі трубопроводу. Значною перешкодою стає шар ґрунту над трубопроводом. Шурфуванням із застосуванням геодезичних методів позиціонування можна отримати дані про положення осі трубопроводу з максимальною точністю, але при цьому витрачаються значний час і ресурси.

На даний час існують технології, що дозволяють з субсантиметровою точністю визначити просторове положення трубопроводу з поверхні землі. На практиці реалізація таких технологій 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 станцій катодного захисту, або з використанням відповідного сигнал-генератора, що підключені до тіла труби досліджуваного трубопроводу.

Для даних досліджень використовувався трасошукач SeekTech SR-60 (Рисунок 3). Трасошукач володіє унікальним методом [3-6] кругового наведення на протяжний об'єкт, розташований під землею, яким є досліджуваний трубопровід. Основною перевагою даного пристрою є наявність восьми спеціальних сферичних пошукових антен, що реалізують можливість максимально точно знайти необхідний об'єкт. Така технологія пошуку дозволяє досягти значної точності виявлення траси пролягання трубопроводу з похибкою, яка не перевищує 5% від глибини залягання досліджуваної комунікації. Враховуючи, що під час оцінювання глибини прокладання газопроводу «Пасічна – Долина» в місцях наявності значного геодинамічного ризику, встановлено, що така глибина знаходиться в межах від 0,75 м до 1,5 м., що свідчить про максимальну абсолютну похибку на даній ділянці в розмірі 0,075 м. Така точність визначення траси пролягання досліджуваного газопроводу є цілком достатньою для встановлення чіткої прив'язки на місцевості.

Слід також відмітити, що прилад може працювати як в активному, так і в пасивному режимі. Це дозволяє проводити пошук всіх основних металевих комунікацій, по яких вже проходить електромагнітний сигнал. Потрібно відмітити, що усі магістральні трубопроводи обов'язково знаходяться під дією катодного захисту. У зв'язку із цим, даний сигнал від катодних станцій можна використати для проведення досліджень з метою встановлення траси необхідної комунікації. У конкретному випадку для безконтактного визначення осі пролягання газопроводу «Пасічна – Долина» використаний струмовий сигнал із частотою 100 Гц. Це дозволило отримати необхідні дані та, відповідно, використати їх в подальшому для просторового позиціонування на місцевості.



а



б

а. - Трасошукач SeekTech SR-60; б. - Польові дослідження
Рисунок 3 – Визначення планового положення осі трубопроводу на поверхні землі

Наступним кроком досліджень була прив'язка визначених точок осі трубопроводу до просторових координат за допомогою високоточних GPS-приймачів. Такі GPS-приймачі здатні визначати планове положення точки із точністю до 5 мм та висотне положення із точністю до 10 мм та відповідають вимогам стандарту ISO 17123-8 [7]. Вимірювання проводились GPS-приймачем (рисунок 4) Leica

GS08plus з контроллером CS10 3,5G по закріплених контрольних точках, попередньо визначених трасошукачем. Особливістю цього процесу було додавання до координати висоти параметру глибини залягання трубопроводу. Результати проведених досліджень опрацьовувались спеціалізованим програмним забезпеченням на базі AutoCAD.



а



б

а. - Польові дослідження; б. - GPS приймач Leica GS08plus з контроллером CS10 3,5G
Рисунок 4 – Проведення робіт з позиціонування трубопроводу по точках, визначених трасошукачем

3. Опрацювання вимірних даних та результати досліджень

При моделюванні процесу деформування підземних ділянок магістральних трубопроводів за даними про зміну просторової конфігурації їх осі використовувався підхід, запропонований в роботі [8] для наземних ділянок трубопроводів. В даному випадку, з використанням експериментальних методів [9,10,11] визначалась геометрична конфігурація осі

трубопроводу з деякою точністю в контрольний момент часу.

За початкове положення трубопроводу прийнято дані геодезичного обстеження проведених ПАТ «Прикарпаттрансгаз» (Рисунок 5) у вигляді топографічного плану із нанесеною трасою трубопроводу та відомістю координат осі трубопроводу. Геодезична зйомка проводилась після ремонтних робіт внаслідок зсуву ґрунту у 2010 році.

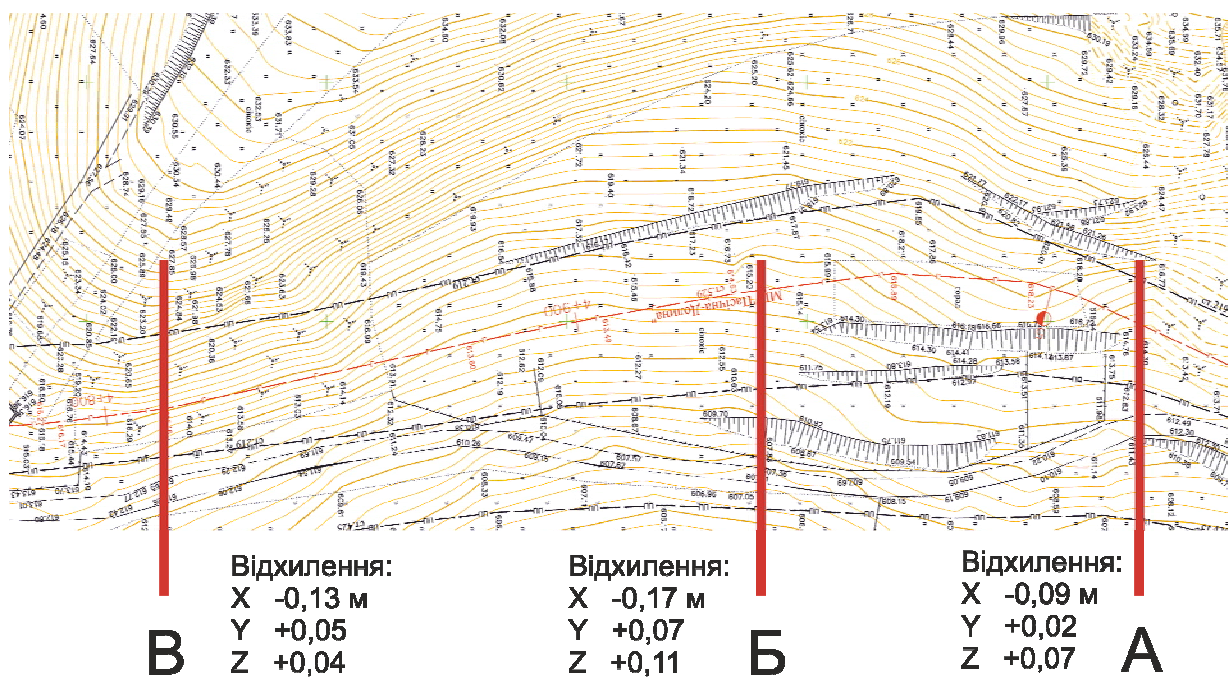


Рисунок 5 – Фрагмент топографічної карти геодезичної зйомки положення магістрального трубопроводу.

Накладанням на первинний профіль траси координат вимірюваного дійсного положення осі трубопроводу були одержані дані, необхідні для визначення величини напружено-деформованого стану трубопроводу за розробленою методикою.

Вихідними даними для розрахунку є значення переміщень певної множини точок осі трубопроводу, що виражаються як функції, які описують зміну геометрії досліджуваної ділянки відповідно в радіальному, поперечному та повздовжньому напрямках: $\rho(s, \varphi, r, t)$; $\omega(s, \varphi, r, t)$; $\Psi(s, \varphi, r, t)$. Вони є або заданими, або ж такими, що виражаються в процесі розв'язання задачі.

Для радіус-вектора точки трубопроводу записується таке співвідношення:

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

де s, φ, r – пов'язані з досліджуваною ділянкою підземного трубопроводу, який 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

напрямах i є або заданими, або ж такими, що виражаються в процесі розв'язання задачі;

$\vec{T}_l; \vec{b}_l; \vec{n}_l$ - вектори дотичної бінормалі 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:

$$\vec{r}_l = \begin{cases} x = s & 0 \leq \varphi \leq 2\pi \\ y = r \sin \varphi & R_1 \leq r \leq R_2, \\ z = r \cos \varphi & 0 \leq s \leq L \end{cases} \quad (1.2)$$

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 (1.3)

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

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 бінормалі.

При побудові (1.3) використано такі допущення:

- оскільки єдиною вихідною інформацією про зміну геометрії підземної ділянки є координати її деформованої осі, то в залежності (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 [7], тоді як жодної інформації про характер поведінки $\rho(s; \varphi; r; t); \omega(s, \varphi, r, t)$ та $\psi(s, \varphi, r, t)$ 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, вказаними в роботі [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 $\psi(s, \varphi, r, t) = 0$, 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 наземної, то при різних способах задання $\rho(s; \varphi; r; t); \omega(s, \varphi, r, t); \psi(s, \varphi, r, t)$ 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 така послідовність розрахунків:

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

$$\vec{\Theta}_i = \frac{\partial \vec{r}_0}{\partial \xi_i} \quad \xi_1 = s; \xi_2 = \varphi; \xi_3 = r; i = 1, 2, 3, (1.4)$$

$$\vec{\Theta}_i^k = \frac{\partial \vec{r}_t}{\partial \xi_i^k}$$

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

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

На основі (1.4) визначаються компоненти метричного тензора:

$$g_{ij}^0 = \vec{\Theta}_i^0 \cdot \vec{\Theta}_j^0, \quad j, i = 1, 2, 3; \quad (1.5)$$

$$g_{ij}^k = \vec{\Theta}_i^k \cdot \vec{\Theta}_j^k, \quad i, j = 1, 2, 3$$

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:

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

Очевидно, що за (1.2)

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

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 Пуассона матеріалу таким 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_i обчислюється за (1.9), а g^{ij} - за (1.7).

Складність та громіздкість вищевказаних розрахунків зумовила розробити програмний розрахунковий модуль, що дозволяє автоматично опрацювати дані. Частина результату опрацювання отриманих даних наведено на рисунку 6.

STN			
Файл	Редагування	Формат	Вигляд
line i= 10			
-29.5882	-18.5932	-9.0959	-2.5418
.0707	-1.6545	-7.4563	-16.4510
-27.2695	-38.2647	-47.7628	-54.3175
-56.9309	-55.2049	-49.4025	-40.4071
line i= 11			
-13.9615	-8.9254	-4.4585	-1.2413
.2375	-.2492	-2.6255	-6.5302
-11.3690	-16.4052	-20.8721	-24.0895
-25.5678	-25.0817	-22.7053	-18.8004
line i= 12			
12.8507	7.8912	3.7513	1.0643
.2360	1.3951	4.3647	8.6911
13.7171	18.6764	22.8145	25.5025
26.3307	25.1718	22.2026	17.8765
line i= 13			
39.4874	24.5330	11.7878	3.1958
.0622	2.8665	11.1801	23.7374
38.6268	53.5813	66.3232	74.9148
78.0470	75.2440	66.9322	54.3754

A – номер перерізу трубопроводу; B – масив значень напружень в точках перерізу.

Рисунок 6 – Фрагмент результату обробки даних

Основним навантаженням на магістральні трубопроводи є внутрішній тиск (тиск продукту, який перекачують). Підземний трубопровід знаходиться у складному напруженому стані, піддаючись дії (Рисунок 7) не лише внутрішнього тиску, а й інших навантажень, які проявляють себе в особливих ситуаціях (гірські райони, болота і пустелі). Під дією поперечних та поздовжніх сил магістральні трубопроводи, укладені в гірській місцевості, суттєво змінюють своє початкове положення, що

визначається при діагностуванні за розробленою методикою.

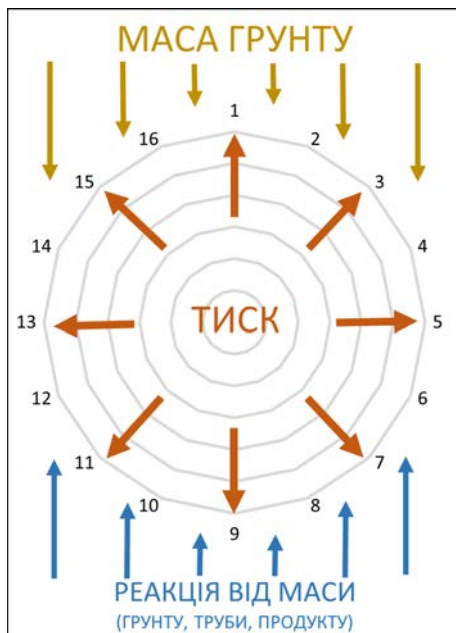


Рисунок 7 – Розподіл навантажень, що діють на підземну ділянку трубопроводу

Нетипові умови експлуатації підземних трубопроводів на ділянках аномальної поведінки (заболочені території, карстові порожнини або технологічні виробки, місця просідання та сповзання ґрунту, зони тектонічних розломів, неотектоніки чи терасоутворення, сейсмо- та селенебезпечні райони) потребують додаткового аналізу. Слід зазначити, що для трубопровідних систем, прокладених у гірських районах, досить складно передбачити механічне навантаження на трубопровід. Це частково унеможливило застосування існуючих моделей оцінки НДС трубопроводів на подібних аномальних ділянках. Тому, вирішенням такої проблеми може бути застосування розробленої моделі розрахунку напруженого стану та відповідної величини деформування трубопроводів.

В результаті розрахунків отримано значення величин напружень труб трубопроводу в перерізах з інтервалом 15 м. В кожному перерізі труби було отримано значення напружень у рівномірно розподілених 16-ти точках перерізу (рисунок 6). Розподіл напружень за результатами розрахунків напружено-деформованого стану одного із перерізів труби зображено на рисунку 8.

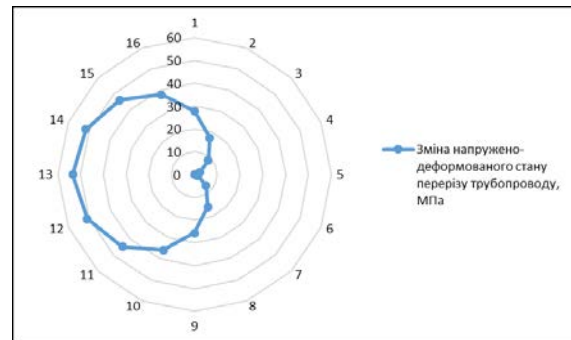


Рисунок 8 – Епюра зміни напружено-деформованого трубопроводу

На рисунку 8 можна побачити зміну напружено-деформованого стану трубопроводу із поперечним зміщенням. Це свідчить про наявність бокових навантажень на даній ділянці досліджуваної комунікації. Дані навантаження і є основною причиною переміщення підземного газопроводу «Пасічна – Долина», що підтверджується проведеними вимірюваннями траси пролягання (рисунок 5)

Для отримання тривимірної моделі ділянки досліджуваного трубопроводу використане середовище SolidWorks. Таке програмне забезпечення дозволяє досить чітко візуалізувати напружено-деформований стан трубопроводу за кольоровою градієнтною шкалою (рисунок 8).

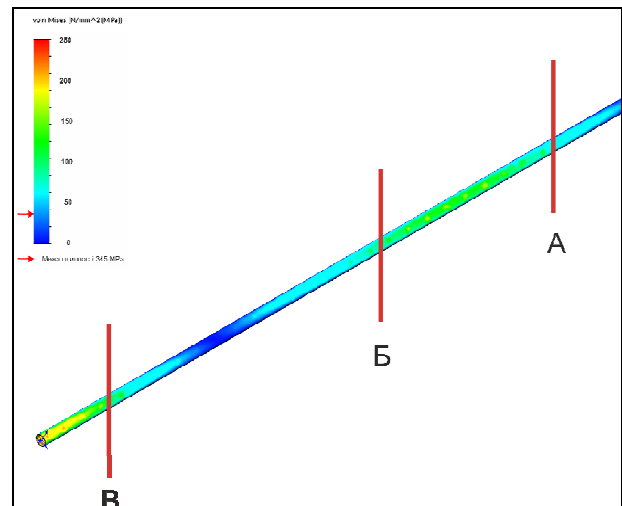


Рисунок 9 – Моделювання розрахованого напружено-деформованого стану ділянки трубопроводу у середовищі SolidWorks

Як видно з рисунку 9, отримані результати максимальних значень напружень спостерігаються в тих місцях, де присутні зміщення трубопроводу (рисунок 5). Це свідчить про наявність значної кореляції результатів, отриманих на основі

запропонованого розрахунку та на основі наявних тензометричних моделей.

Запропонована методика дозволила в процесі дослідження визначити зміну напружено-деформованого стану трубопроводу на основі дійсного просторового положення осі такої комунікації. Достовірність результатів застосовуваної методики підтверджена результатами тензометричних вимірювань напружень в тілі труби.

4. Висновки

1. Експлуатація магістральних трубопроводів у гірській місцевості характеризується підвищеним рівнем активності ґрунтів, що часто призводить до виникнення аварійних ситуацій. Це відбувається насамперед через пошкодження металу труби під дією різного роду навантажень.

2. Розроблена та практично апробована методика визначення зміни напружено-деформованого стану трубопроводу на основі розрахунку величини напружень як функції просторового положення труби дає змогу виявляти ділянки трубопроводу із підвищеним рівнем напружень. Це дозволяє більш точно визначати локальні місця шурфування з подальшим діагностуванням технічного стану ділянки трубопроводу та проведення, при необхідності, відповідних ремонтних заходів.

3. У результаті визначення напружено-деформованого стану ділянки магістрального газопроводу встановлено, що максимальні зміни напружень у тілі труби досягають значень, які не перевищують 41% від розрахункового опору розриву матеріалу труби. Це підтверджує можливість подальшої експлуатації підземної комунікації. Однак, враховуючи наявність постійно діючих геодинамічних процесів в зоні пролягання досліджуваного газопроводу, виникає необхідність моніторингу його технічного стану з використанням сучасних технологій та засобів діагностики.

1. L.Y. Zhovtulia *Safe operation of engineering structures in the oil and gas industry* // A.V. Yavorskyi, M.O. Karpash, L.Y. Zhovtulia, L.Y. Poberezhny, P.O. Maruschak / *Journal of Natural Gas Science and Engineering* October 2017 - Volume 46 – С.289-295 2. 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. 3. 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. 4. 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. 5. 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. 6. Патент 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 чер. 2010 - US 11/854,694. 7. ISO 17123-8:2007 *Optics and optical instruments -- Field procedures for testing geodetic and surveying instruments -- Part 8: GNSS field measurement systems in real-time kinematic (RTK)* 8. Баш В. Я. *Исследование напряжений и деформаций термоэлектрическим методом* / В. Я. Баш. – Київ: Наукова думка, 1984. – 100 с. 9. Золочевский В. А. *экспериментальные в строительстве механике* / В. А. Золочевский. – Москва: Стройиздат, 1983. – 192 с. 10. Клюев В. В. *Неразрушающий контроль и диагностика* / В. В. Клюев. – Москва: Машиностроение, 2003. – 656 с. – (3). 11. Олійник, А. П. *Математичні моделі процесу квазістаціонарного деформування трубопровідних та промислових систем при зміні їх просторової конфігурації [Текст]* / А. П. Олійник // *Наукове видання. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – 320 с.*

Поступила в редакцію 20.09.2017 р.

Рекомендували до друку: докт.техн.наук, проф. Горбійчук М. І., докт. техн. наук, проф. Райтер П. М.