

622.692.4-192:559.4(045)  
Ж-78

Міністерство освіти і науки України

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

**Жовтуля Любомир Ярославович**



УДК 622.692.4:539.4

**УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ДІАГНОСТИКИ ПІДЗЕМНИХ  
НАФТОГАЗОПРОВІДІВ ШЛЯХОМ ОЦІНКИ ЇХ  
НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ**

Спеціальність 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

**Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук**

Івано-Франківськ – 2018

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України.

Науковий керівник: доктор технічних наук, професор

**Карпаш Олег Михайлович**

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, лауреат державної премії в галузі науки і техніки України, заслужений діяч науки і техніки України

Офіційні опоненти: доктор технічних наук,

**Банахевич Юрій Володимирович**

ТОВ «Магістральне будівництво», радник директора з технічних питань,  
м. Київ

кандидат технічних наук,

**Драгілев Андрій Володимирович**

Приватне підприємство «ІНЖИНІРИНГОВІ ТЕХНОЛОГІЇ»,  
директор,  
м. Київ

Захист відбудеться «04» 07 2018 р. о 10<sup>00</sup> год. на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.04 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15

Із рукописом дисертації можна ознайомитись у бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15)

Автореферат розіслано «31» 05 2018 р.

Учений секретар  
спеціалізованої вченої ради





## ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

**Обґрунтування вибору теми дослідження.** Вирішення проблеми безпеки та надійності експлуатації трубопровідних систем є одним з пріоритетних напрямків будь-якої держави. В останні роки проблема забезпечення надійної і довготривалої механічної стійкості протяжних інженерних споруд все частіше розглядається з урахуванням процесів, що відбуваються у земній корі. Згідно зі статистикою аварійності трубопроводів, опублікованою групою європейських компаній European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG), 16% причин виникнення аварій – це геодинамічні процеси (пошкодження магістральних трубопроводів у результаті активності земної поверхні: зсуви, паводки тощо).

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

Аналіз існуючих методів оцінки НДС нафтогазопроводів в умовах геологічного ризику дав змогу оцінити їх переваги та недоліки. Основною завадою стає важкодоступність підземних нафтогазопроводів для контактних методів технічної діагностики.

Вагомий внесок у розвитку теоретичних основ методів і технологій технічної діагностики нафтогазопроводів внесли відомі вчені: Айбіндер А. Б., Березін В. П., Білобрана Б. С., Muhlbauer W.K., Шлапак Л.С., Троїцький В.О., Карпаш О.М., Ориняк І.В., В., Крижанівський Є.І., Грудз В. Я., Осадчук В.А., Банахевич Ю.В., Никифорчин Г. М., Олійник А.П.. У своїх дослідженнях для визначення НДС автори застосовували контактні або ж геофізичні методи діагностики, які потребують значних затрат часу та ресурсів, і, практично, не застосовуються для технічного діагностування значної протяжності трубопроводів.

Проте існують ще невідомі нам технології оцінки НДС підземних ділянок нафтогазопроводів, які б дали можливість обстежувати ділянки трубопровідних систем значної протяжності з поверхні землі і з мінімальними затратами часу та ресурсів. Створення та впровадження таких технологій значно підвищило б безпеку експлуатації трубопровідних систем.

Удосконалення методів технічної діагностики підземних нафтогазопроводів шляхом оцінки їх НДС, зміни якого викликані дією геодинамічного впливу, що дасть змогу передбачити руйнування та вжити відповідні заходи для продовження безпечної його експлуатації, є актуальним на сьогодні науково-прикладним завданням.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами, грантами.** Дисертаційна робота виконувалась за особистою участю автора, як виконавця, на кафедрі енергетичного менеджменту та технічної діагностики Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу відповідно до плану в рамках наступних науково-дослідних робіт:

an 2705



- «Перегляд СОУ 60.3-31570412-027:2007 “ Магістральні нафтопроводи. Нафтоперекачувальні станції, морські термінали. Технічний огляд, експертне обстеження технологічного устаткування і трубопроводів. Методи та методики”» - тема 78/2014 (номер державної реєстрації 0114U006345, СОУ 49.5-31570412-027:2015. Магістральні нафтопроводи. Нафтоперекачувальні станції, морські термінали. Технічний огляд, експертне обстеження технологічного устаткування і трубопроводів. Методи та методики – 2015 – ПАТ «УКРТРАНСНАФТА»).

- «Перегляд РД 39-0147103-358-86 “ Технічний контроль об’єктів лінійної частини магістральних нафтопроводів”» - тема 118/2014 (номер державної реєстрації 0114U006346, СОУ 49.5-31570412-04:2015. Технічний контроль об’єктів лінійної частини. Настанова – 2015 – ПАТ «УКРТРАНСНАФТА»).

- «Розроблення методології оцінювання ризиків для населення та навколишнього середовища робіт, пов’язаних з розробкою покладів нетрадиційного газу» (номер державної реєстрації 0115U002277).

**Метою дослідження** є удосконалення методу технічної діагностики підземної частини магістральних нафтогазопроводів шляхом оцінки НДС за допомогою безконтактного вимірювання просторового переміщення трубопроводу і врахування технічних та експлуатаційних характеристик.

Для досягнення поставленої мети в дисертаційній роботі необхідно вирішити такі завдання:

- проаналізувати сучасний стан і тенденції розвитку методів і технологій оцінки НДС магістральних нафтогазопроводів;

- провести теоретичні дослідження з метою удосконалення способу оцінки зміни НДС підземної ділянки нафтогазопроводів шляхом безконтактного визначення просторового положення та врахування технічних і експлуатаційних характеристик трубопроводу;

- розробити методологію та провести експериментальні випробування технології оцінки НДС підземних магістральних нафтогазопроводів;

- провести промислову апробацію розробленої технології оцінки НДС лінійної частини магістрального газопроводу.

**Об’єктом досліджень** є зміна напружено-деформованого стану підземних нафтогазопроводів.

**Предметом дослідження** є методи і засоби визначення зміни напружено-деформованого стану лінійної частини нафтогазопроводів.

#### **Положення, що захищаються:**

1. Методологія оцінки НДС підземної ділянки лінійної частини нафтогазопроводу значної протяжності (від 300 м до 1000 м) з урахуванням дійсних значень механічних властивостей металу труб, глибини залягання, робочого тиску та переміщення певної множини точок осі трубопроводу відносно початкового положення (проектного чи зафіксованого в процесі експлуатації), що визначаються безконтактно.



**Методи дослідження.** Для вирішення поставлених завдань і досягнення мети в дисертації використано методи неруйнівного контролю, пошуку підземних комунікацій, просторового позиювання, математичного моделювання, оцінки точності і відкидання аномальних значень. Для визначення результатів контролю застосовувались сучасні методи опрацювання інформації, автоматизації та алгоритми програмування.

**Наукова новизна одержаних результатів** Наукова новизна результатів дисертаційної роботи визначається такими положеннями:

1. Вперше розроблено методологію оцінки напружено-деформованого стану підземної лінійної частини трубопроводів значної протяжності (від 300м до 1000м) шляхом математичного моделювання, що гуртується на безконтактному визначенні переміщення множини точок твірних труби відносно початкового положення (проектного чи зафіксованого в процесі експлуатації), та вихідних даних про трубопровід, таких як марка сталі труб, глибина залягання, робочий тиск і термін експлуатації.

2. Удосконалено метод оцінки зміни НДС у металі підземного трубопроводу шляхом застосування математичного моделювання процесу деформації труби, що дає можливість оцінювати напруження труб без шурфування, враховуючи реальні умови експлуатації і технічні характеристики трубопроводу.

3. Знайшов подальший розвиток спосіб виявлення аномальних напружень для оцінки та моніторингу геодинамічних процесів, що створюють навантаження на певну ділянку підземного трубопроводу.

**Практичне значення одержаних результатів.** Використання розробленої методики оцінки НДС підземних ділянок нафтогазопроводів дає можливість виявляти зони підвищеного експлуатаційного ризику на значній протяжності підземної частини трубопроводних систем за мінімальних затрат часу і ресурсів на технічне діагностування, яке варто проводити тільки у виявлених зонах.

Результати досліджень, викладених у дисертаційній роботі, можуть бути використані: на підприємствах, що обслуговують нафтогазотранспортні системи, з метою підвищення безпеки експлуатації лінійної частини магістральних нафтогазопроводів; у навчальному процесі під час вивчення дисциплін «Технічна діагностика бурового та нафтогазопромислового обладнання», «Технічне обслуговування трубопроводів та сховищ» і «Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів». Результати дослідження використовувались у розробленні СОУ 49.5-31570412-04:2015. «Технічний контроль об'єктів лінійної частини. Настанова» та СОУ 49.5-31570412-027:2015. «Магістральні нафтопроводи. Нафтоперекачувальні станції, морські термінали. Технічний огляд, експертне обстеження технологічного устаткування і трубопроводів. Методи та методики» ПАТ «УКРТРАНСНАФТА».

**Особистий внесок здобувача.** Основні положення та результати дисертаційної роботи одержані автором самостійно. Зокрема, в опублікованих у співавторстві роботах здобувачем:

- запропоновано новий підхід до оцінки НДС ділянки підземного

трубопроводу за даними безконтактного позиціонування з поверхні землі [3, 9, 10, 14];

- удосконалено математичну модель процесу деформування магістральних нафтогазопроводів для підземних ділянок [5, 9];

- запропоновано методику визначення наявності ризиків експлуатації підземних трубопроводів з урахуванням впливу експлуатаційних чинників навколишнього середовища (грунту) [2, 4, 11, 14];

- розроблено методику проведення промислових досліджень НДС підземних ділянок нафтогазопроводів [8, 16, 17];

- проведено комплекс промислових досліджень на діючому магістральному газопроводі із застосуванням розробленої технології оцінки НДС трубопроводу та геофізичних досліджень з вимірювання ШЕМПЗ для виявлення механічних напружень гірської породи, що спричиняє деформацію труби [6, 7, 11, 13].

**Апробація результатів роботи.** Основні положення і результати дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на міжнародних конференціях, зокрема: XIV Міжнародна науково-технічна конференція «Приладобудування: стан і перспективи» (22-23 квітня 2015р.); IV Міжнародна науково-технічна конференція "Нафтогазова енергетика 2015" (21-24 квітня 2015р.); IV Міжнародна науково-технічна конференція «Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування» (21 - 25 вересня 2015р.); XX Міжнародна конференція Transport Means 5-7 жовтня 2016 року, Юодкранте, Литва; VI Міжнародній науково-технічній конференції "Нафтогазова енергетика 2017" до 50-річчя Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу; Неруйнівний контроль в контексті асоційованого членства України в Європейському союзі 24-27 жовтня 2017 року, Люблін, Польща.

**Публікації результатів досліджень.** За темою дисертаційної роботи опубліковано 17 друкованих праць, із них 3 – статті у фахових наукових виданнях, затверджених МОН України; 4 – закордонні публікації, із них 1 в Scopus та 1 одноосібна; 1 – публікація в закордонному електронному науковому фаховому виданні; ; 8 матеріалів міжнародних конференцій (зокрема 2 у зарубіжних); 1 - патент на корисну модель.

**Обсяг і структура дисертації.** Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел і додатків. Дисертація викладена на 114 сторінках. Окрім того робота проілюстрована 41 рисунком, включає 5 таблиць, список використаних джерел зі 100 найменувань і 4 додатки.

## ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі обґрунтовано актуальність теми дисертації, наведено загальну характеристику роботи, сформульовано її мету й основні завдання досліджень. Викладено наукову новизну та практичне значення одержаних результатів досліджень.

У першому розділі розглянуто особливості експлуатації магістральних нафтогазопроводів у складних умовах. Проведено аналіз сучасного стану та тенденцій розвитку методів і технологій оцінки напружено деформованого стану підземних нафтогазопроводів. Визначено важливі групи чинників впливу на

цілісність трубопроводів, при цьому зазначено, що одним із найнебезпечніших ризиків для магістральних нафтогазопроводів є геологічні ризики, оскільки, значна частина магістральних трубопроводів України пролягають у гірській місцевості. Вдвозь гірських структур спостерігається чітке посилення таких геодинамічних процесів як ерозія та денудація, а в окремих випадках, суфозні просідання і гравітаційні явища – зсуви. На перетині ерозійних форм рельєфу нафтогазопроводами утворюються вигини (згини), зокрема у вертикальній площині на коротких відстанях. Із підсиленням геодинамічних напружень і зовнішніх впливів на таких ділянках можуть локально зростати навантаження, стимулюючи порушення герметичності і цілісності трубопроводу.

Актуальним завданням є створення технології оцінки напружено-деформованого стану підземних ділянок нафтогазопроводів, яка дала б можливість обстежувати значні ділянки трубопровідних систем із поверхні землі і з мінімальними затратами часу та ресурсів як частини системи для запобігання аварій трубопроводів, прокладених у складних інженерно-геологічних умовах. Необхідно встановити вплив зміни геометрії і параметрів експлуатації на міцність і стійкість трубопроводу, а також визначити потенційно небезпечні ділянки.

На основі проведеного аналізу сформульовано основні завдання, які необхідно вирішити в ході виконання дисертаційної роботи.

У другому розділі проведено теоретичні дослідження щодо удосконалення методів математичного моделювання процесу деформування підземних ділянок магістральних трубопроводів за даними про зміну просторової конфігурації їх осі, параметрів матеріалу труби та умов експлуатації. Якраз такі деформації утворюються внаслідок геодинамічних процесів гірських порід.

Вирішуючи поставлене завдання за основу використано підхід, запропонований в роботах Олійника А.П. для надземних ділянок трубопроводів. У даному випадку з використанням експериментальних методів визначається геометрична конфігурація осі трубопроводу з деякою точністю в контрольний момент часу.

Особливості підземних ділянок і процесу їх деформування враховано наступним чином:

1. У ході виконання дисертаційної роботи проведено моделювання зміни напружено-деформованого стану магістральних трубопроводів з особливостями підземних ділянок. За даними експериментальних досліджень просторової конфігурації підземної ділянки встановлено закон зміни радіус-вектора ділянки, який записано формулою:

$$\begin{aligned} \vec{r}(s, \varphi, r, t) = & \vec{r}_i(s, \varphi, r, t) - R\vec{n}_i + \\ & + \rho(s, \varphi, r, t) \cos \omega(s, \varphi, r, t) \vec{b}_i + \\ & + \rho(s, \varphi, r, t) \sin \omega(s, \varphi, r, t) \vec{n}_i + \\ & + \Psi(s, \varphi, r, t) \vec{e}_i \end{aligned} \quad (1)$$

де  $\vec{r}_i; \vec{n}_i; \vec{b}_i; \vec{e}_i$  радіус-вектор точки на осі труби, нормаль, бінормаль і дотична до неї,  $\rho(s, \varphi, r, t); \omega(s, \varphi, r, t); \Psi(s, \varphi, r, t)$  – функції, що характеризують зміни конфігурації ділянки у радіальному, полярному та повздовжньому напрямках,  $R$  – радіус трубопроводу. При цьому робляться наступні допущення про вид деформації геометрії:



$$\begin{cases} \rho(s, \varphi, r, t) = r + U(r) + U_1(r, \varphi) \\ \omega(s, \varphi, r, t) = \varphi_1 \\ \psi(s, \varphi, r, t) = \Delta S, \quad (\psi = 0) \end{cases}, \quad (2)$$

де  $U(r)$  - переміщення, зумовлені дією внутрішнього тиску та силовою дією ґрунту, в якому знаходиться труба.

$$U = Ar + \frac{B}{r}. \quad (3)$$

$$A = \frac{R_2^2 P_2 - R_1^2 P_1}{2(\lambda + \mu)(R_1^2 R_2^2)}; \quad B = \frac{(P_2 - P_1)R_2^2 R_1^2}{2\mu(R_1^2 - R_2^2)}; \quad (4)$$

де  $P_2$  - внутрішній тиск у трубі;  $P_1$  - зовнішній тиск трубопроводу з боку діючого ґрунту. У задачах для надземних ділянок здебільшого вважається, що  $P_1 = 0$ .  $\mu$  і  $\lambda$  - параметри Ламе матеріалу, що враховують тип (марку) сталі і пов'язані з модулем Юнга та коефіцієнтом Пуасона за залежностями:

$$\lambda = \frac{\sigma E}{(1 - 2\sigma)(1 + \sigma)}; \quad \mu = \frac{E}{2(1 + \sigma)}. \quad (5)$$

$U(r, \varphi)$  - експериментально виражений закон зміни товщини стінки труби внаслідок корозійних дій. Якщо така інформація відсутня, то приймається:

$$U(r, \varphi) = 0. \quad (6)$$

2. Урахування терміну експлуатації матеріалу здійснюється наступним чином: за результатами експериментальних досліджень (із використанням методів руйнівного контролю) або теоретичними розрахунками визначається, в якій мірі для матеріалу труби може змінюватись величина параметрів  $E$  та  $\sigma$ , і за відомим виразом для закону Гука :

$$\sigma^{\#} = \lambda I_1(\xi) q^{\#} + 2\mu \xi^{\#}. \quad (7)$$

Досліджується, яким чином на значення компонент тензора напружень впливають зміни в процесі експлуатації параметрів  $\mu$  і  $\lambda$ . При цьому величини  $q^{\#}; I_1(\xi); \xi^{\#}$  обчислюються за законом, виписаним для початкового та контрольованого моментів часу.

3. Оскільки в реалізації підходу для підземних ділянок відсутня можливість візуального контролю просторового положення, перед застосуванням відповідних апроксимаційних або інтерполяційних процедур використовується метод Хімельблау для виявлення очевидних промахів під час оцінки переміщень точок ділянки методом позиціонування, який полягає в наступному:

- для значень переміщень по кожній із координат  $U_1, \dots, U_n$  знаходиться величина

$$\Delta_{\max} = |U_{\max} - \bar{U}|, \quad (8)$$

де  $U_{\max}$  - значення, що максимально за модулем відрізняється від середнього значення  $\bar{U}$ ;

- перевіряється виконання умови:

$$|\Delta_{\max}| > CS_x \quad (9)$$

де  $S_x$  - середньоквадратичне відхилення за вибіркою  $U_1, \dots, U_n$ , з якої вилучається значення, підозріле на аномальність:

$$S_x = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{k=1}^n U_k - \bar{U}}^2, \quad (10)$$

- константа  $C$  виражається з рівняння:

$$\left[ \frac{NC^2(f + f_0 - 1)}{f(f + f_0 - \frac{NC^2}{f})} \right]^{0,5} = (t_{q=0,05}^t)^{f_0+f}, \quad (11)$$

де  $N$  - кількість значень, що залишилися після відкидання аномального;  $N = n - 1$ ;  $f$  - число ступенів свободи;  $f = N - 1$ ;  $f_0$  - число додаткових ступенів свободи, здебільшого, для підземних ділянок  $f_0 = 0$ ,  $q$  - рівень значимості;  $t_q^t$  - критерій Стюдента.

Аномальне значення  $U_{\max}$  відкидається, якщо виконується умова (9).



Рис. 1 Процедура одержання значень зміни НДС трубопроводу

На рисунку 1 зображено процедуру одержання значень зміни НДС трубопроводу, що проводиться в наступній послідовності:

1. Безконтактне визначення планового положення та глибини залягання газопроводу за допомогою вже описаного трасошукача.
2. За одержаними точками на поверхні землі визначаються їх просторові координати з допомогою високоточних GPS-приймачів.
3. Одержані дані записуються в електронному вигляді та передаються для опрацювання даних.

Розроблена технологія вимагає точного визначення координат осі трубопроводу. Значною перешкодою стає шар ґрунту над трубопроводом. Шурфуванням, із застосуванням геодезичних методів позиціонування, можна одержати дані про положення осі трубопроводу з максимальною точністю, але при цьому затрачаються значний час і ресурси. Нині існують технології, що дають можливість із субсантиметровою точністю визначити просторове положення трубопроводу з поверхні землі. На практиці реалізація таких технологій здійснюється за допомогою електромагнітних трасошукачів, обладнаних багатоеlementними системами пошукових магнітних антен. Для наступних досліджень було обрано трасошукач SeekTech SR-60, основною перевагою якого є наявність восьми спеціальних сферичних пошукових антен, що реалізують можливість максимально точно знайти необхідний об'єкт.

Наступним кроком досліджень є прив'язка визначених точок осі трубопроводу до просторових координат за допомогою високоточних GPS-приймачів (у нашому

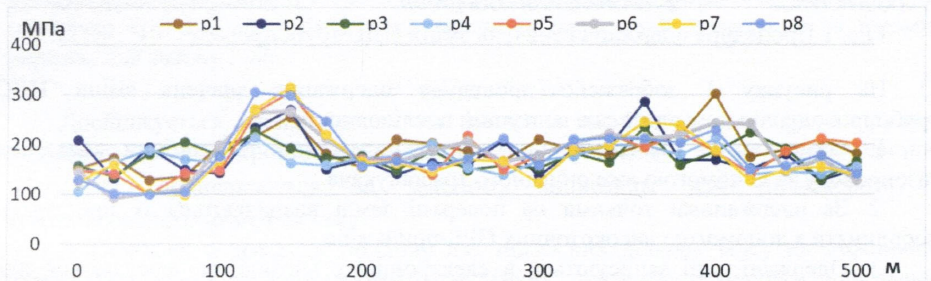
випадку Leika GS08plus). Такі GPS-приймачі здатні визначати планове положення точки із точністю до 5 мм і висотне положення із точністю до 10 мм та відповідають вимогам стандарту ISO 17123-8.

У спеціалізованому програмному забезпеченні (AutoCAD) опрацьовуються просторові дані та виводяться значення зміни просторового положення осі трубопроводу, а обрахунок НДС здійснюється програмним модулем за вже описаним вище підходом.

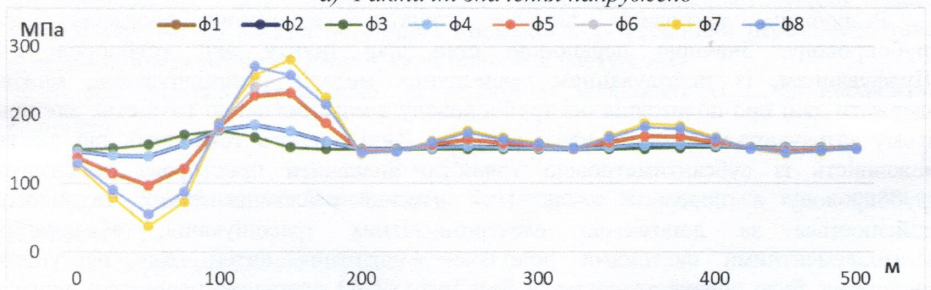
**Третій розділ** присвячено експериментальним дослідженням розробленого методу, а саме експериментальне випробування математичної моделі та, безпосередньо, промислова апробація технології.

Для випробувань математичної моделі було використано дані науково-дослідної роботи (НДР), дослідження якої проводились на надземному переході газопроводу «СОЮЗ» на переході р. Айдар (1239 км.). У звіті НДР наявні дані фактичних напружень і значення переміщення трубопроводу відносно планового положення, яких цілком достатньо для проведення розрахунків.

Як результат, на рисунку 2 відображено графіки зміни НДС чотирьох твірних вздовж осі трубопроводу. Порівнюючи фактичні напруження трубопроводу та розраховані значення зміни напружень, спостерігається певна залежність, з огляду на яку можна зробити висновок, що математична модель видає цілком імовірні результати, які дають можливість виділити ділянки трубопроводу, переміщення якого створюють аномальні напруження.



а) Фактичні значення напружень



б) Розраховані значення напружень

Рис. 2 Графіки фактичних напружень і розрахованих значень зміни напружень вздовж газопроводу «СОЮЗ» (на переході р. Айдар, 1239 км.)



Для проведення промислових досліджень розроблено методологію, що полягає в послідовності таких операцій:

- вибір досліджуваної ділянки;
- збір та аналіз наявних даних;
- вибір засобів для визначення просторового положення;
- проведення польових досліджень;
- опрацювання просторових даних;
- розрахунок напружень;
- аналіз результатів дослідження.

Для проведення промислових досліджень було обрано лінійну ділянку магістрального газопроводу «Пасічна-Долина» Ду 500 на 5,1 км, де 2010 року відбувся зсув ґрунту, що створив силовий тиск на трубопровід, і внаслідок чого виник розрив трубопроводу. Ділянка трубопроводу, зображеного на рисунку 3, була замінена з подальшим постійним веденням моніторингу розвитку зсувних процесів, про розвиток яких свідчать проведені дослідження.



Рис. 3 Досліджувана ділянка газопроводу «Пасічна-Долина» Ду 500 на 5,1 км із підвищеним геодинамічним ризиком

Індикатором такого геодинамічного ризику в поєднанні з іншими ознаками є значна локальна зміна НДС трубопроводу. Для моніторингу лінійної ділянки магістрального газопроводу 2010 року було встановлено тензOMETричний пост. Групу тензOMETричних давачів розміщено в точках ТП1, ТП2, ТП3 (рис. 3). За допомогою даного поста можна постійно відслідковувати зміну НДС трубопроводу, що може бути викликаний розвитком зсувних процесів.

Проте, встановлення таких тензометричних постів є дороговартісною операцією і вимагає розкопування (шурфування) ділянки трубопроводу для монтажу тензометричних давачів. А це унеможливує проведення моніторингу НДС всієї лінійної частини газопроводу, який перебуває в зоні зі значним геодинамічним ризиком.

Відповідно, в процесі безпечної експлуатації магістрального газопроводу необхідно мати інструменти для експрес-діагностування підземної лінійної частини магістральних трубопроводів на предмет виявлення аномальних напружень. Результатом такого діагностування є виявлення локальних місць із найвищим рівнем геодинамічного ризику, де, з метою попередження розвитку аварійних процесів у подальшому, необхідно буде встановлювати пости для моніторингу параметрів як самого трубопроводу, так і оточуючого середовища.

За початкове положення трубопроводу прийнято дані геодезичного обстеження проведених ПАТ «Прикарпаттрансгаз» (рис. 4) у вигляді топографічного плану із нанесеною трасою трубопроводу та відомістю координат осі трубопроводу. Геодезична зйомка проводилась після ремонтних робіт внаслідок зсуву ґрунту 2010 року.

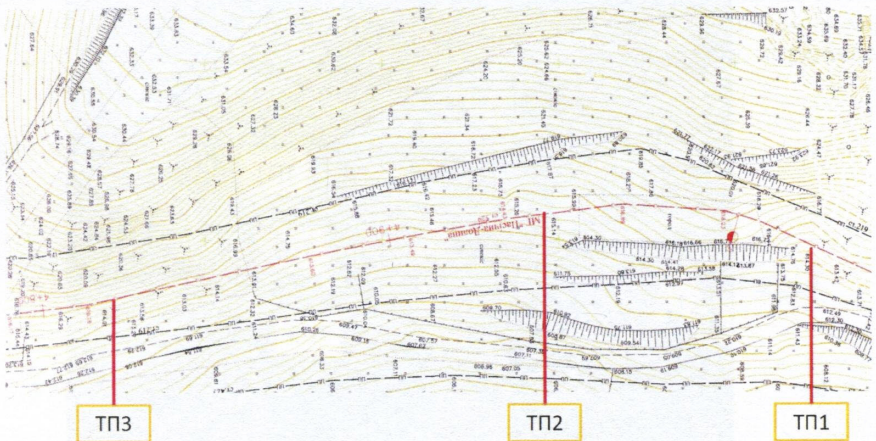


Рис. 4 Фрагмент топографічної карти геодезичної зйомки положення магістрального газопроводу «Пасічна-Долина» Ду 500 на 5,1 км.

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







На рисунку 6 зображено графік розрахованих значень зміни напружень металу труб трубопроводу в рівномірно розподілених з інтервалом 20м точках твірних. Ці точки визначають поперечні перерізи досліджуваної ділянки труби, в яких було розраховано значення зміни напружень у 16-ти рівномірно розподілених по колу точках перерізу (рис.7). На графіку (рис. 6) бачимо, що аномальні зміни напружень зафіксовано на ділянці «400 - 600 м» трубопроводу, що додатково підтверджується результатами вимірювань тензOMETричними постами ТПЗ, ТП2 і ТП1.

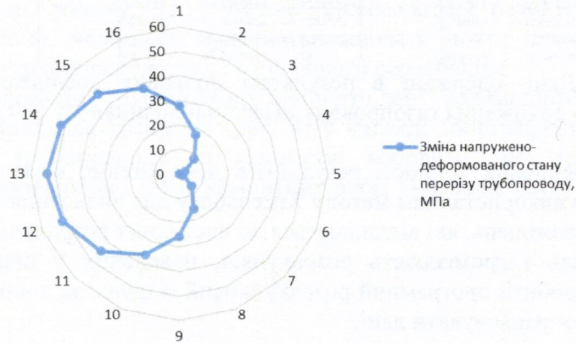


Рис. 7 Розподіл напружень в поперечному сеченні труби газопроводу «Пасічна-Долина» Ду 500 на відмітці 500 м.

Розподіл напружень за результатами розрахунків напружено-деформованого стану перерізу труби на відмітці 500м зображено на рисунку 7, де можна побачити зміну напружено-деформованого стану трубопроводу з 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 координат траси пролягання (рис. 5).

Для одержання тривимірної моделі ділянки досліджуваного трубопроводу використано середовище SolidWorks. Таке програмне забезпечення дає можливість досить чітко візуалізувати напружено-деформований стан трубопроводу за кольоровою градієнтною шкалою (рис.8), що допомагає більш точно характеризувати природу пошкоджень.

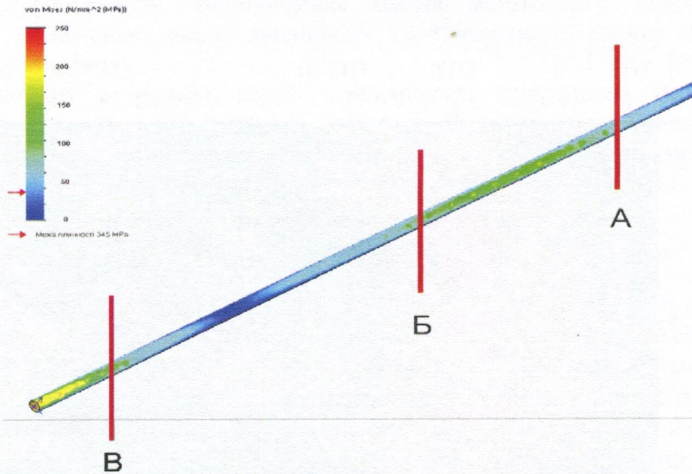


Рис. 8 Моделювання розрахованого напружено-деформованого стану ділянки газопроводу «Пасічна-Долина» Ду 500 у середовищі SolidWorks.

Запропонована методика дає можливість виділяти найбільш небезпечні з точки зору зміни напруженого стану сектора досліджуваної ділянки. Критерієм допустимості напружень може виступати значення межі пружності або межі плинності, коли наведені значення є різними для різних типів трубопровідних сталей і визначаються з довідникової літератури. Варто 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 зумовлена вимірами переміщення, параметрів трубопроводу та умов експлуатації. Достовірність результатів даної методики підтверджена результатами тензометричних вимірювань напружень у тілі труби.

У **четвертому розділі** проведено комплексне дослідження геодинамічного впливу як основного чинника зміни напружено-деформованого стану підземних нафтогазопроводів. Дослідження проводились у зоні протяжності трубопроводу з охопленням ділянки, на якій виявлено аномальні зміни НДС.

Основним завданням проведення геофізичних досліджень є підтвердження результатів оцінки НДС ділянки трубопроводу. Для цього необхідно визначити параметри механічних напружень гірських порід у зоні пролягання трубопроводу.

Для оцінки напружень у гірському масиві обрано метод реєстрації природного імпульсного електромагнітного поля Землі (ПЕМПЗ). Польові дослідження методом ПЕМПЗ проводились за допомогою вимірювального комплексу „Радіохвильовий індикатор напружено-деформованого стану порід РХІНДС”. Опрацьовані результати вимірювань сформовано у вигляді карти (рис. 9) інтенсивності природного імпульсного електромагнітного поля Землі, з якої видно певну зону із найбільшою інтенсивністю, в якій пролягає трубопровід, що вказує на концентрацію механічних напружень в даній зоні і є передвісником зсувних процесів.



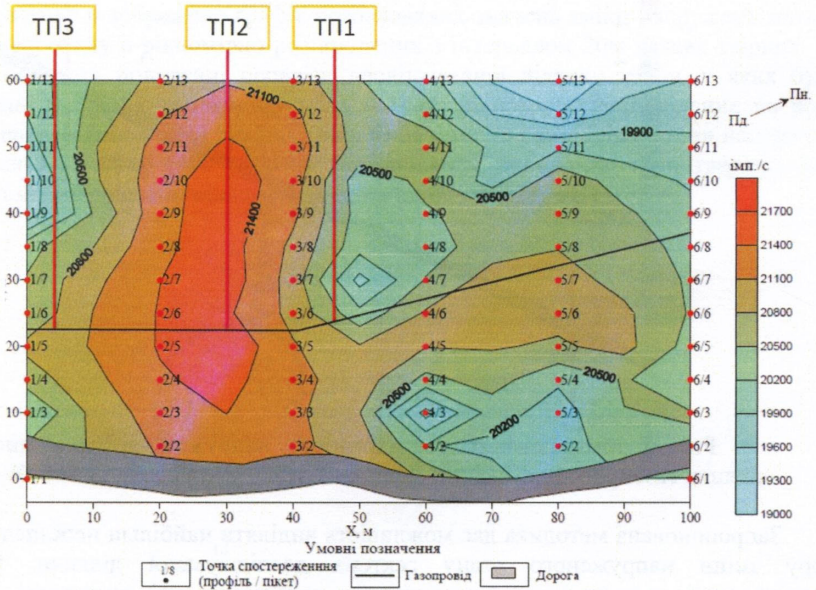


Рис. 9 Карта інтенсивності природного імпульсного електромагнітного поля Землі (горизонтальна складова, напрям антени впоперек схилу). Масштаб 1:500

Отже, результатом дослідження є встановлення для підземної частини магістрального газопроводу місць із найвищим рівнем геодинамічного ризику, де в подальшому необхідно встановлювати пости контролю для моніторингу параметрів як самого трубопроводу, так і оточуючого середовища з метою попередження розвитку аварійних процесів.

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

На основі наведених загальноприйнятих рішень розроблено систему керування ризиками безпечної експлуатації трубопроводів за наявності геодинамічних впливів. Дана система керування ризиками розбита на 3 етапи:

Етап №1. Накопичення даних і спостереження за станом трубопроводу і оточуючого гірського масиву.

Етап №2. Аналіз і прогнозування геодинамічного ризику. Формування карти геодинамічного ризику.

Етап №3. Встановлення зон найвищого геодинамічного ризику. Проведення комплексу інженерних заходів для зменшення геодинамічного ризику в зоні

протяжності трубопроводу. Встановлення постів моніторингу геодинамічної небезпеки у визначених зонах найвищого геодинамічного ризику по трасі пролягання трубопроводу.

Відповідно до одержаної карти інтенсивності природного імпульсного електромагнітного поля Землі (рис. 14) найбільша інтенсивність зареєстрована в зоні розміщення тензометричного поста, що вказує на концентрацію механічних напружень у цій зоні і є передвісником зсувних процесів.

## ВИСНОВКИ

На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень вирішено актуальне науково-прикладне завдання, а саме удосконалено метод оцінки напружено-деформованого стану підземної частини трубопровідних систем шляхом розроблення й промислової апробації нової методології. Інформативні параметри для такої оцінки визначаються безконтактно та враховують експлуатаційні і технічні характеристики трубопроводу, такі як марка сталі труб, глибина залягання, робочий тиск і термін експлуатації

Для одержання результату проведено:

1. Аналіз сучасного стану і тенденції розвитку методів і технологій оцінки напружено-деформованого стану нафтогазопроводів, який показав, що проблема оцінки напружено-деформованого стану підземної ділянки магістральних нафтогазопроводів немає ефективного та однозначного вирішення, що значною мірою знижує рівень безпеки експлуатації лінійної частини магістральних нафтогазопроводів.

2. У результаті проведених теоретичних досліджень було удосконалено математичну модель зміни напружено-деформованого стану значної протяжності магістральних нафтогазопроводів і розроблено спосіб оцінки НДС, що дає можливість із мінімальною кількістю вхідних даних визначити ділянки трубопроводу з підвищеним рівнем механічних напружень від деформацій різного роду і характеру – розтяг, стиск, зсув.

3. Розроблено методологію проведення та виконано експериментальні дослідження, в результаті яких підтверджено можливість застосування безконтактних методів для визначення осі пролягання підземного трубопроводу та його просторового позиціонування, що дають можливість, із високою точністю і мінімальними затратами часу та ресурсів, одержати необхідні дані про її переміщення.

4. Розроблено нову методологію (проект СОУ) оцінки НДС підземної ділянки нафтогазопроводів значної протяжності за даними про переміщення певної множини точок тіла труби, фактичних значень механічних властивостей металу труби та умов експлуатації трубопроводу. Для підтвердження результатів досліджень дисертаційної роботи проведено промислову апробацію методології в умовах діючого магістрального газопроводу, в результаті чого виявлено аномальні

зміни напружень певної ділянки трубопроводу, і надалі здійснюється моніторинг геологічної активності.

## СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Л. Я. Жовтуля, О. М. Карпаш. Аналіз підходів до виявлення та запобігання ризикам виникнення аварій при експлуатації магістральних трубопроводів / Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, ІФНТУНГ. Івано-Франківськ. 2015. №2(5). – С. 28–36.
2. Yavorskyi A.V., Karpash M.O., Zhovtulia L.Y., Kryviyuk I.V Risk management of safe operation of engineering structures in the oil and gas sector (управління ризиками безпечної експлуатації інженерних споруд у нафтогазовому комплексі / Міжнародний журнал "Scientific Proceedings". Созополь. 2015. - С. 34-39.
3. Жовтуля Л.Я. Геопросторове прогнозне моделювання в процесі оцінки ризиків експлуатації магістральних трубопроводів / Международный научный журнал Acta Universitatis Pontica Euxinus. Специальный выпуск. Варна. 2015. - С. 399-403.
4. Жовтуля Л.Я., Ващишак С.П., Цих В.С., Побережний Л.Я., Яворський А.В. Методика определения наличия рисков эксплуатации подземных трубопроводов с учетом влияния параметров окружающего грунта / Научни известия на НТСМ. Міжнародний журнал "Scientific Proceedings". Созополь. 2016. №1(187). - С. 329-332.
5. Жовтуля Л.Я. Олійник А.П. Яворський А.В. Карпаш М.О. Розроблення методики оцінки напружено-деформованого стану лінійних ділянок магістральних трубопроводів / Методи та прилади контролю якості. Івано-Франківськ. 2017. №38. – С. 57-63.
6. A.V.Yavorskyi M.O.Karpash L.Y.Zhovtulia L.Ya.Poberezhny P.O.Maruschak Safe operation of engineering structures in the oil and gas industry / Journal of Natural Gas Science and Engineering (Scopus). 2017. № 46. – С. 289-295.
7. Zhovtulia L.Y., Oliinyk A.P., Yavorskyi A.V., Karpash M.O., Vashchysyak I.R. Development of Methodology for Main Pipelines Linear Section Stress-Strain State Changes Assessment / International Journal of Industrial and Manufacturing Systems Engineering – Режим доступу: <http://www.sciencepublishinggroup.com/journal/paperinfo?journalid=210&doi=10.11648/j.ijimse.20170206.11>. 2017. - С. 66-71.
8. Жовтуля Л.Я., Олійник А.П., Яворський А.В., Карпаш О.М., Цих В.С., Побережний Л.Я. Визначення зміни напружено деформованого стану ділянки підземного трубопроводу за даними безконтактного позиціонування з поверхні землі / Методи та прилади контролю якості. Івано-Франківськ. 2017. №39. - С. 14-22.
9. Спосіб оцінки напружено-деформованого стану магістральних нафтогазопроводів: пат. 124268 України: МПК (2018.01) G01L 1/26, G09B 23/00 №U5268130418; заявл. 27.11.17; опубл. 26.03.18, Бюл. №6.
10. Попович О.В., Жовтуля Л.Я., Карпаш О.М. Застосування засобів гістехнологій для оцінки ризиків трубопровідних мереж: матеріали XIV Міжнародної науково-технічної конференція «Приладобудування: стан і перспективи» (22-23 квітня 2015р.). Київ. 2015. – С. 191-192 .
11. Жовтуля Л.Я., Карпаш М.О., Тацакович Н.Л. Принципи оцінювання та прогнозування ризиків, пов'язаних з розробкою покладів нетрадиційного



природного газу: матеріали IV Міжнародної науково-технічної конференції "Нафтогазова енергетика 2015" (21-24 квітня 2015р.), ІФНТУНГ. Івано-Франківськ. 2015. – С. 279-283.

12. Жовтуля Л.Я., Карпаш О.М., Вашишак С.П. Стан та перспективи технологій оцінювання ризиків експлуатації магістральних трубопроводів: матеріали IV Міжнародної науково-технічної конференції «Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування» (21 - 25 вересня 2015р.), ТНТУ ім. І.Пулюя. Тернопіль. 2015. – С. 179-181.

13. Попович О.В., Жовтуля Л.Я. Новий підхід до технічного діагностування вертикальних сталених циліндричних резервуарів: матеріали XV Міжнародної науково-технічної конференції «Приладобудування: стан і перспективи». Київ. 2016. – С. 163-164.

14. Жовтуля Л.Я. Олійник А.П. Яворський А.В. Карпаш М.О. Дослідження зміни неперервно деформованого стану підземних ділянок трубопроводів за даними про переміщення певної множини точок: IV Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2017» (15-19 травня 2017 року). Івано-Франківськ. 2017. – С. 216-217 .

15. Yavorskyi A.V., Karpash M.O., Zhovtulia L.Y., Poberezhny L.Ya, Maruschak P.O. Risk management of a safe operation of engineering structures in oil and gas sector: materials International Conference "Transport Means". Juodkrante, Lithuania. 2016. – С. 370-373.

16. Жовтуля Л.Я., Карпаш О.М., Яворський А.В., Олійник А.П. Визначення зміни напружено деформованого стану ділянки підземного трубопроводу за даними безконтактного позиціонування з поверхні землі: матеріали міжнародної конференції «Неруйнівний контроль в контексті асоційованого членства України в європейському союзі» (24-27 жовтня 2017 року). Люблін, Польща. 2017. – С. 30-34.

17. Жовтуля Л.Я., Яворський А.В., Олійник А.П., Литвинюк Б.М. Дослідження зміни напружено-деформованого стану ділянки підземного трубопроводу безконтактним методом: матеріали VII міжнародної науково-технічної конференції пам'яті професора Ігоря Кісіля «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання» (14-16 листопада 2017 року). м. Івано-Франківськ, 2017. – С. 126-128.

## АНОТАЦІЯ

**Жовтуля Л.Я. Удосконалення методу діагностики підземних нафтогазопроводів шляхом оцінки їх напружено-деформованого стану. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.**

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища, – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ.

Дисертаційна робота спрямована на удосконалення методу технічного діагностування підземних нафтогазопроводів значної протяжності шляхом оцінки напружено-деформованого стану підземної частини магістральних нафтогазопроводів за допомогою безконтактного вимірювання переміщення його осі, параметрів трубопроводу та умов експлуатації.

Розроблено методологію оцінки напружено-деформованого стану підземних ділянок магістральних нафтогазопроводів, що передбачає математичне моделювання процесу деформування трубопроводів за даними про зміну їх просторової конфігурації, та відрізняється тим, що рівень напружень визначається шляхом розрахунку на основі математичної моделі з урахуванням параметрів трубопроводу та умов експлуатації, а основний параметр, переміщення осі підземного трубопроводу відносно планового положення, вимірюються безконтактно.

Розроблено методологію проведення експериментальних досліджень, за результатами яких підтверджено можливість застосування безконтактних методів для визначення осі пролягання підземного трубопроводу та його просторового позиціонування, що дає можливість із високою точністю та мінімальними затратами часу та ресурсів одержати необхідні дані про її переміщення.

Розроблено та апробовано в промислових умовах на діючому магістральному газопроводі методологію оцінки напружено-деформованого стану підземної ділянки газопроводу за даним про переміщення певної множини точок.

**Ключові слова:** трубопровідні системи, магістральні нафтогазопроводи, геодинамічні ризики, зсув, напруження, напружено-деформований стан, переміщення множини точок, деформація, технічна діагностика.

## АННОТАЦИЯ

**Жовтуля Л.Я. Совершенствование методов диагностики подземных нефтегазопроводов путем оценки их напряженно-деформированного состояния бесконтактным методом. – Квалификационный научный труд на правах рукописи.**

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.15.13 - трубопроводный транспорт, нафтогазосховища, - Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ.

Диссертационная работа направлена на совершенствование метода технического диагностирования подземных нефтегазопроводов значительной протяженности путем оценки напряженно-деформированного состояния подземной

части магистральных нефтегазопроводов с помощью бесконтактного измерения перемещения его оси, параметров трубопровода и условий эксплуатации.

Разработана методология оценки напряженно-деформированного состояния подземных участков магистральных нефтегазопроводов, предусматривающий математическое моделирование процесса деформирования трубопроводов по данным об изменении их пространственной конфигурации, и отличается тем, что уровень напряжений определяется путем расчета на основе математической модели с учетом параметров трубопровода и условий эксплуатации, а основной параметр, перемещения оси подземного трубопровода относительно планового положения, измеряются бесконтактно.

Разработана методология проведения экспериментальных исследований, по результатам которых подтверждена возможность применения бесконтактных методов для определения оси залегания подземного трубопровода и его пространственного позиционирования, что позволяет с высокой точностью и минимальными затратами времени и ресурсов получить необходимые данные о ее перемещения.

Разработана и апробирована в промышленных условиях на действующем магистральном газопроводе методологию оценки напряженно-деформированного состояния подземного участка газопровода по данному о перемещении определенное множества точек.

**Ключевые слова:** трубопроводные системы, нефтегазопроводы, геодинамические риски, оползень, напряжение, напряженно-деформированное состояние, перемещение множества точек, деформация, техническая диагностика.

## ABSTRACTS

**Zhovtulia L.Y. Improvement of diagnostic methods of underground oil and gas pipelines by means of evaluation of their stress-strain state by contactless method. - Qualifying scientific work on the rights of manuscripts.**

Thesis for the technical sciences candidate academic degree by specialty 05.15.13 - pipeline transport, oil and gas storage, - Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2017.

The dissertation work is aimed at improving methods for assessing the stress-strain state of the main oil and gas pipelines underground part by means of contactless measurement displacement its axis.

The method for determining the stress-strain state of underground sections of main oil and gas pipelines was developed, involving mathematical modeling of the pipelines' deformation process according to the data concerning the change of pipelines spatial configuration, and differs in that the level of stress is determined by the calculation based on a mathematical model, and does not require detailed information on the strength and loading, the effect of which on the given section is due to the displacement dimensions, and the determination of the underground pipeline axis movement relative to the planned position is measured contactless.

The methodology of conducting experimental researches has been developed, which has proved the possibility of using non-contact methods for determining the axis of underground pipeline laying and its spatial positioning, which allows, with high accuracy and with minimal time and resources, to obtain the necessary data on its displacement

Developed and tested, in industrial conditions at the current pipeline, a technology for assessing the stress-strain state of the underground section of the gas pipeline according to the data about the displacement of a certain set of points has been developed.

**Key words:** pipeline systems, main oil and gas pipelines, geodynamic risks, displacement, stress, stressed-deformed state, displacement of plural points, deformation, technical diagnostics.