

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Міністерство освіти і науки України

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**Жовтуля Любомир Ярославович**

УДК 622.692.4:539.4

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**Удосконалення методу діагностики підземних нафтогазопроводів  
шляхом оцінки їх напружено-деформованого стану**

05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

18. Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,  
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

\_\_\_\_\_ Л.Я. Жовтуля

Науковий керівник      Карпаш Олег Михайлович професор, доктор  
технічних наук

Івано-Франківськ – 2018

## 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 (доктора філософії) за спеціальністю 05.15.13 – «Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища» - Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2018.

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.

Провівши аналіз сучасного стану та тенденцій розвитку методів та технологій оцінки напружено деформованого стану підземних нафтогазопроводів, було визначено, 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, а це завдання є актуальним, оскільки, значна частина магістральних трубопроводів України пролягають у гірській місцевості. Вздовж гірських структур спостерігається чітке посилення таких геодинамічних процесів, таких 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, стимулюючи порушення герметичності і цілісності трубопроводу.

У результаті проведених теоретичних досліджень було 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.

Випробування математичної моделі проведено з використанням даних - результатів виконання науково-дослідної роботи, що включають фактичні значення напружень тіла труби та значення переміщення її осі. Порівняння фактичних та розрахованих значень напружень підтвердило правильність математичної моделі.

Розроблена методологія 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 затрачаються значний час і ресурси.

Запропоновано застосування технологій, 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. Для наступних досліджень обрано трасошукач SeekTech SR-60, основною перевагою якого, є наявність восьми спеціальних сферичних пошукових антен, що реалізують можливість максимально точно знайти необхідний об'єкт. Для підвищення точності позиціонування підземного трубопроводу, описаними засобами розроблено методологію наведення на трубопровід з трьох позицій.

Розроблено методологію проведення експериментальних досліджень. Для проведення експериментальних досліджень було обрано ділянку магістрального газопроводу, де у 2010 році відбувся зсув ґрунту, що створив силовий тиск на тіло труби, внаслідок чого виник розрив трубопроводу. Ділянка трубопроводу була

замінена та не встановлено укріплень, що допускає ймовірність продовження геодинамічних процесів.

За початкове положення трубопроводу прийнято дані геодезичного обстеження проведених ПАТ «Прикарпаттрансгаз», у вигляді топографічного плану із нанесеною трасою трубопроводу та відомістю координат осі трубопроводу. Проектного положення трубопроводу у належному вигляді з дотриманням точності та густоти точок із відомим просторовим положенням немає. Тому обрано наявні дані - геодезична зйомка, що проводилась після ремонтних робіт внаслідок зсуву ґрунту у 2010 році, із дотримання вимог по точності вимірювань координат. Такі дані задовольняють розроблену методологію, оскільки можливо відслідкувати зміну напружено-деформованого стану за період 7 років та провести контроль продовження геодинамічних процесів.

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

Визначені значення були оброблені з використанням методу Хімельблау для виявлення аномальних значень вимірних переміщень, які відкидаються до наступних розрахунків, що підвищує точність результатів дослідження

Запропонована методологія дозволила виділити найбільш небезпечні з точки зору зміни напруженого стану зони досліджуваної ділянки. 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.

В результаті досліджень, підтверджено можливість застосування безконтактних методів для визначення місця залягання підземного трубопроводу та його просторового позиціонування, що дозволяють, із високою точністю та

мінімальними затратами часу та ресурсів, отримати необхідні дані про її переміщення

Слід також зазначити, що даний 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.

Розроблену методологію оцінки напружено-деформованого стану підземних ділянок нафтогазопроводів за даним про переміщення певної множини точок апробовано в промислових умовах на діючому магістральному газопроводі та впроваджено в програму технічного діагностування «Науково виробничої фірми «Зонд».

Також, було проведено комплексне дослідження геодинамічного впливу, як основного чинника зміни напружено-деформованого стану підземних нафтогазопроводів.

Основним завданням проведення досліджень є підтвердження результатів оцінки НДС ділянки трубопроводу, а саме виявлення чинників, що спричиняють аномальні напруження. Для цього необхідно визначити параметри механічних напружень гірських порід в зоні залягання трубопроводу.

Для оцінки напружень в гірському масиві обрано метод реєстрації природного імпульсного електромагнітного поля Землі (ПЕМПЗ). Опрацьовані результати вимірювань сформовано у вигляді карти інтенсивності природного імпульсного електромагнітного поля Землі, з якої виявлено певну зону із найбільшою інтенсивністю, в якій пролягає трубопровід, що вказує на концентрацію механічних напружень в даній зоні і є передвісником зсувних процесів. Проміжок обстежуваної ділянки газопроводу було визначено як такий, що має високий ступінь геодинамічної небезпеки (ризик розвитку активних зсувних процесів).

Отже, результатом дослідження є встановлення для підземної частини магістрального газопроводу місць з 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.

На основі наведених загальноприйнятих рішень, розроблено систему управління ризиками безпечної експлуатації трубопроводів за наявності геодинамічних впливів та розроблено концепції стаціонарного поста моніторингу геодинамічної активності.

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

*Список публікацій здобувача*

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. **(фахове видання України)**

2. Жовтуля Л.Я., Карпаш М.О., Тацакович Н.Л. Принципи оцінювання та прогнозування ризиків, пов'язаних з розробкою покладів нетрадиційного природного газу / Нафтогазова енергетика (спец. випуск). Івано-Франківськ. 2015. №2(24). – С. 79-83. **(фахове видання України)**

3. 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. **(зарубіжне наукове періодичне видання)**

4. 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. **(зарубіжне наукове періодичне видання)**

5. 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. **(зарубіжне наукове періодичне видання)**

6. 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. **(фахове видання України)**

7. 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. 2017. № 46. – С. 289-295. **(зарубіжне наукове періодичне видання, що входить до наукометричної бази Scopus)**

8. Zhovtulia L.Y., Oliynyk A.P., Yavorskyi A.V., Karpash M.O., Vashchyshak 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. **(електронне наукове фахове видання)**

9. 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. **(фахове видання України)**

10. 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. **(патент на корисну модель)**

11. 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 .

12. Жовтуля Л.Я., Карпаш О.М., Ващишак 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 сталевих 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.



## ANNOTATION

*Zhovtulia L.Y.* Improving the diagnostic method of underground oil and gas pipelines by measuring their stress-strain state. - Qualifying scientific work with the manuscript copyright.

The thesis for a candidate of pharmaceutical science degree in speciality 05.15.13 - "Pipeline transportation, oil and gas storages" - Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2018.

The thesis is focused on improving the method of underground gas pipelines technical diagnostic by measuring the stress-strain state of underground main oil pipelines via contactless displacement measuring its axis parameters and operating conditions of the pipeline.

After analyzing the current state and trends of the methods and technology assessment stress strain state of underground gas pipelines was determined that the problem of assessing stress-strain state of underground section of main oil pipelines have no effective and unique solution that significantly reduces the level of safety of operation of the linear part of main gas pipelines, that the task is important because a significant portion of Ukraine pipelines lie in mountainous areas. Along the mountain structures observed a clear strengthening of geodynamic processes like erosion and denudation, and in some cases settling and gravitational effects - landslides. When crossing the erosion landforms and gas are formed in the bends (bends), particularly in the vertical plane over short distances.

As a result of theoretical studies were developed methodology to assess the stress-strain state of underground sections of trunk pipelines, which involves mathematical modeling of the deformation process piping according to change their spatial configuration, and wherein the level of stress is determined by calculation based on the mathematical model with the parameters pipeline and operating conditions, and the basic setting, moving underground pipeline axis relative to planned polo TION measured contactless.

Tests conducted mathematical model using data - the results of the research, including actual values of pipe stress the body and moving its axis values. Comparison of actual and calculated values of strains confirmed the correctness of the mathematical model.

A methodology requires a precise definition of the coordinate axes pipeline. A major obstacle is the layer of soil above the pipeline. Trenching using geodetic positioning methods available data on the position of the axis of the pipeline as accurately as possible, but it require considerable time and resources.

A using of technology, allowing less than santimeter accurately determine the spatial position of the pipeline from the ground. In practice, the implementation of such technologies by means of electromagnetic Route finders equipped with multiple search engines the magnetic antennas. For these studies chosen Route finder SeekTech SR-60, the main advantage of which is the presence of eight special spherical search antennas, realizing the opportunity as accurately find the desired object. To improve the accuracy of positioning of underground pipeline facilities described a methodology for restoring pipeline with three positions.

The methodology of experimental research. For the experimental studies were selected area where the gas pipeline took place in 2010 landslide that created pressure on the body tube, resulting gap emerged pipeline. Pipeline was replaced and without any fortifications, it is probable continuation of geodynamic processes.

During the initial data of the pipeline passed geodetic survey conducted by "Prykarpattransgas" as a topographic plan of the image pipeline route and the roll axis coordinate pipeline. Project of the pipeline is not in the proper form in compliance with accuracy and density of points with known positions. Therefore, the selected data are available - surveying, held after the repair work due to ground displacement in 2010 to comply with the accuracy of measurements of coordinates. These data satisfy the developed technology as possible to track the change of the stress-strain state for the period of 7 years and continued to hold control of geodynamic processes.

Overlay the primary route profile coordinates measured actual position of the axis of the pipeline were obtained the data necessary for the determination of the stress-strain state of the pipeline by the developed methodology.

Defined values were processed using the method Himelblau to identify abnormal values which rejected, it increases the accuracy of research results

The proposed methodology allowed to identify the most dangerous in terms of changes in the stress state of the zone investigated area. If we assume that at the initial time of tension in the pipeline were equal to zero, the method allows to assess the real value of stress. The criterion of acceptability may be a stress value of the elasticity or yield stress when given values are different for different types of steel piping and determined of reference literature.

As a result, studies the possibility of using non-contact methods for determining the location of underground pipeline and its spatial positioning that allow high accuracy and minimal cost in time and resources to obtain the necessary information about its movement

It should also be noted that this approach to evaluating the stress state of underground pipelines is an integral, it does not require detailed information on the strength and stress, which are due on this site measurements of displacement.

The developed methodology to assess the stress-strain state of underground pipeline for data on the movement of a set of points tested under industrial conditions on the existing gas pipeline and put into scientific research department of energy management and technical diagnostics IFNTUOG and the program of technical diagnostics "Scientific production company ZOND".

Also conducted a comprehensive study geodynamic influence as a major factor in changing the stress-strain state of underground gas pipelines.

The main objective of the research is to confirm the results of the evaluation VAT pipeline, namely identifying the factors that cause abnormal stress. It is necessary to define the parameters of mechanical stresses rocks in the area of the pipeline.

To evaluate stresses in the mountain range chosen method for detecting natural pulsed electromagnetic field of the Earth (PIEMPZ). Revised measurement results generated in the form of maps of natural intensity pulsed electromagnetic field of the Earth, which revealed a zone of greatest intensity in which the pipeline runs, which indicates the concentration of mechanical stresses in this area and is a harbinger of

landslides. Gap surveyed pipeline were identified as having a high degree of geodynamic risk (the risk of active landslides).

Consequently, the study is the setting for the underground part of the gas pipeline places with the highest level of geodynamic risk where further control posts must be installed to monitor the parameters of both the pipeline and the environment with a view Prevention of emergency processes.

On the basis of the conventional solutions developed risk management safe operation of pipelines in the presence of geodynamic effects and the concept of stationary monitoring post geodynamic activity.

Keywords: pipeline systems, pipelines, geodynamic risks, displacement, stress, stress-strain state, moving sets of points, deformation, technical diagnostics.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	15
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ТА ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ МЕТОДІВ ТА ТЕХНОЛОГІЙ ОЦІНКИ НАПРУЖЕНО ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ НАФТОГАЗОПРОВІДІВ (Огляд літератури).....	21
1.1 Характеристика об'єкту досліджень.....	21
1.2 Аналіз чинників впливу на зміну напружено-деформованого стану підземних нафтогазопроводів.....	22
1.3 Аналіз відомих методів і технічних засобів для оцінки напружено-деформованого стану підземних нафтогазопроводів.....	29
1.4 Вибір та обґрунтування напрямку дослідження.....	31
РОЗДІЛ 2 РОЗРОБКА МЕТОДОЛОГІЇ ОЦІНКИ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВІДУ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ВИЗНАЧЕННЯ ЙОГО ПРОСТОРОВОГО ПОЛОЖЕННЯ .....	34
2.1 Математичне моделювання процесу деформування підземної ділянки.....	34
2.2 Методика визначення координат осі підземної ділянки трубопроводу.....	40
2.3 Оцінка точності інтерполяції просторового положення деформованої осі надземного трубопроводу і визначення кроку інтерполяції та параметрів згладжування.....	43
2.4 Математична модель процесу деформування та напруженого стану трубопроводів з урахуванням впливу параметрів навколишнього ґрунту.....	47
Висновки до розділу 2 .....	61
РОЗДІЛ 3 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ТА ПРОМИСЛОВІ ВИПРОБУВАННЯ МЕТОДОЛОГІЇ ВИЗНАЧЕННЯ ЗМІНИ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ НАФТОГАЗОПРОВІДІВ.....	63
3.1 Випробування математичної моделі зміни напружено-деформованого стану трубопроводу.....	63
3.2 Розроблення методики експериментальних досліджень .....	67

	14
3.3 Промислова апробація методології визначення зміни НДС підземних трубопроводів.....	70
3.4 Розробка заходів щодо моніторингу геодинамічної активності аномальних зон .....	78
Висновки до розділу 3 .....	85
РОЗДІЛ 4 КОМПЛЕКСНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ГЕОДИНАМІЧНОГО РИЗИКУ ЯК ОСНОВНОГО ЧИННИКА ЗМІНИ НАПРУЖЕНО ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ .....	87
4.1. Характер геодинамічних ризиків .....	87
4.2. Система управління ризиками безпечної експлуатації трубопроводів за наявності геодинамічних впливів.....	91
4.3 Проведення комплексних польових досліджень за наявності геодинамічних впливів.....	99
Висновки до розділу 4 .....	110
ВИСНОВКИ.....	113
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	115
ДОДАТКИ	



## ВСТУП

### 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:

- «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).

## **Мета і завдання дослідження**

*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 та засоби визначення зміни напружено-деформованого стану лінійної частини нафтогазопроводів.*

## **Методи дослідження**

Для вирішення поставлених завдань і досягнення мети в дисертації використано методи неруйнівного контролю, пошуку підземних комунікацій, просторового позиціонування, 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 одержано аналітичні залежності, які враховують реальні умови експлуатації підземного трубопроводу (глибина залягання, робочий тиск і термін експлуатації) та його технічні характеристики (марка сталі труб, товщина стінки), на основі чого удосконалено метод оцінки зміни напружено-деформованого стану підземного трубопроводу.

2. Вперше, на основі результатів аналітичних досліджень, встановлених в роботі, нових аналітичних залежностей, розробленого способу оцінки напружень та технології проведення діагностики, розроблено методологію оцінки напружено-деформованого стану підземної лінійної частини трубопроводів, що ґрунтується на безконтактному визначенні переміщення множини точок твірних труби відносно початкового положення (проектного чи зафіксованого в процесі експлуатації), та врахування фактичних даних про трубопровід, що дає можливість оцінювати технічний стан матеріалу трубопроводу без шурфування на ділянках протяжністю до 1000 м..

3. Набули подальшого розвитку встановлені закономірності виявлення аномальних напружень на ділянках підземного трубопроводу, які зумовлені геодинамічними процесами, що, на відміну від відомих, дозволяють здійснювати оцінку та моніторинг геодинамічних процесів в зоні залягання трубопроводів.

## **Практичне значення одержаних результатів**

Використання розробленої методики оцінки НДС підземних ділянок нафтогазопроводів дає можливість виявляти зони підвищеного експлуатаційного ризику на значній протяжності підземної частини трубопровідних 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 ПЕМПЗ 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, з них 4 – статті у фахових наукових виданнях, затверджених МОН України; 4 – зарубіжні публікації в тому числі 1 в Scopus; 1 – публікація в закордонному електронному науковому фаховому виданні; 7 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.



**РОЗДІЛ 1**  
**АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ТА ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ МЕТОДІВ ТА**  
**ТЕХНОЛОГІЙ ОЦІНКИ НАПРУЖЕНО ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ**  
**ПІДЗЕМНИХ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ**  
**(Огляд літератури)**

1.1 Характеристика об'єкту досліджень

Нещодавно ухвалена Стратегія сталого розвитку України на період до 2020 року передбачає вектор безпеки, в рамках якого особливу увагу приділяється безпеці життя і здоров'я людини та безпечного стану довкілля. Найбільшу небезпеку довкіллю несуть великі об'єми вибухонебезпечних речовин, які транспортуються трубопровідними мережами України. 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.

Загалом, до трубопровідних мереж можна віднести наступний перелік комунікацій [1]:

1. Газопроводи металеві:
  - а) магістральні;
  - б) промислові газопроводи підземних сховищ газу;
  - в) промислові газопроводи високого тиску (до ГРС);
  - г) газопроводи низького тиску (після ГРС);
2. Нафто- та продуктопроводи металеві:
  - а) нафтопроводи магістральні;
  - б) промислові продуктопроводи (дизельне паливо, мазут);
3. Аміакопроводи та інші продуктопроводи хімічних виробництв.
4. Нафтогазопроводи пластмасові.
5. Трубопроводи міської каналізації:
  - а) металеві;

- б) неметалеві;
- 6. Трубопроводи мереж тепlopостачання.

Основну увагу слід звернути на магістральні нафто- та газопроводи, які є найбільш вибухонебезпечні та становлять серйозну екологічну загрозу довкіллю та здоров'ю людей.

Газотранспортна та нафтотранспортна системи України є досить потужними та розвинутими і відіграють важливу роль у транспортуванні нафти та газу до країн Європи. Однак, термін експлуатації близько 60% магістральних трубопроводів перевищує нормативний термін і складає від 20 до 50-ти років [2].

В останні роки проблема забезпечення надійності і довготривалої механічної стійкості протяжних інженерних споруд все частіше розглядається в напрямку оцінки та прогнозування ризиків. Вирішення поставленої задачі можливе тільки при проведенні необхідного аналізу щодо оцінки тих чинників, які здійснюють безпосередній негативний вплив на досліджувані об'єкти контролю та можуть призводити до виникнення аварійних ситуацій.

## 1.2 Аналіз чинників впливу на зміну напружено-деформованого стану підземних нафтогазопроводів

Базуючись на вітчизняному досвіді, проведений літературний огляд щодо аналізу причин пошкодження цілісності систем магістральних трубопроводів дозволив виявити 5 основних груп факторів, згідно з якими проводилася класифікація причин пошкоджень [3].

Перша група основних причин пошкоджень, які призводять до виникнення аварій та інших інцидентів, пов'язана з порушенням технологічних регламентів під час проведення робіт в період будівництва чи ремонту об'єктів трубопроводів.

До другої групи причин пошкоджень, які порушують умови безпеки транспортування та безпосередньо транспортованого продукту, відносяться корозійні та стрес-корозійні дефекти в результаті як внутрішньої, так і зовнішньої корозії.

До третьої групи факторів відносяться дефекти обладнання та матеріалу, пов'язані із заводським браком та порушенням режиму експлуатації.

Четверта група пов'язана з порушенням вимог експлуатації та помилкових дій обслуговуючого персоналу, обумовлених недостатньою його підготовкою чи недоброросівісним відношенням до ряду виконуваних робіт.

До п'ятої групи пошкоджень відносяться пошкодження внаслідок геодинамічних процесів та інших природних чинників.

Розглянемо статистичні дані щодо пошкоджень трубопроводів, щоб побачити чітку характеристику причин виникнення аварій. Для даного аналізу використані дані 9-го звіту європейської групи (EGIG), яка проводить дослідження аварій на трубопроводах, щодо загальних показників аварійності та пошкоджень магістральних трубопроводах деяких європейських країн [4].

В багатьох європейських державах ведеться офіційна статистика щодо кількісних змін як із загальною довжиною трубопроводів, так і щодо кількості виявлених пошкоджень за той, чи інший проміжок часу. Однак, в Україні більша частина такої інформації є конфіденційною і, відповідно, закритою для всезагального огляду чи зафіксована тільки локально на підприємстві.

Існує тенденція збільшення протяжності магістральних трубопроводів EGIG. Станом на 2013 рік довжина газопроводів становить 145,211 км. Насправді ця статистика охоплює близько 50% всіх газопроводів Європи. Довжина магістральних газопроводів України становить більше 38 тис. км, нафтопроводів - біля 5 тис. км [4].

На рисунку 1.1 наведено графік кількості випадків виникнення аварій при експлуатації магістральних трубопроводів впродовж 40 років, на якому помітна тенденція зменшення.

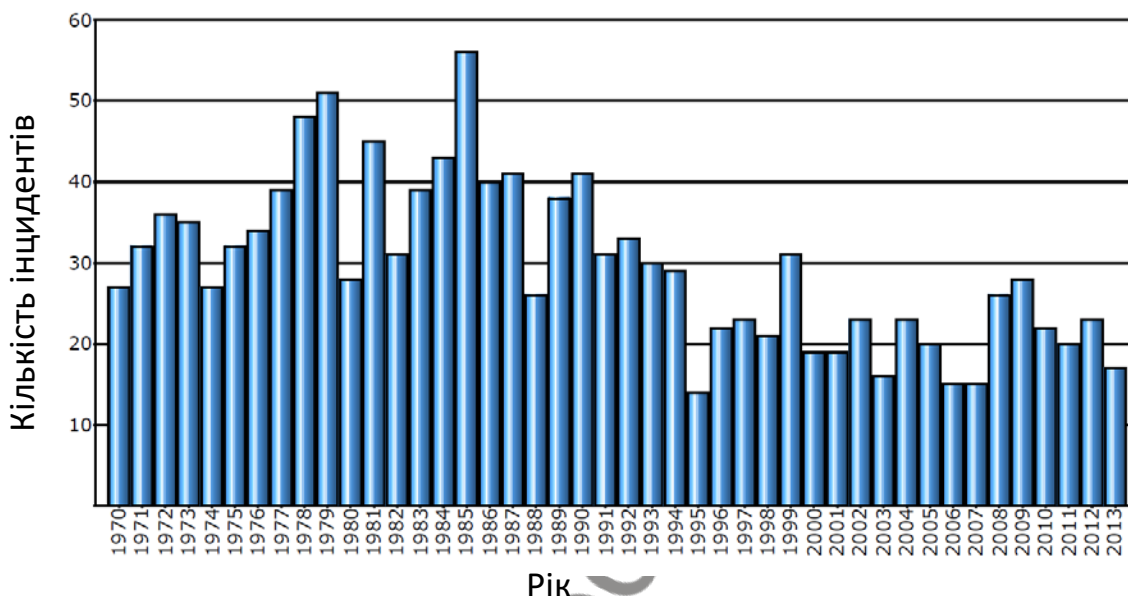


Рисунок 1.1 - Динаміка кількості аварій газотранспортної мережі EGIG [4]

Статистичні дані аварійності трубопроводів розподілені за причинами їх виникнення та наглядно відображені на рисунку 1.2.

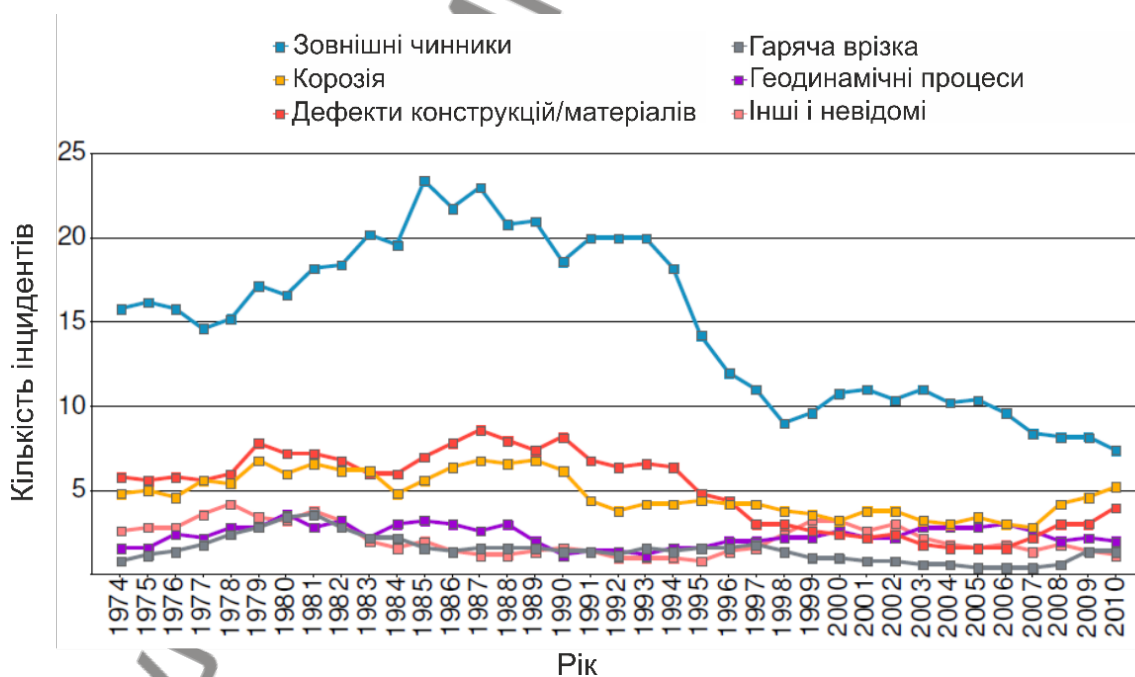


Рисунок 1.2 - Динаміка кількості аварій газотранспортної мережі EGIG [4] за причинами виникнення

Проаналізувавши статистичні дані про аварії та їх причини (рис. 1.1-1.2), проведено загальний розподіл за причинами їх виникнення (рис. 1.3):



Рисунок 1.3 - Розподіл причин пошкоджень труб магістральних Нафтогазопроводів (EGIG 2009-2013 роки)

- 28,4% - зовнішні (механічні) чинники (пошкодження внаслідок діяльності третіх сторін);

- 26,1% - корозія (факторами впливу даної категорії слід вважати фактори, що посилюють чи послаблюють корозійні процеси, такі як: внутрішня корозія, атмосферна корозія, корозія металу в ґрунті. Вони включають: корозійну активність транспортуючого продукту, наявність ізоляції, застосування інгібіторів корозії, корозійні властивості ґрунтів та ін.);

- 16,7% - геодинамічні процеси (пошкодження трубопроводів в результаті активності земної поверхні: зсуви, селі тощо);

- 16,3% - дефекти конструкцій/матеріалів (насамперед, заводські дефекти);

- 6,8% - гаряча врізка (виникнення аварій внаслідок проведення "гарячої врізки" до працюючого трубопроводу чи неправильна його експлуатація);

- 7,6% - інші і невідомі.



На рисунку 1.4 наведено кілька прикладів пошкоджень трубопровідних систем, які виникли під дією описаних вище впливових факторів.



Рисунок 1.4 - Приклади дефектів геометрії трубопроводів

Ще одним наслідком негативних впливових факторів може бути розгерметизація трубопровідних систем. Розгерметизація магістральних газопроводів є наслідком появи і розвитку різного роду дефектів, спричинених різними чинниками (у тому числі і геодинамічними). Це може призвести до виникнення аварійних ситуацій з витокami природного газу (рис. 1.5), згубні наслідки яких вимагають прогнозування і попередження розгерметизації. Найбільш інтенсивного руйнування зазнає об'єкт в місцях перетину геодинамічної зони та у випадку розміщення в межах самої геодинамічної зони, що є особливо актуальним для трубопровідних систем.

Крім того, враховуючи можливі викиди метану в навколишнє середовище в галузі нафтогазової промисловості, Україна знаходиться в п'ятірці лідерів за цим показником [5].





Рисунок 1.5 - Наслідки аварії на газопроводі, спричинені витоками газу

Сьогодні в світі на протязі року виникають тисячі надзвичайних ситуацій, на ліквідацію наслідків яких виділяється значна частка валового доходу держав. При збереженні динаміки росту аварійності світова економіка найближчим часом не буде справлятися з ліквідацією їх наслідків. У світі безперервно вивчаються та удосконалюються методи діагностики і контролю стану трубопровідних систем, що, як свідчать дані, знижують число аварій.

Причин, що викликають витоки газу на підземних газопроводах, декілька.

По-перше, електрохімічна корозія металу труб в анодній зоні і у місцях пошкодження ізоляційного покриття газопроводу.

По-друге, незадовільна якість зварювальних робіт, наслідком чого під дією температурних напружень і динамічних навантажень є розрив на підземних газопроводах. Прокладений у зонах геодинамічного ризику газопровід піддається впливу зовнішніх сил, що викликають додаткові напруження в тілі труби, особливо в місцях стикових з'єднань [6]. Механізм впливу зовнішніх чинників на газопровід дуже складний, (і не піддається визначенню), а високий ступінь випадкових збігів впливів різних зовнішніх чинників може призвести до виникнення напружень у тілі труби або зварному з'єднанні, які перевищують границю плинності металу і його розрив.

Розриви зварних з'єднань виникають, як правило, раптово, тому витоки газу, пов'язані з ними, важко вчасно виявити й усунути. Особливу небезпечними ці два види витоків газу є у зимовий період, коли через замерзання верхнього шару ґрунту погіршуються умови для виходу газу в атмосферу. Саме в цей період року

може збільшитися кількість випадків проникнення газу в підвали будинків та інші інженерні комунікації.

По-третє, механічні пошкодження підземних газопроводів під час проведення земляних робіт, пов'язані з випадковим збігом ряду помилок і неточностей у проектно-виконавчій документації, помилковими діями технічних і адміністративних працівників, які проводять підземні роботи поблизу газопроводів [7].

Практика експлуатації газотранспортних систем в складних умовах виявила недостатню надійність газопроводів, прокладених в умовах боліт, заболоченої і обводненої місцевості. Ґрунти в такій місцевості характеризуються структурною нестійкістю, значним стисненням і малою заземлюючою здатністю. Ділянки газопроводу у непроєктному положенні відносяться до потенційно-небезпечних ділянок. Аналіз їх технічного стану повинен носити комплексний характер.

У даних дисертаційних дослідженнях значна увага приділяється дослідженню геодинамічних процесів. Крім того, значна частина магістральних трубопроводів України пролягають 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, стимулюючи порушення герметичності і цілісності трубопроводу, наслідки чого зображені попередніх рисунках.

### 1.3 Аналіз відомих методів і технічних засобів для оцінки напружено-деформованого стану підземних нафтогазопроводів

Високий рівень технічного стану трубопроводів зумовлює їх належне функціонування, економічну ефективність та екологічну безпеку. Одним з основних показників технічного стану трубопроводу є його напружено-деформований стан, оскільки цей параметр може змінюватись в процесі функціонування трубопроводу, у випадку коли сили та навантаження, що визначають цю зміну, є невідомими за абсолютною величиною та місцем впливу на трубопровід, крім того, часто є невідомою сама фізична природа цих сил.

В основі більшості методів технічного діагностування трубопровідних систем лежить інформація про зміну деяких фізико-механічних параметрів, визначених на поверхні під дією факторів впливу різної природи. В залежності від задач, що вирішуються, встановлюється діапазон вимірювальних параметрів та їх фізико-механічні властивості; оцінюються та формуються ефекти, що дозволяють одержувати діагностичні параметри. Оцінка технічного стану трубопроводів здійснюється за допомогою комплексу методів неруйнівного контролю та технічних засобів, серед яких широко використовуються: візуально-оптичний [8,9], віброакустичний [10], акустично-емісійний, магнітний [10,11,12], ультразвуковий [13,14], електрометричний [10,15], тензометричний [16], рентгенівський метод.

Кожен з цих методів вимагає певних умов для ефективної його реалізації, зокрема, методи, що можуть бути контактними або дистанційними. До перших відносять методи, при застосуванні яких потрібний прямий контакт між технічними засобами, за допомогою яких здійснюється дослідження, та поверхнею досліджуваного трубопроводу. До цих методів відносять всі вказані вище методи окрім радіографічних, гідроакустичних та аерофотозйомки.

Ще одною ознакою, за якою класифікуються методи, є стаціонарність, а при не стаціонарності, в залежності від можливостей переміщення апаратури –

переносимі, неперервність, за місцем проведення діагностування (внутрішньо трубна дефектоскопія та методи контролю зовнішніх параметрів).

Важливою характеристикою кожного методу контролю є вимоги до об'єкта технічного діагностування: при застосуванні методів, крім прямого контакту засобів з об'єктом дослідження важливим стає стан поверхні контролю (тензометричні, магнітні методи, метод акустичної емісії), сама можливість застосування певних методів (наявність камер запуску-прийому поршнів суттєво обмежує використання методів внутрішньо трубної діагностики), габарити об'єкта та апаратури (ультразвуковий контроль може бути ефективно використаний тільки для об'єктів з товщиною стінки вище мінімального значення, а використання методів внутрішньо трубної діагностики суттєво обмежується діаметром досліджуваних труб), зовнішні умови, в яких експлуатується об'єкт.

При реалізації вказаних методів важливого значення набуває можливість їх спільного використання, одержання на основі даних вимірювань кількох характеристик досліджуваного об'єкта. Зокрема, при використанні засобів внутрішньо трубної діагностики з використанням різних фізичних методів одержується інформація про наступні характеристики об'єкта: наявність повздовжніх тріщин, просторове положення трубопроводу, швидкість газу, стан внутрішньої поверхні та зміна її геометрії (наявність деформації типу вм'ятин, овальностей, гофрів тощо) [17]. При цьому використовуються різні фізичні методи досліджень.

Ефективність методів діагностики технічного стану трубопроводів варіюється в залежності від завдання та умов реалізації. Їх детальний аналіз свідчить, що не існує методу, який би задовольняв усі вимоги. Через певні недоліки методів виникає ймовірність не виявити причину, що може призвести до виникнення аварії.

Вивчення НДС проводять з використанням різних експериментальних методів, що вимагають контакту з поверхнею на відкритій ділянці трубопроводу, значних затрат на обладнання, інших спеціальних засобів, що суттєво ускладнює їх застосування. В цьому плані актуальним є використання теоретичних, зокрема, методів математичного моделювання для оцінки НДС трубопровідних систем.

Термін математичне моделювання технічного стану вважається дискусійним, багато дослідників вважають використання математичного апарату засобом обробки результатів досліджень з використанням приладів, принцип роботи яких базується на взаємодії фізичних полів різної природи [18]. Ця точка зору є справедливою, в тих випадках коли дані, одержані за допомогою певних засобів, і без математичної обробки несуть достатньо інформації про технічний стан трубопроводу (методи тензометрії, ультразвукові, рентгеноскопічні, електромагнітні тощо), результатом же математичної обробки є одержання кількісних характеристик фізичного стану. Проте можлива ситуація, при якій використання методів експериментальних досліджень технічного стану трубопроводу, зокрема його відкритих ділянок [19], не дозволяє безпосередньо визначити значення важливих механічних або деяких інших його характеристик - наприклад, коли за допомогою геодезичних методів вимірювання визначаються переміщення певної множини точок поверхні досліджуваної ділянки трубопроводу, і виникає задача оцінки зміни НДС за допомогою вказаних даних про переміщення. В такому випадку необхідним є застосування математичних методів, пов'язаних з регуляризацією некоректних задач, наближення функцій, чисельними методами вирішення задач математичної фізики, імітаційним моделюванням тощо[20].

#### 1.4 Вибір та обґрунтування напрямку дослідження

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

Вагомий внесок у розвитку теоретичних основ методів та способів оцінки напружено-деформованого стану підземної частини магістральних нафтогазопроводів внесли відомі вчені: А. Б. Айбіндер, Л. А. Бабін, В. П. Березін, Б. С. Білобрана, П. П. Бородавкін, В. Я. Грудз, Г. М. Никифорчин, Й. В. Перун,



Крижанівський Є.І., Шлапак Л.С., Осадчук В.А., Банахевич Ю.В., Олійник А.П., Рудко В. П. [22-31]. У своїх дослідженнях, для визначення напружено-деформованого стану, автори застосовували контактні або ж геофізичні методи діагностики, що потребують значних затрат часу та ресурсів та практично не застосовуються для діагностики великої протяжності трубопроводів [32].

Разом з тим невідомі технології оцінки напружено-деформованого стану підземних ділянок нафтогазопроводів, що б дозволяли обстежувати значні ділянки трубопровідних систем з поверхні землі і з мінімальними затратами часу та ресурсів. Створення та впровадження таких технологій значно підвищить безпеку експлуатації трубопровідних систем[33].

В останні роки проблема забезпечення надійної і довготривалої механічної стійкості протяжних інженерних споруд все частіше розглядається в напрямку оцінки і прогнозування процесів [34], які проходять у земній корі, що стимулюють напруження у трубопроводі. Згідно статистики аварійності трубопроводів опублікованої EGIG– 16% причин виникнення аварій - геодинамічні процеси (пошкодження трубопроводів в результаті активності земної поверхні: зсуви, селі тощо).

Однією з основних характеристик діючих трубопроводів є їх реальна просторова конфігурація, що є змінною в часі величиною. Для будь-якої ділянки трубопроводу, що зазнає переміщень, непередбачених нормативною документацією [35], достовірна інформація про зміну НДС є важливою для прийняття рішень стосовно подальшої експлуатації, вибору стратегії проведення ремонтних робіт.

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

Тому дисертаційні дослідження присвячені удосконаленню методу



діагностики підземних нафтогазопроводів шляхом оцінки їх напружено-деформованого стану, що виникає під дією геодинамічного впливу, безконтактним методом, що дасть змогу передбачити руйнування трубопроводу та вжити відповідних заходів для продовження безпечної його експлуатації, є актуальними.

*Результати експериментальних досліджень даного розділу наведено в таких публікаціях:*

1. Жовтуля Л. Я., Карпаш О. М. 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. 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.

3. Попович О.В., Жовтуля Л.Я., Карпаш О.М. Застосування засобів гіс-технологій для оцінки ризиків трубопровідних мереж: матеріали XIV Міжнародної науково-технічної конференції «Приладобудування: стан і перспективи» (22-23 квітня 2015р.). Київ. 2015. – С. 191-192.

4. 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.

## РОЗДІЛ 2

## РОЗРОБКА МЕТОДОЛОГІЇ ОЦІНКИ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДУ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ВИЗНАЧЕННЯ ЙОГО ПРОСТОРОВОГО ПОЛОЖЕННЯ

### 2.1 Математичне моделювання процесу деформування підземної ділянки

При моделюванні процесу деформування підземних ділянок магістральних трубопроводів за даними про зміну просторової конфігурації їх осі використовується підхід, запропонований в [36] для надземних ділянок трубопроводів. В даному випадку з використанням експериментальних методів [37,38,39] визначається геометрична конфігурація осі трубопроводу з деякою точністю в контрольний момент часу. Вважається, що початкове положення осі трубопроводу є відомим (наприклад з проектної документації).

В 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, з цією метою записано його подання у формі:

$$\begin{aligned} \vec{r}(s, \varphi, r, t) = & \vec{r}_1(s, \varphi, r, t) - R\vec{n}_1 + \\ & + \rho(s, \varphi, r, t) \cos \omega(s, \varphi, r, t) \vec{b}_1 + \\ & + \rho(s, \varphi, r, t) \sin \omega(s, \varphi, r, t) \vec{n}_1 + \\ & + \Psi(s, \varphi, r, t) \vec{t}_1 \end{aligned} \quad (2.1)$$

де  $\vec{r}_1; \vec{n}_1; \vec{b}_1; \vec{t}_1$  – радіус-вектор точки на осі труби, нормаль, бінормаль та дотична до неї, координати відповідно:

$s$  – вздовж осі трубопроводу;

$\varphi$  – по полярному куту ;

$\vec{r}_1$  – радіус-вектор точки на верхній твірній трубопроводу.

$R$  – радіус трубопроводу.

$\rho(s; \varphi; r; \tau); \omega(s, \varphi, r, \tau); \psi(s, \varphi, r, \tau)$  – 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;

$\vec{T}_i; \vec{b}_i; \vec{n}_i$  - вектори дотичної бінормалі та нормалі до верхньої твірної. В початковий момент часу коли трубопровід вважається об’єктом з прямолінійною віссю, залежність (2.1) в координатній формі може бути записана наступним чином:

$$\vec{r}_i = \begin{cases} x = s & 0 \leq \varphi \leq 2\pi \\ y = r \sin \varphi & R_1 \leq r \leq R_2, \\ z = r \cos \varphi & 0 \leq s \leq L \end{cases} \quad (2.2)$$

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

$L$  - довжина досліджуваної ділянки.

При цьому робляться наступні допущення про вид деформацій геометрії:

$$\begin{cases} \rho(s, \varphi, r, t) = r + U(r) + U_1(r, \varphi) \\ \omega(s, \varphi, r, t) = \varphi_1 \\ \psi(s, \varphi, r, t) = \Delta S, \quad (\psi = 0) \end{cases} \quad (2.3)$$

де  $U(r)$  - переміщення, обумовлені дією внутрішнього тиску та силовою дією ґрунту, в якому знаходиться труба [42].

$$U = Ar + \frac{B}{r} \quad (2.4)$$

$$A = \frac{R_2^2 P_2 - R_1^2 P_1}{2(\lambda + \mu)(R_1^2 R_2^2)}; \quad B = \frac{(P_2 - P_1)R_2^2 R_1^2}{2\mu(R_1^2 - R_2^2)} \quad (2.5)$$

$P_2$  - внутрішній тиск в трубі;  $P_1$  - зовнішній тиск трубопроводу з боку діючого ґрунту [42]. В задачах для надземних ділянок, як правило, вважається, що  $P_1 = 0$ .  $\mu$  і  $\lambda$  - параметри Ламе матеріалу, які враховують тип (марку) сталі і пов’язані з модулем Юнга та коефіцієнтом Пуасона за залежностями:

$$\lambda = \frac{\sigma E}{(1 - 2\sigma)(1 + \sigma)}; \quad \mu = \frac{E}{2(1 + \sigma)} \quad (2.6)$$

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

$$U(r, \varphi) = 0 \quad (2.7)$$

Врахування терміну експлуатації матеріалу здійснюється наступним чином: за результатами експериментальних досліджень (досліди на розривних машинах) або теоретичними розрахунками визначається, в якій мірі для матеріалу труби може змінюватись величина параметрів  $E$  та  $\sigma$ , і за відомим виразом для закону Гука [42]

$$\sigma^{ij} = \lambda I_1(\xi) q^{ij} + 2\mu \varepsilon^{ij} \quad (2.8)$$

Досліджується, яким чином на значення компонент тензора напружень впливають зміни в процесі експлуатації параметрів  $\mu$  і  $\lambda$ . При цьому величини  $q^{ij}; I_1(\xi); \varepsilon^{ij}$  обчислюються за законом [18], виписаним для початкового та контрольованого моментів часу.

Оскільки при реалізації підходу [18] для підземних ділянок відсутня можливість візуального контролю просторового положення, перед застосуванням відповідних апроксимаційних або інтерполяційних процедур використовується метод Хімелблау для виявлення очевидних промахів при оцінці переміщень точок промахів при оцінці переміщень точок ділянки методом позиціонування, який полягає в наступному:

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

$$\Delta_{\max} = |U_{\max} - \bar{U}|, \quad (2.9)$$

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

- перевіряється виконання умови:

$$|\Delta_{\max}| > CS_x \quad (2.10)$$

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

$$S_x = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{k=1}^n |U_k - \bar{U}|^2}, \quad (2.11)$$

- константи С виражається з рівняння:

$$\left[ \frac{NC^2(f + f_0 - 1)}{f(f + f_0 - \frac{NC^2}{f})} \right]^{0.5} = (t_{q=0.05}^t)^{f_0+f}, \quad (2.12)$$

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, як правило, для підземних ділянок  $f_0 = 0$ ,  $q$  - рівень значимості;  $t_q^t$  - критерій Стюдента.

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

Якщо ж подання (2.3) приводить до фізично нереальних результатів, вказані функції моделюються за методиками, указаними в [40], 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 (2.3) 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 (2.2) та (2.3), виконується наступна послідовність розрахунків:

1. В контрольний та початковий момент часу визначаються вектори локального базису в кожній точці модельованої ділянки [42]:

$$\begin{aligned}\bar{\Theta}_i &= \frac{\partial \bar{r}_0}{\partial \xi_i} \\ \bar{\Theta}_i^k &= \frac{\partial \bar{r}_i}{\partial \xi_i}\end{aligned}\quad \xi_1 = s; \xi_2 = \varphi; \xi_3 = r; \quad i = 1, 2, 3, \quad (2.13)$$

де  $\bar{r}_0$  обраховується за (2.2), а  $\bar{r}_i$  - за (2.3).

Обчислення похідних здійснюється шляхом прямого диференціювання (2.2) та (2.3) по відповідним координатам.

2. На основі (2.13) визначаються компоненти метричного тензора:

$$\begin{aligned}g_{ij}^0 &= \bar{\Theta}_i^0 \cdot \bar{\Theta}_j^0, \quad j, i = 1, 2, 3; \\ g_{ij}^k &= \bar{\Theta}_i^k \cdot \bar{\Theta}_j^k, \quad i, j = 1, 2, 3\end{aligned}\quad (2.14)$$

3. Компоненти  $g_{ij}^0$  та  $g_{ij}^k$  утворюють матрицю, для коректності проведення обчислень повинна виконуватись умова:

$$\begin{aligned}G^0 &= \det\{g_{ij}^0\} \neq 0; \\ G^k &= \det\{g_{ij}^k\} \neq 0.\end{aligned}\quad (2.15)$$

Виконання (2.15) дозволяє на основі (2.14) провести обчислення контраваріантних компонент матриць  $\{G^0\}$  та  $\{G^k\}$  як компонент матриць, обернених до вказаних:

$$\begin{aligned}g_0^{ij} &= \{g_{ij}^0\}^{-1}; \\ g_k^{ij} &= \{g_{ij}^k\}^{-1},\end{aligned}\quad (2.16)$$

Очевидно, що за (2.2)

$$\begin{aligned}G^0 &= r^2; \\ G^k &= r^2 \left( g_{\parallel} - (\alpha_\beta \frac{d\alpha_n}{ds} + \beta_b \frac{d\beta_n}{ds} + \right. \\ &\quad \left. + \gamma \frac{d\gamma_n}{ds}) (R^2 - 2Rr \sin \varphi + r^2) \right).\end{aligned}\quad (2.17)$$

тому у випадку малих деформацій умови (2.15) виконуються, оскільки в такому випадку  $\left| \frac{d\alpha_n}{ds} \right| \ll 1$ ,  $\left| \frac{d\beta_n}{ds} \right| \ll 1$ ,  $\left| \frac{d\gamma_n}{ds} \right| \ll 1$

4. Компоненти тензора деформацій обчислюється за формулою [42]:



$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2}(g_{ij}^0 - g_{ij}^k), i, j = 1, 2, 3, \quad (2.18)$$

5. На основі (2.13) – (2.18) з використанням апарату лінійної теорії пружності визначаються компоненти тензора напружень за законом Гука [42]:

$$\sigma_{ij} = \lambda I_1(\varepsilon) g_{ij} + 2\mu \cdot \varepsilon_{ij} \quad (2.19)$$

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

$$\sigma_{ij} = \sum_{k,l=1}^3 Cijkl \cdot \varepsilon_{ij}, \quad (2.20)$$

де  $Cijkl$  - компоненти тензору пружних модулів матеріалу, проте (2.20) використовується лише за умови, що матеріал трубопроводу суттєво анізотропний, і коефіцієнти  $Cijkl$  є відомими. Для інженерних розрахунків, як правило, використовується (2.20), де  $\lambda$  і  $\mu$  - параметри Ламе матеріалу, пов'язані з модулем Юнга та коефіцієнтом Пуасона матеріалу наступним чином:

$$\begin{cases} \mu = \frac{E}{2(1+\sigma)} \\ \lambda = \frac{\sigma E}{(1-2\sigma)(1+\sigma)} \end{cases} \quad (2.21)$$

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

В поданні (2.19) функція  $I_1(\varepsilon)$  є першим інваріантом деформацій і обчислюється за формулою:

$$I_1(\varepsilon) = \sum_{j=1}^3 \sum_{i=1}^3 \varepsilon_{ij} g_0^{ij}, \quad (2.22)$$

де  $\varepsilon_i$  обчислюється за (2.18), а  $g^{ij}$  - за (2.17).

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 (2.10) дозволяє оцінювати 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 [43]. Слід також

значити, 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. 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:

$$\sigma_{ij} = \sigma_{ij}^H + \sigma_{ij}^B, \quad (2.23)$$

де  $\sigma_{ij}$  - напруження, визначені за (2.19),  $\sigma_{ij}^B$  - відомі напруження,  $\sigma_{ij}^H$  - напруження невідомої природи.

## 2.2 Методика визначення координат осі підземної ділянки трубопроводу

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 затрачаються 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 [44-47]. Для наступних досліджень обрано трасошукач SeekTech SR-60 (рис. 2.1), основною перевагою якого, є наявність восьми спеціальних сферичних пошукових антен, що реалізують можливість максимально точно знайти необхідний об'єкт [48].

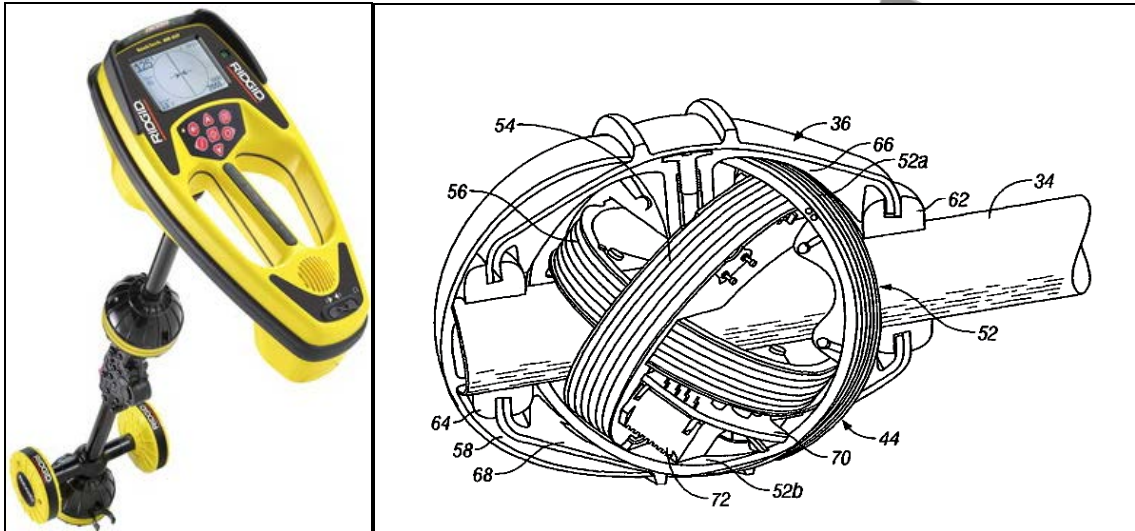


Рисунок 2.1 - Технологія пошуку трас, що базується на восьми спеціальних сферичних пошукових антенах

Визначення координат закладення трубопроводу, для одержання його фактичного положення в просторі і кривизни може виконуватись безконтактними методами шляхом вимірювання складової електромагнітного поля, створюваного змінним струмом, що протікає по трубопроводу від генератора низької частоти [49].

Як джерело струму при проведенні контролю використовується сигнал-генератор або станція катодного захисту, що підключається до нафтогазопроводу і заземлювача.

Місцезнаходження осі трубопроводу визначають відповідно до керівництва з експлуатації трасошукача. Кожна визначена контрольна точка на осі трубопроводу закріплюється тимчасовим кілком або металевим штирем з номером для подальшого визначення просторових координат. Розміщення визначених контрольних точок показує положення трубопроводу в плані. Глибину залягання трубопроводу визначають в місцях визначення осі трубопроводу, як правило, трасошукачами, що дозволяють виконувати прямі вимірювання глибини залягання [50]. Глибину залягання трубопроводу  $h_{\phi}$  визначають за формулою:

$$h_{\phi} = H - \frac{1}{2} \cdot D, \quad (2.24)$$

де  $H$  – відстань від поверхні ґрунту до осі трубопроводу в метрах, яка визначена за допомогою трасошукача. За відсутності трасошукачів, що дозволяють виконувати прямі вимірювання глибини залягання трубопроводу.

Для підвищення точності визначення осі залягання трубопроводу за допомогою трасошукача RidGid SR60 застосовано методологію яка досі використовувалась тільки для звичайних магнітних трасошукачів [51]. Методика полягає у тому, що: магнітні антени приймального пристрою трасошукача розміщують перпендикулярно до осі трубопроводу та під кутом  $45^\circ$  від вертикальної осі. Пересуваючи прилад від проєкції осі трубопроводу поперемінно у різні сторони, визначають місцезнаходження точок А і С (рис. 2.2) за показами приймального пристрою трасошукача. Вимірюють відстані АВ та ВС.

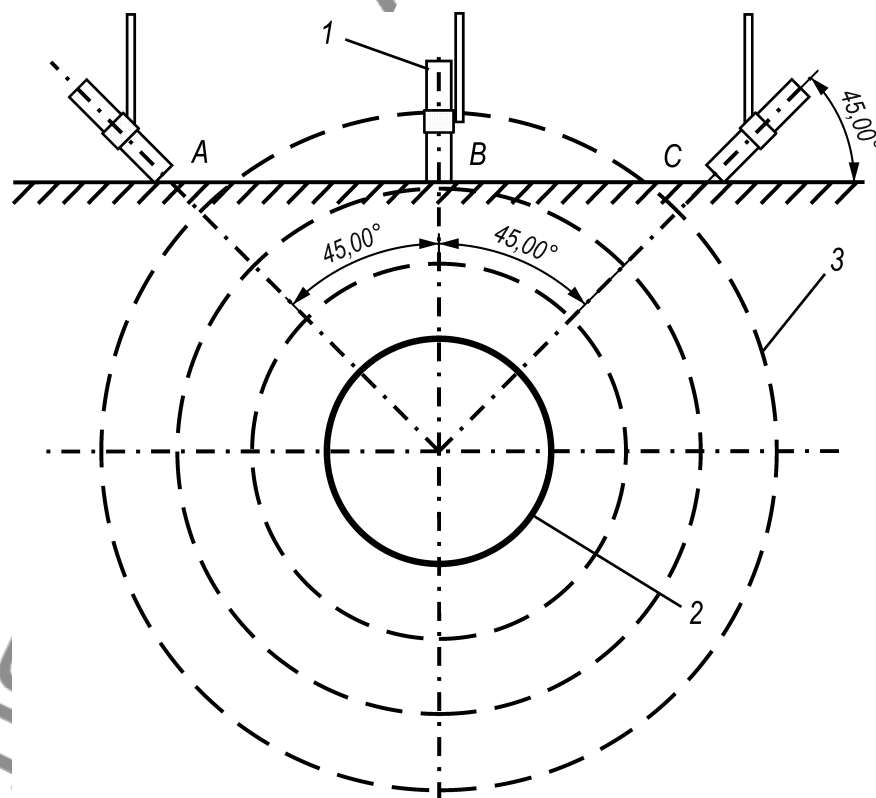


Рисунок 2.2 - Визначення глибини залягання МН (1 –приймальний пристрій трасошукача (магнітні антени), 2 – трубопровід, 3 – силові лінії магнітного поля)

Середнє значення відрізків АВ і ВС буде відповідати відстані від поверхні землі до осі трубопроводу. Глибину залягання нафтопроводу  $h_\phi$  визначають за формулою:

$$h_{\phi} = \frac{AB + BC}{2} - \frac{1}{2} \cdot D = \frac{1}{2} \cdot (AB + BC - D), \quad (2.25)$$

де  $D$  – діаметр нафтопроводу.

Наступним кроком досліджень є прив'язка визначених точок осі трубопроводу до просторових координат за допомогою високоточних GPS-приймачів (в нашому випадку Leika GS08plus). 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 [52]. Виміряні дані координат точок верхньої твірної, та початкові координати трубопроводу дають змогу оцінити діючі значення напружень.

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

2.3 Оцінка точності інтерполяції просторового положення деформованої осі надземного трубопроводу і визначення кроку інтерполяції та параметрів згладжування.

Для реалізації методики оцінки напружено-деформованого стану, що виражається залежностями (2.1)-(2.13) необхідно за експериментально вимірними значеннями координат точок верхньої твірної  $(s, y(s), z(s))$  одержати вирази для радіус-вектора будь-якої точки твірної у вигляді  $\vec{r} = (s; y(s); z(s))$ , де  $y(s)$  та  $z(s)$  є неперервними функціями. Для цього використовується широко відомий апарат інтерполяції з використанням інтерполяційного кубічного сплайну [40,41] або інтерполяційного кубічного сплайну із згладжуванням експериментальних даних [39]. Для інтерполяційного кубічного сплайну встановлено [53,54] параметри сітки інтерполяції, які характеризуються співвідношеннями між мінімальною та максимальною відстанями між вузлами інтерполяції:

$$\left(\frac{h_{\max}}{h_{\min}}\right)^{\frac{1}{2}} = \frac{8|\varepsilon_1 - z\varepsilon|\sqrt{3}}{3\|f''\|_2 h_{\max}^{\frac{3}{2}}} - \frac{2}{3}, \quad (2.26)$$

де  $\varepsilon_1$  – точність, з якою необхідно інтерполювати функцію  $f(x)$  сплайном  $S_{f(x)}$ , величина  $\varepsilon$  встановлює рівень точності задання значень функції у вузлах інтерполяції;  $\|f''\|_2$  – норма функції  $f''(x)$  у відповідному метричному просторі [55]. Залежність (2.25) може бути записана у більш компактній формі з урахуваннями того, що для магістральних трубопроводів радіус кривини осі повинен задовольняти умову:

$$R(x) \geq C \cdot D_{tp}, \quad (2.27)$$

де  $D_{tp}$  – діаметр трубопроводу,  $C$  – константа, яка задається значенням  $C \in [900; 1000]$ ,  $R(x)$  – радіус кривини трубопроводу, який може бути для інженерних розрахунків записаний у вигляді:

$$R(x) = \frac{1}{|f''(x)|}, \quad (2.28)$$

З урахуванням (2.27) та (2.28) залежність (2.26) для рівномірної сітки вимірювання координат вузлів з кроком  $h$  може бути записана у вигляді

$$h^{\frac{3}{2}} = \frac{8|\varepsilon_1 - z\varepsilon| \cdot CD_{tp} \sqrt{3}}{L^{\frac{1}{2}}}, \quad (2.29)$$

$$h = \left[ \frac{8|\varepsilon_1 - z\varepsilon| CD_{tp} \sqrt{3}}{L^{\frac{1}{2}}} \right]^{\frac{2}{3}}, \quad (2.30)$$

Для ділянки трубопроводу довжиною  $L = 100\text{м}$ , діаметром труби  $D_{tp} = 1,21\text{м}$  з рівнем точності вимірювання 1см значення кроку  $h$ , з яким треба проводити вимірювання координат точок верхньої твірної з кроком  $h = 6$  метрів, що є цілком допустимим при критичних вимірюваннях. Особливістю інтерполяційного кубічного сплайну є те, що при його побудові на точність інтерполяції осі суттєво впливає точність задання вузлів інтерполяції. Як правило, значне відхилення від реальних даних дає результати, які не відповідають реальній фізичній картині процесу. Вихід із цієї ситуації можливий шляхом реалізації двох підходів:

- використання інших методів інтерполяції (многочлени Лагранжа, Чебишева, Ерміта) або апроксимації за методом найменших квадратів, при цьому одержані



криві можуть суттєво відрізнятися від реальних в окремих випадках (недостатня кількість вузлів інтерполяції, їх нераціональне розміщення тощо);

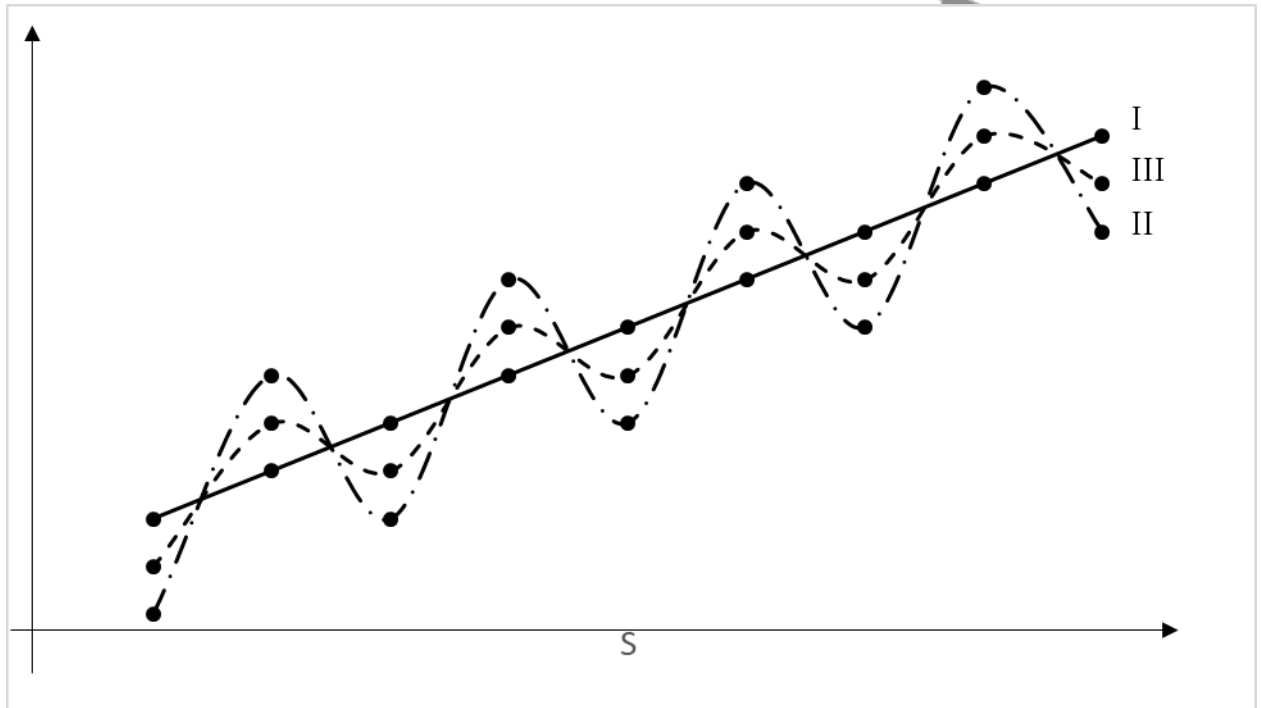
- використання підходів, пов'язаних з реалізацією апарату згладжуючих сплайнів, які дозволяють зменшувати похибку вимірювань координат точок за рахунок введення деяких поправляючих коефіцієнтів, які залежать від точності вимірювання цих координат експериментальними методами. При реалізації апарату згладжуючого сплайну шукана згладжуюча функція мінімізує на класі  $W_2^2[a;b]$  інтегрованих на відрізьку  $[ab]$  функцій з їх квадратом функціонал виду [41]:

$$\Phi(u) = \int_a^b U''(x)^2 dx + \sum_{k=0}^n P_k (U(x_k) - \tilde{f}_k)^2 \quad (2.31)$$

Формула (2.31) вимагає детального пояснення:  $\tilde{f}_k$  - це координати реально вимірюваних точок;  $U(x_k)$  - координати точки на кривій, що описує сплайн;  $P_k$  - вагові коефіцієнти. Задача мінімізації (2.31) вирішується для різних значень  $P_k$ . В граничних випадках якщо  $P_k \rightarrow \infty$  для будь-якого  $k$ , то побудований сплайн фактично не буде являтися згладжуючим, він буде проходити через всі вузлові точки з координатами  $(x_k; \tilde{f}_k)$ . Якщо  $P_k \rightarrow 0$ , то фактично одержана лінія буде прямою, оскільки вона доставлятиме екстремум функціоналу виду:

$$\Phi(u) = \int_a^b U''^2(x) dx, \quad (2.32)$$

який, очевидно, матиме мінімум при  $U''(x) = 0 \Rightarrow U(x) = Ax + B$  - тобто,  $U(x)$  - пряма лінія. Знаючи, з якою точністю проводяться вимірювання  $f_k$  можна підібрати такі значення  $P_k$ , при яких конфігурація функції  $U(x)$  буде, з одного боку, згладжувати вплив похибки вимірювання, а з іншого, не дозволить втратити особливості конфігурації реальної ділянки. Модельно це може бути зображено наступним чином: (рис. 2.3)



I – абсолютне згладжування; II – не згладжений сплайн; III – згладжена крива

Рисунок 2.3 - Згладжування експериментальних даних

Методики оптимізації (2.32) за параметрами  $P_k$ , які характеризують рівень згладжування даних в залежності від точності вимірювання є добре відомими, вони використовуються для надземних ділянок [36], тому їх використання для підземних ділянок є добре вмотивованим. Зокрема, використовується процедура мінімізації функціоналу (2.31) шляхом реалізації ітераційної процедури, на кожному кроці якої коефіцієнти  $P_k$  знаходяться за формулою:

$$P_k^{(j+1)} = P_k^{(j)} \cdot \frac{|U^{(j)}(x_k) - \tilde{y}_k|}{\varepsilon}, \quad (2.33)$$

яка реалізується до тих пір, поки не досягається виконання умови

$$\frac{U^{(j)}(x_k) - \tilde{y}_k}{\varepsilon} \rightarrow 1, \quad (2.34)$$

В формулах (2.33), (2.34)  $j$  - номер кроку ітераційного процесу;  $\varepsilon$  - точність, з якою проводиться вимірювання координат вузлових точок,  $P_k^{(j)}$  - значення коефіцієнта згладжування на кроці ітераційного процесу  $j$ ,  $U^j(x_k)$  - згладжені координати вузлової точки  $X_k$  після процедури мінімізації (2.32) на кроці

ітераційного процесу за номером  $j$ ;  $y_k$  - початкові незгладжені координати цієї вузлової точки. Тестові розрахунки при реалізації вказаних методик показують, що при використанні ітераційної процедури згладжування, похибка при оцінці напружень складає  $\pm 5$  МПа для діючої ділянки трубопроводу, вимірювання переміщень якого, проводиться з точністю 1 мм для ділянки трубопроводу довжиною  $L=100$ м.

2.4 Математична модель процесу деформування та напруженого стану трубопроводів з урахуванням впливу параметрів навколишнього ґрунту

*Оцінка діючих значень напружень прогнозування навантажень, що виникають при зсувних явищах.*

Якщо ділянка підземного магістрального трубопроводу знаходиться в зоні зсуву, на неї можуть діяти ненормативні навантаження. Можна запропонувати наступний спосіб оцінки напружень, що діятимуть на таку ділянку.

Поняття погонного навантаження [56] можна ввести наступним чином:

$$q = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\Delta F}{\Delta x}, \quad (2.35)$$

де  $\Delta F$  - повна сила, яка діє на елементи ділянки  $\Delta x$ , яка може бути модельована балкою з різними способами фіксації границь. Очевидно, що формалізація (2.35) для конкретної ділянки трубопроводу може бути проведено з урахуванням експериментально вираженої зони потенційного зсуву, оцінки об'ємів та маси ґрунту, що може при цьому діяти на ділянку, геометричної конфігурації цієї зони, швидкості дії зсуву, при цьому ступінь деталізації моделі зсувного явища визначатиме складність обраного математичного апарату. В найпростішому випадку основною діючою силовою характеристикою вважається маса ґрунту, що діє на трубопровід.

В такому випадку перерізуюча сила  $P$ , що діє в деякому перерізі з координатою  $x$ , визначається за формулою:

$$P(x) = \int_x^l q(\xi) d\xi, \quad \frac{dP}{dx} = -q(x), \quad (2.36)$$

де  $l$  - координати правої границі балки.

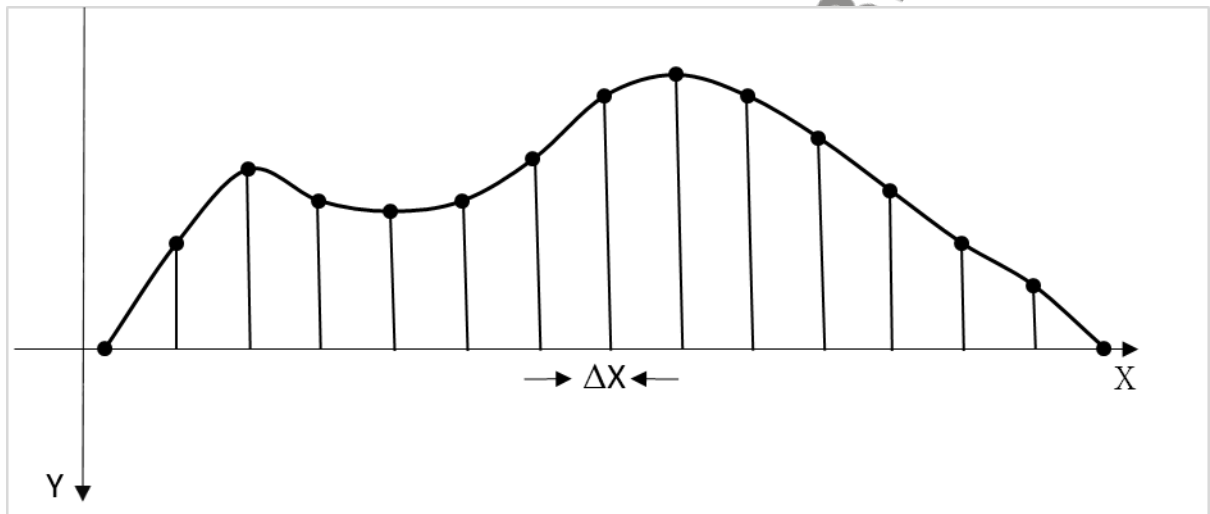


Рисунок 2.4 - Схема неперервно розподіленого навантаження

При таких умовах згинаючий момент в перерізі з координатою  $x$  визначається за формулою:

$$M(x) = \int_x^l (\xi - x) q d\xi, \quad (2.37)$$

З урахуванням (2.37):

$$\frac{dM}{dx} = -\int_x^l q(\xi) d\xi = -P(x); \quad \frac{d^2 M}{dx^2} = q(x)$$

При цьому функція  $q(\xi)$  є експериментально визначеною функцією погонного навантаження, вона, як правило, задається або таблично, або з використанням певного способу інтерполяції, що дозволяє подати  $q(\xi)$  у вигляді деякого поліному, тому вказані інтеграли можуть бути визначені або аналітично, або з використанням формул числового інтегрування. Основною задачею при цьому буде оцінка діючих стискуючих або розтягуючих напружень. При цьому деформації балки можуть бути визначені за відомими формулами:

$$\varepsilon_{11} = \frac{\Delta s}{R} = \frac{|y|}{R} = -\frac{y}{R}, (y < 0), \quad (2.38)$$

де  $y$  є відстань від нейтральної осі балки,  $R$  – радіус кривизни деформованої осі балки, який в загальному випадку виражається за формулою:

$$R = \frac{(1 + f'(x)^2)^{3/2}}{|f''(x)|}, \quad (2.39)$$

де  $f(x)$  - рівняння деформованої осі балки. За законом Гука для розподілу напружень  $\sigma_{11}$  одержуються з формули:

$$\sigma_{11} = E\varepsilon_{11} = -\frac{Ey}{R}, \quad (2.40)$$

де  $E$  модуль Юнга, з якого виготовлено трубопровід. Формула (2.38) передбачає, що задача розв'язується в рамках лінійної теорії пружності.

Якщо розтягуюча сила відсутня, то

$$\int_{\Sigma} \sigma'' d\sigma = 0, \text{ де } \Sigma - \text{поперечний переріз балки, тому з урахуванням (2.40)}$$

$$-\frac{E}{R} \int_{\Sigma} y d\sigma = 0, \quad (2.41)$$

Тобто, нейтральна вісь проходить через центр тяжіння поперечних перерізів. Гіпотеза про існування нейтральної осі (яка не зазнає деформації при навантаженні) є класичною для задач опору матеріалів.

Знаючи напруження, що діють в перерізі, які розглядаються, можна обчислити згинаючий момент  $M$ :

$$M = - \int_{\Sigma} y \sigma'' d\sigma = \frac{E}{R} \int_{\Sigma} y^2 d\sigma = \frac{EI}{R}, \quad (2.42)$$

де  $I$  – момент інерції перерізу балки відносно осі  $Z$ . Якщо згинаючий момент в кожному перерізі є відомим, то на основі (2.31) та (2.33) можливі наступні подання:

$$\sigma'' = -\frac{IM}{I}; \quad \frac{I}{R} = \frac{M}{EI}. \quad (2.43)$$

Друге із рівнянь (2.43) з урахуванням (2.39) можна трактувати як диференціальне рівняння деформованої осі балки, за умов малих прогинів – це рівняння може бути записане у вигляді:

$$\frac{d^2 y}{dx^2} = \frac{M}{EI}, \quad (2.44)$$

Якщо момент визначається за (2.28) то, очевидно, лінія, що визначається за (2.35) буде більш складної конфігурації, ніж парабола, оскільки  $M = M(x)$ , і

$$\frac{M}{EI} \neq const.$$

Для оцінки напружень з урахуванням методики оцінки  $q(\xi)$  одержується формула:

$$\sigma^{11} = \frac{y \int_x^l (\xi - x) q(\xi) d\xi}{I}, \quad (2.45)$$

Залежність (2.45) дозволяє встановити взаємозв'язок між напруженнями та способом навантаження, зокрема, якщо напруження не повинні перевищувати деяких критичних значень. Ця умова може бути записана у вигляді:

$$|\sigma^{11}| \leq \sigma_{np}, \quad (2.46)$$

або

$$\left| \frac{y \int_x^l (\xi - x) q(\xi) d(\xi)}{I} \right| \leq \sigma_{np}, \quad (2.47)$$

При чому (2.47) перевіряється в точках на поверхні трубопроводу і встановлюється в точках значення напружень є критичним при заданому типу навантажень.

*Вплив параметрів навколишнього ґрунтового середовища на процес зміни напружень підземного трубопроводу.*

Використання електромагнітного фазового методу дозволяє виявляти наявні дефекти ізоляції підземних трубопроводів, які розміщуються в ґрунтах різних типів. Облік параметра питомої опору ґрунту в аналітичних залежностях [57] для електромагнітного фазового методу контролю дозволив теоретично оцінити вплив типу ґрунту, в якому розміщується досліджуваний трубопровід, на виявлення пошкоджень ізоляційного покриття.

Особливістю підземної корозії металу трубопроводу є прояв її у вигляді питтинга і каверн. Тому головну небезпеку становить не корозійна втрата металу, а місцева корозія, яка є однією з основних причин аварій на трубопроводах. Даний вид корозії найчастіше виникає в місцях пошкодження ізоляції.

Тому, при оцінці ризиків експлуатації трубопроводів в першу чергу необхідно виявляти місця пошкодження ізоляції і проводити детальне дослідження характеристик ґрунту, щоб спрогнозувати розвиток місцевої корозії.



Методика оцінки зовнішнього впливу на зміну напружень підземних трубопроводів полягає в наступному:

- визначення місць пошкодження ізоляції;
- дослідження характеристик ґрунту, який оточує трубопровід, в місцях ймовірного розвитку корозії;
- визначення впливу суміжних інженерних комунікацій на розвиток корозії.

Визначення місць пошкодження ізоляції підземних трубопроводів може здійснюватися кількома методами. На нашу думку, пошук пошкоджень найкраще здійснити за допомогою фазового методу. За зрушення фази вимірювального сигналу можна більш точно визначити місце пошкодження ізоляції трубопроводу, ніж тільки зі зміни його амплітуди. На підтвердження цього в [57] наведена формула для визначення зсуву фази вимірювального сигналу, яка враховує технічні характеристики генератора сигналів, трубопроводу і навколишнього його ґрунту:

$$\varphi = 2\pi f \sqrt{\frac{R_C(L_P + L_{S1} + L_{S2})C_C}{Z_i + R_0 + R_C + R_S}} \quad (2.48)$$

де  $R_C$  - опір розтіканню струмів в ґрунт з досліджуваного трубопроводу, Ом / м;  $R_0$  - опір ізоляційного покриття, Ом / м;  $R_S$  - опір навколишнього ґрунту, Ом / м;  $Z_i$  - вхідний опір генератора, яке задається його технічними характеристиками, Ом;  $L_P$  - погонна індуктивність трубопроводу, Гн / м;  $L_{S1}$  - внутрішня індуктивність ґрунту як провідника, який оточує досліджуваний трубопровід, Гн / м;  $L_{S2}$  - зовнішня індуктивність трубопроводу, Гн / м;  $C_C$  - ємність ізоляційного покриття, Ф;  $\varphi$  - зсув фази одержуваного сигналу щодо вхідного, радий;  $f$  - робоча частота генератора випробувальних сигналів, Гц.

параметр  $R_C$  розраховується відповідно до наступної залежності, в яку входить значення питомої опору ґрунту:

$$L_{S1} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot (5.98 - \ln(r_P + \delta_C) \sqrt{f / \rho_S}) \quad (2.49)$$

де  $r_P$  - зовнішній радіус досліджуваного підземного трубопроводу, м;  $\delta_C$  - товщина ізоляційного покриття, м;  $\rho_S$  - питомий опір ґрунту, який оточує досліджуваний трубопровід, Ом · м;  $f$  - частота змінного струму генератора випробувальних сигналів, Гц.

Залежності (2.48) і (2.49) дозволяють оцінювати вплив електричних параметрів навколишнього ґрунту на процес виявлення пошкоджень ізоляційного покриття підземних трубопроводів при їх обстеженні в польових умовах. Оскільки, електричні параметри ґрунту безпосередньо пов'язані з його хімічними властивостями, то за допомогою фазового методу контролю можна визначати місця корозійного пошкодження підземного трубопроводу.

Для успішного застосування фазового методу при визначенні місць пошкодження ізоляції підземних трубопроводів розроблена схема, згідно з якою досліджувану ділянку трубопроводу знаходиться між двома камерами з запірною арматурою. Досліджуваний трубопровід знаходиться в ґрунті на певній глибині і кріпиться за допомогою фланців до елементів запірної арматури в кожній з камер. Фланці мають електричний контакт з досліджуваним трубопроводом. В одній з камер (початкова ділянка контролю) на спустошену від ізоляційного покриття металеву поверхню трубопроводу за допомогою магніту кріпиться один з висновків генератора імпульсів. Другий висновок даного генератора заземлюється на відстані 4 - 6 метрів від трубопроводу перпендикулярно його осі [58].

Оператор з вимірювальним пристроєм в руках рухається уздовж трубопроводу, починаючи рух від генератора імпульсів. За допомогою магнітної антени та пристрої реєстрації і посилення сигналу здійснюється вимір магнітної складової електромагнітного поля уздовж досліджуваного підземного трубопроводу. Отриманий сигнал подається на один з каналів двоканального цифрового вимірювача фазового зсуву. На інший канал вимірювача фазового зсуву по радіоканалу подається сигнал від генератора імпульсів з метою його порівняння з отриманим сигналом від трубопроводу і визначення зсуву фази на певній ділянці контролю згідно залежностям (2.47) і (2.49).

Таким чином, фазовий метод контролю дозволяє оперативно виявляти місця пошкодження ізоляційного покриття підземних трубопроводів, розташованих в ґрунтах з різними хімічними властивостями.

Для оцінки ризиків експлуатації підземних трубопроводів необхідно накопичити значну кількість експериментальних даних про вплив на поведінку

матеріалу трубопроводу різних характеристик навколишнього ґрунту з метою пошуку взаємозв'язку між ними.

З метою підвищення надійності експлуатації підземних трубопроводів пропонується:

- вивчити корозійну активність ґрунтів уздовж траси їх пролягання;
- провести аналіз сольового складу і рівня кислотності ґрунтового електроліту;
- визначити рівень вологості ґрунту і його сезонні коливання;
- визначити швидкості загальної та локальної корозії, коефіцієнта локалізації корозійних процесів;
- визначити параметри електрохімічного поведінки стали трубопроводу в експлуатаційній середовищі (рівноважний потенціал, криві анодного і катодного поляризації, величину струмів анодного і катодного процесів);
- визначити рівень захисного потенціалу ЕХЗ;
- вивчити стан пасивної протикорозійного захисту.

З метою експериментальної перевірки запропонованих підходів необхідно під час планового шурфівання провести моніторинг хімічного складу ґрунтових електролітів уздовж траси пролягання трубопроводу. Проби потрібно відбирати знизу і зверху труби з метою виявлення областей з високим ризиком виникнення концентраційних гальванічних елементів і зон періодичного змочування.

Для полікритеріальної оцінки корозійної активності ґрунтів проводиться визначення концентрації хлоридів, сульфатів, рівня вологості і рН.

Аналіз ґрунтів проводять з використанням потенціометричного (іонометричного методу для визначення вмісту хлоридів і рН, метричного для визначення кислотності водної витяжки) і турбидиметричним (для визначення вмісту сульфатів) методів.

З метою полегшення комплексної оцінки отриманих результатів і виявлення зон підвищеної корозійної активності доцільно використовувати побудова діаграм (графіків) зміни вологості, рН, концентрації хлоридів і сульфатів на досліджуваній ділянці трубопроводу.

Першим кроком дослідження є аналіз вологості ґрунту. При цьому слід виділяти області, як з точковим перепадом вологості, так і з найбільшим перепадом уздовж траси. Саме значний перепад вологості уздовж траси пролягання трубопроводу і є небезпечною ділянкою, оскільки в результаті сезонних коливань рівня опадів тут є блукаюча зона періодичного змочування, яка в сухий сезон звужується до точкової, а у вологий - поширюватися трасою.

Наступний етап дослідження полягає в оцінці рівня рН і його зміни на досліджуваній ділянці трубопроводу. Якщо загальний рівень рН на певній ділянці знаходиться в районі нейтрального з подальшим зміщенням в лужну область, то це може свідчити про значну концентрації карбонатів, які в результаті гідролізу зумовлюють лужну реакцію середовища. З корозійної точки зору істотно впливати на загальну агресивність ґрунтового електроліту такий перепад не буде, хоча через амфотерність продуктів корозії заліза може викликатися їх часткове розчинення. Лужна реакція ґрунту з одного боку пригнічує корозійні процеси, хоча наявність гідрокарбонат-іонів може сприяти деякому розчиненню продуктів корозії - гідроксидних плівок, зменшить швидкість пасивації сталі трубопроводу.

Подальші дослідження полягають у вивченні характеру зміни уздовж досліджуваного ділянки трубопроводу концентрації корозійно-активних компонентів ґрунтового електроліту - хлоридів і сульфатів, які є основною причиною корозійної деградації металу трубопроводів, а їх синергічну дію може викликати аномальне прискорення, як швидкості загальної корозії, так і локалізації корозійних процесів.

Визначення зміни концентрації хлоридів проводять як уздовж траси трубопроводу, так і в пробах зверху і знизу труби. Це дозволить визначити галузі освіти концентраційних гальванічних елементів, а також буде сприяти локалізації корозійних процесів. Значна різниця концентрацій хлоридів призведе до утворення локальних концентраційних гальванічних елементів, що в умовах неналежної протикорозійного захисту може спричинити істотне прискорення корозійних процесів в цілому і, що найнебезпечніше, їх значну локалізацію.

На завершальному етапі вивчається зміна концентрації сульфатів - основного корозійно-активного компонента ґрунтового електроліту. Значні зміни

концентрації неминуче призведуть до утворення концентраційних гальванічних елементів, точковий перепад яких може спричинити значну локалізацію корозійних процесів, яка в сульфатних середовищах є надзвичайно сильною.

Таким чином, в результаті проведених досліджень виявляють потенційно-небезпечні в корозійному плані ділянки трубопроводу. Для візуалізації результатів необхідно побудувати карту корозійної активності ґрунтів із зазначенням швидкості загальної, локальної корозії і коефіцієнта локалізації корозійних процесів, карту зміни вологості ґрунтів, карту розподілу рН ґрунтів і т.п.

У зв'язку з цим виникає необхідність моделювання електрохімічного, деформаційного і корозійної поведінки стали трубопроводу в умовах зафіксованих перепадів концентрацій корозійно-активних компонентів, рН і вологості ґрунтів. Це дозволить прогнозувати рівень корозійно-механічної деградації матеріалу підземних трубопроводів, а також підвищити надійність їх експлуатації шляхом окремої регламентації черговості і періодичності проведення моніторингових заходів та заходів з обслуговування на ділянках з підвищеною корозійною активністю.

За рахунок того, що не завжди можливо розмежувати коридори паралельного пролягання джерел змінного струму і трубопроводів або витримати відстань, визначену нормативними документами, корозія трубопроводів є наслідком дії наведеної змінного струму від джерел, розташованих в безпосередній близькості від них.

Величина наведеного на трубопровід струму буде залежати від факторів, що враховують опір ґрунту, його сольовий склад, формування захисної плівки навколо дефекту, матеріал трубопроводу, матеріал захисного покриття і його опір, розмір і геометрію дефекту в ізоляційному покритті, відстань від джерела змінного струму до трубопроводу і т.д. У разі, коли ізоляційне покриття трубопроводу має дефекти малого розміру, навіть при наявності катодного захисту, корозія трубопроводів змінним струмом може викликати серйозні ризики.

Зменшення питомої опору і зростання щільності струму на дефекті сприяє наявність в ґрунтах сильних електролітів, розчинних у водному середовищі. Аналіз рівня впливу основних фізичних факторів, таких як наведена напруга, електричний опір ґрунтового електроліту, на величину щільності змінного струму за можливим дефектом в захисному покритті дозволяє визначити небезпечні області, де ймовірність корозії буде високою. Критичне значення щільності струму знаходиться в межах  $10 \text{ A} / \text{m}^2$  [58], нижче за це значення ймовірність корозії, зумовленої змінним струмом, прагне до нуля. Використовуючи отримане значення щільності струму, виділяють ділянки потенційно небезпечні в плані можливих корозійних пошкоджень трубопроводів.

В [58] наведені графічні залежності щільності наведеного змінного струму в ґрунтах, що характеризуються високою корозійною активністю і, відповідно, низьким питомим опором, а також щільності в ґрунтах з середньою і низькою корозійною активністю. Результати аналізу отриманих графічних залежностей свідчать, що в ґрунтах, для яких характерна висока корозійна активність при малому діаметрі дефекту захисного ізоляційного покриття відбувається різке зростання щільності струму навіть при малих значеннях наведеної напруги, що свідчить про високу ймовірність корозії змінним струмом в таких ґрунтах.

Для можливості прогнозування корозійних процесів на підземному трубопроводі важливі дані про хімічний склад ґрунтового електроліту, напружено-деформований стан несучих елементів і правильна оцінка актуального стану активної і пасивної протикорозійного захисту. Наявність розчинних солей в ґрунті збільшує корозійне дію внаслідок зростання електропровідності середовища [59].

Наведені авторами експериментальні дослідження в [59] показали, що зменшення рівня рН істотно прискорює електрокорозійну складову при малих щільності струму. Такі тенденції особливо небезпечні з огляду на те, що згідно з чинним в Україні нормативним документам рівень щільності струму в  $5 \text{ A} / \text{m}^2$  вдвічі менше допустимого, що не вимагає прийняття ніяких додаткових заходів протикорозійного захисту. Однак отримані результати однозначно вказують на суттєві ризики розгерметизації трубопроводів в кислих хлоридних ґрунтових



електролітах навіть при малих щільності струму, що може створити суттєві економічні та екологічні збитки, а також вказує на необхідність внесення доповнень до нормативних документів. Подібна тенденція спостерігається і в хлоридно-сульфатних середовищах, однак інтенсивність приросту швидкості корозії істотно менше. При щільності струму  $10 \text{ A / м}^2$  (нормативно допустима) в нейтральних хлоридних середовищах відстежено тенденція до збільшення приросту швидкості корозії зі збільшенням іонної сили розчину. У нейтральних середовищах подібні тенденції не спостерігаються, а приріст швидкості корозії в основному прямо пропорційний концентрації сульфат-іонів. Обернено пропорційна залежність спостерігається лише при щільності струму  $15 \text{ A / м}^2$ .

*Математична модель процесу деформування та напруженого стану трубопроводів з корозійним ушкодженням поверхні.*

Під дією факторів хімічного впливу, а також внаслідок пошкодження ізоляції, поверхня трубопроводу зазнає значних корозійних впливів, які не сприяють надійності роботи трубопровідних систем з точки зору зміни його напружено-деформованого стану. При оцінці ступеня ушкодження поверхні експериментальними методами вдається оцінити реальну товщину стінки, яка зменшується в процесі корозійного ушкодження.

Необхідно оцінити яким чином ці процеси впливають на реальний напружено-деформований стан об'єкта. Основним апаратом для контролю напружень з математичної точки зору є результати розв'язання задачі Ламе про напружений стан труби навантаженої внутрішнім та зовнішнім тиском [42]. В результаті її розв'язання одержуються наступні формули для трьох компонент тензора напружень:

$$\sigma_{rr} = \frac{a^2 P_a}{b^2 - a^2} \left(1 - \frac{b^2}{r^2}\right) - \frac{b^2 P_b}{b^2 - a^2} \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right), \quad (2.50)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{a^2 P_a}{b^2 - a^2} \left(1 + \frac{b^2}{r^2}\right) - \frac{b^2 P_b}{b^2 - a^2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right), \quad (2.51)$$

$$\sigma_{zz} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \frac{a^2 P_a - b^2 P_b}{b^2 - a^2}, \quad (2.52)$$

де  $a$  і  $b$  – відповідно внутрішній та зовнішній радіуси трубопроводу;  $P_a$  та  $P_b$  – внутрішній та зовнішній тиск;  $\lambda$ ,  $\mu$  - параметри Ламе матеріалу, з якого

виготовлено трубопровід. Осереднення по радіусу  $r$  формули (2.42) при умові  $P=0$  дає відому формулу для визначення кільцевих напружень в трубопроводі:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{pD}{2r}, \quad (2.53)$$

де  $p$  – внутрішній тиск;  $D$  – діаметр;  $\delta$  – товщина стінки труби. Якщо прийняти, що трубопровід зазнає корозійного ушкодження рівномірно по поверхні труби (або в деякому перерізі), тоді для аналізу впливу корозійного ушкодження на напружено деформований стан необхідно порівняти результати розрахунку за формулами (2.50) – (2.52) для різних значень  $b$  – наприклад перший розрахунок проводиться для  $b = R_{\text{зовн}}$ , де  $R_{\text{зовн}}$  – зовнішній радіус трубопроводу після корозійного ушкодження.

Для експрес-аналізу ступеня впливу корозійного ушкодження можна в найпростішому випадку використати залежність (2.53). В такому випадку, якщо можна говорити про 5% зменшення товщини стінки то:

$$\Delta\sigma_{\text{кц}} = \frac{pD}{2(\sigma \cdot 0,95)} - \frac{pD}{2\sigma} = \frac{pD}{2\sigma} \left( \frac{1}{0,95} - 1 \right) = \frac{0,05}{0,95} \cdot \frac{pD}{2\sigma} \approx 0,052 \frac{pD}{2\sigma}, \quad (2.54)$$

тобто, кільцеві напруження зростають на 5,2% тобто, наприклад, при  $\sigma_{\text{кц}} = 220$  МПа, їх нове значення складатиме 231 МПа, тобто зміна є несуттєвою, такою, що не впливає на безпечне функціонування системи. Очевидно, при застосуванні  $\sigma_{\text{кц}}$  ця зміна буде суттєвою, напруження в матеріалі можуть наближатись до межі пружності:  $\sigma_{\text{кц}} = 300$  МПа вони складатимуть 315 МПа. Проте наведенні міркування мають досить умовний характер, оскільки важко уявити практичну ситуацію при якій ушкодження корозійного типу є рівномірним до поверхні (перерізу) трубопроводу. Тому для більш точного аналізу впливу корозійного ушкодження. Елементарними перетвореннями можна показати, що якщо товщина стінки зменшилась на  $K\%$  то значення кільцевих напружень збільшуються на величину:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{k}{100 - k} \sigma_{\text{кц}}, \quad (2.55)$$

де  $\sigma_{\text{кц}}$  – початкове, а  $\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}$  – нове значення кільцевих напружень.

В більш поширеному випадку корозійні ушкодження розподіляються по перерізу нерівномірно, обчислення напружень здійснюється за формулами

$$\sigma_{rr} = \frac{R^2 P_a}{R^2 - a^2} \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) - \frac{R^2 P_R}{R^2 - a^2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right), \quad (2.56)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{a^2 P_a}{R^2 - a^2} \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - \frac{R^2 P_R}{R^2 - a^2} \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right), \quad (2.57)$$

$$\sigma_{zz} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \frac{a^2 P_a - R^2 P_R}{R^2 - a^2} \quad (2.58)$$

де  $P_R$  - тиск ззовні трубопроводу (тиск ґрунту на поверхню),  $R$  - зовнішній радіус трубопроводу, який визначається як радіус кривизни зовнішньої поверхні, ушкодженої корозійними плямами. В новому трубопроводі без корозійних ушкоджень лінія  $y = S(x)$ , яка моделює переріз трубопроводу і задається у вигляді:

$$y = \pm \sqrt{R_1^2 - x^2}, \quad (2.59)$$

де  $R_1$  - радіус трубопроводу (зовнішній).

Якщо ж поверхня ушкоджена, то залежність (2.59) набуває наступного вигляду:

$$y = S(x), \quad (2.60)$$

де  $S(x)$  - лінія інтерполяційного поліному, побудована за координатами вузлових точок, при чому вказані координати визначаються на основі даних про технологію (просторове розміщення) корозійних ушкоджень. В такому випадку для обчислення  $R$  використовується форма:

$$R = \frac{(1 + S'^2(x))^{3/2}}{|S''(x)|}, \quad (2.61)$$

а для зовнішнього тиску  $P_R$  необхідно формалізувати дію на поверхню підземного трубопроводу масових сил, при цьому  $P_R = P_R(x)$ . Дані про  $P_R$  можна одержати за інформацією про глибину залягання трубопроводу, густину ґрунту тощо. В такому випадку в (2.56) – (2.58) величини радіальних  $\sigma_{rr}$ , кільцевих  $\sigma_{\theta\theta}$ , та повздовжніх  $\sigma_{zz}$  - є функціями від  $x$ . Справедливість використання (2.56) – (2.58) обумовлене тим, що не зважаючи на корозійні ушкодження, лінія  $S(x)$ , що будується як деякий інтерполяційний поліном, мало відрізняється від колової конфігурації.

Наведемо приклад побудови функції  $S(x)$

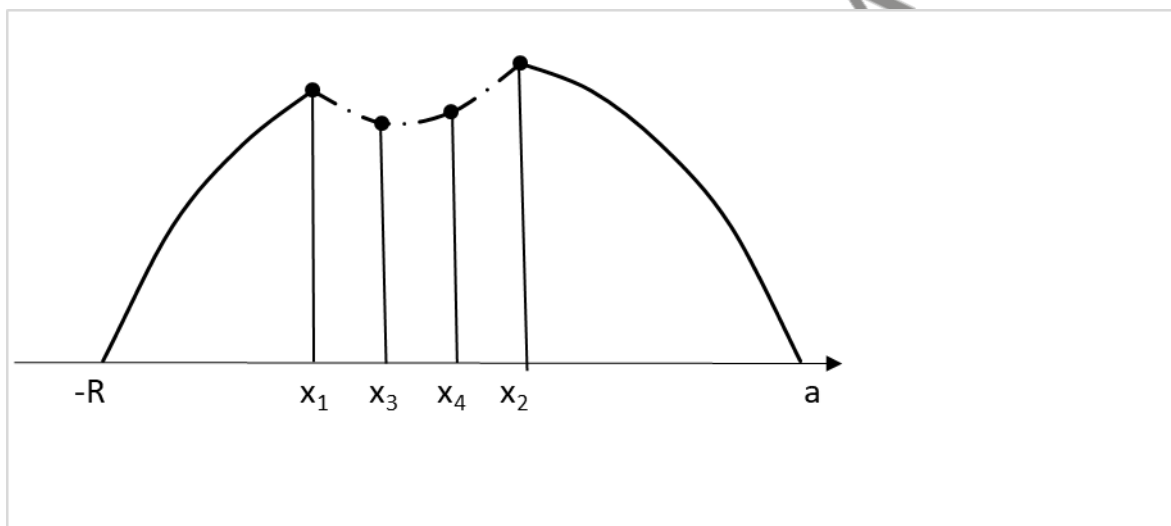


Рисунок 2.5 - Моделювання корозійного дефекту на поверхні трубопроводу

На відрізку  $[-R, x_1]$  лінія  $S(x)$  є сегментом кола:  $S(x) = \sqrt{R^2 - x^2}$ ;  $x \in [-R; x_1]$

На відрізку  $[x_1, x_2]$  лінія  $S(x)$  будується як поліном Ерміта за наступними умовами:

$$\begin{cases} S(x_1) = \sqrt{R^2 - x_1^2}; \\ S'(x_1) = -\frac{x_1}{\sqrt{R^2 - x_1^2}} \\ S(x_3) = S_3 \\ S(x_4) = S_4 \\ S(x_2) = \sqrt{R^2 - x_2^2} \\ S'(x_2) = -\frac{x_2}{\sqrt{R^2 - x_2^2}} \end{cases} \quad (2.62)$$

Значення  $S_3$  та  $S_4$  - задані координати (глибина корозійного ушкодження в деяких двох точках  $x_3$  та  $x_4$ , значення  $S(x_1)$ ,  $S'(x_1)$ ,  $S(x_2)$ ,  $S'(x_2)$  визначаються як координати точки на поверхні кола та значення похідних функції (2.50) в цих точках.

Таким чином,

$$S(x) = \begin{cases} \sqrt{R^2 - x^2}, x \in [-R; x_1] \\ S_y(x), x \in [x_1; x_2] \\ \sqrt{R^2 - x^2}, x \in [x_2; R] \end{cases} \quad (2.63)$$

Якщо таких корозійних ушкоджень декілька, функція  $S(x)$  буде мати більше складових, при чому таким вибором граничних умов гарантується неперервність та диференційованість  $S(x)$ . Функція  $S_y(x)$  при цьому буде многочленом 5 степені, техніка її побудови є добре відомою [39,40].

## Висновки до розділу 2

У даному розділі проведено теоретичні дослідження з моделювання процесу деформації трубопроводу для оцінки, а саме оцінки діючих значень та прогнозування напружень. Вперше застосовано методи математичного моделювання для визначення зміни напружень підземної ділянки трубопроводу за даними переміщення деякої множини точок. Розроблено методику оцінки напружено-деформованого стану трубопроводу та проведено дослідження впливу параметрів навколишнього ґрунту на його стан. Описано процес визначення координат точок осі підземного трубопроводу із максимальною точністю, інтерполяції просторового положення деформованої осі надземного трубопроводу і визначення кроку інтерполяції та параметрів згладжування.

Проведені дослідження дали теоретичне обґрунтування технології оцінки напружено-деформованого стану підземної частини лінійного трубопроводу безконтактним методом.

*Результати експериментальних досліджень даного розділу наведено в таких публікаціях:*

1. 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.

2. 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.

3. 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.

4. 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.

ЖОВТУЛЯ ЛЮБОМИР ЯВОРСЬКИЙ



### РОЗДІЛ 3

## ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ТА ПРОМИСЛОВІ ВИПРОБУВАННЯ МЕТОДОЛОГІЇ ОЦІНКИ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ

### 3.1 Випробування математичної моделі зміни напружено-деформованого стану трубопроводу

Для випробувань математичної моделі зміни напружено-деформованого стану в наслідок переміщення трубопроводу було використано дані науково-дослідної роботи [60] («Оцінка напружено-деформованого стану МГП «Союз» на переході р. Айдар (1239 км.)»), дослідження якої проводились на надземному переході газопроводу «СОЮЗ». У звіті НДР наявні дані фактичних напружень та значення переміщення трубопроводу відносно планового положення, яких цілком достатньо для проведення розрахунків.

Перехід через р. Айдар побудований у 1977 році, уведений в експлуатацію в червні 1978 року. Перехід балкового типу, має дев'ять опор з віддальми 40 та 50 метрів, середня опора (п'ята) є анкерною. На всіх опорах, крім анкерної, змонтовані поздовжньо-рухомі каткові опори. Діаметр труби газопроводу 1420 мм. Загальний вигляд ділянки повітряного переходу через р. Айдар Магістрального газопроводу «Союз» подано на рис. 3.1-3.2.

З часу введення в експлуатацію трубопроводу в 1979 році відбулось зміщення осі досліджуваного трубопроводу від проектного положення, яке продовжується до даного часу. Таке зміщення призвело до викривлення осі трубопроводу, що стало причиною збільшення внутрішніх механічних напружень в металі трубопроводу на окремих ділянках переходу.



Рисунок 3.1 - Загальний вигляд ділянки повітряного переходу через р. Айдар  
Магістрального газопроводу «Союз»



Рисунок 3.2 - Фрагмент повітряного переходу магістрального газопроводу  
«Союз» через р. Айдар

Подекуди магістральний газопровід змістився настільки, що довелося збільшувати відстань між обмежувальними опорами.



У 1979 році, у зв'язку з поперечними зміщеннями надземної частини переходу, були виконані роботи по засипанню підземних ділянок газопроводу в місцях виходу із землі, матеріалом, котрий повинен забезпечити можливість "роботи" підземних ділянок, що примикають до надземної частини переходу.

За результатами вимірювань горизонтального зміщення трубопроводу на опорах побудовано графік зміщення осі газопроводу в горизонтальній площині (рис. 3.3) відносно анкерної опори №5.

За нуль прийнято точку закріплення повітряного переходу магістрального газопроводу у площині анкерної опори (опора №5).

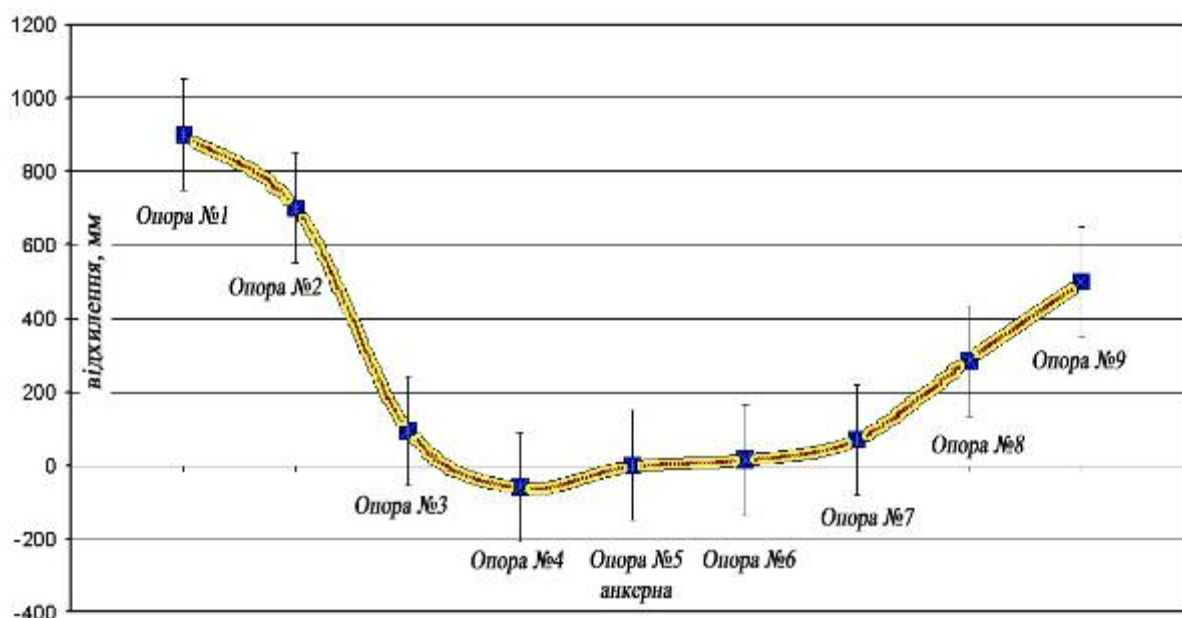


Рисунок 3.3 - Графік зміщення осі газопроводу в горизонтальній площині

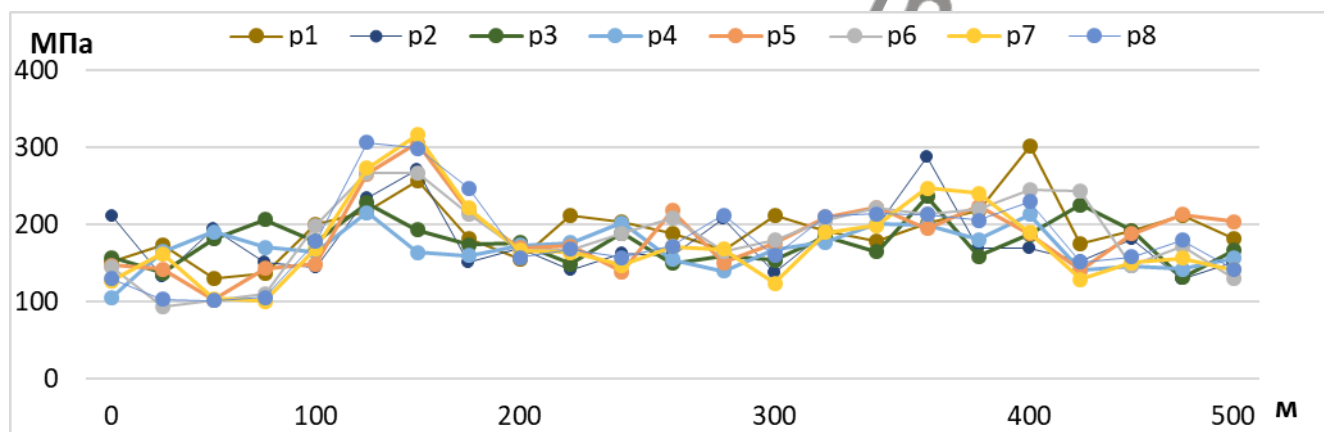
Напруження у стінці труби газопроводу визначались із експериментальної залежності коерцитивної сили сталі марки Х60 від величини механічних напружень в металі. Дослідження встановили, що зі зростанням величини напружень коерцитивна сила металу зростає в зоні пружної та пластичної деформації [61].

Фактичні значення напружень у металі стінки газопроводу наведені у табл. 3.1.

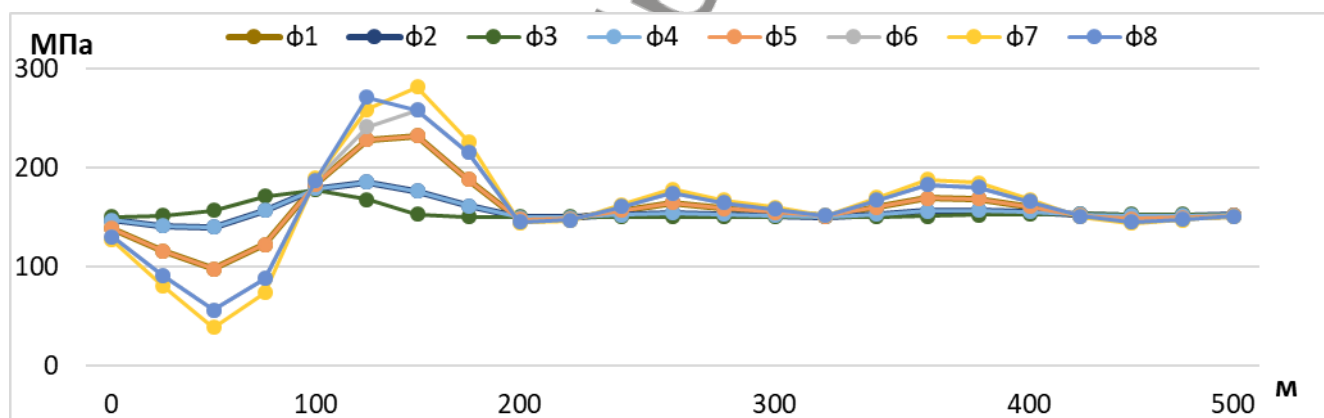
Таблиця 3.1 - Фактичні значення напружень

№ перерізу	Максимальні напруження, МПа							
	Точка 1	Точка 2	Точка 3	Точка 4	Точка 5	Точка 6	Точка 7	Точка 8
1	152	210	157	105	147	145	127	130
2	174	132	137	164	141	92	162	103
3	129	194	181	190	102	102	103	101
4	136	150	206	170	143	110	100	105
5	199	143	177	165	148	198	168	178
6	217	234	228	215	265	266	272	306
7	257	271	193	164	305	267	316	299
8	182	151	173	159	217	212	221	247
9	156	168	176	173	169	166	166	157
10	211	141	149	176	172	166	163	167
11	203	163	188	202	139	188	147	157
12	187	159	149	155	217	207	171	172
13	167	208	159	139	150	165	168	212
14	211	138	153	167	176	179	124	159
15	191	191	184	177	209	205	190	210
16	178	198	164	200	221	222	198	213
17	202	287	236	199	194	213	247	213
18	219	169	159	180	224	219	240	205
19	302	169	187	213	187	244	189	230
20	175	152	225	141	140	243	128	151
21	191	180	192	146	188	146	150	158
22	211	128	131	142	213	172	156	179
23	182	151	166	156	203	129	141	142

Як результат, нижче відображено графіки зміни НДС чотирьох твірних вздовж осі трубопроводу (рис. 3.4).



а) Фактичні значення напружень



б) Розраховані значення напружень

Рисунок 3.4 - Графіки фактичних напружень та розрахованих значень зміни напружень вздовж трубопроводу

Порівнюючи фактичні напруження трубопроводу та розраховані значення зміни напружень, помітна певна залежність, з огляду на яку можна зробити висновок, що математична модель видає цілком ймовірні результати, що дають можливість виділити ділянки трубопроводу, переміщення якого створюють аномальні напруження.

### 3.2 Розроблення методики експериментальних досліджень

Для проведення промислових досліджень розроблено наступну методологію. Вона полягає в послідовності таких операцій:

- Вибір досліджуваної ділянки
- Збір та аналіз наявних даних
- Вибір засобів для визначення просторового положення
- Проведення польових досліджень
- Обробка просторових даних
- Розрахунок напружень
- Аналіз результатів дослідження

Для проведення промислових досліджень 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 рис. 3.5, була замінена з подальшим постійним веденням моніторингу розвитку зсувних процесів.



Рисунок 3.5 - Досліджувана ділянка трубопроводу із підвищеним геодинамічним ризиком

Характеристики досліджуваної ділянки трубопроводу наведені в табл 3.2.



Таблиця 3.2 - 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.
Товщина стінки	10 мм

Індикатором такого геодинамічного ризику в поєднанні з іншими ознаками є значна локальна зміна НДС трубопроводу. Для моніторингу напружено-деформованого стану лінійної ділянки магістрального газопроводу в 2010 році було встановлено тензометричний пост. Групу тензометричних давачів розміщено в точках А, Б, В (рис. 3.5). За допомогою даного поста можна постійно відслідковувати зміну НДС трубопроводу, що може бути викликаний розвитком зсувних процесів.

Проте, саме встановлення таких тензометричних постів є дороговартісною операцією і вимагає розкопування (шурфування) ділянки трубопроводу для монтажу тензометричних давачів. А це унеможлиблює проведення моніторингу НДС значної протяжності лінійної частини газопроводу, який перебуває в зоні геодинамічного ризику. 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.

Відповідно, в процесі безпечної експлуатації магістрального газопроводу необхідно мати інструменти для експрес-діагностування підземної лінійної частини МГ на предмет виявлення аномальних напружень. 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.

### 3.3 Промислова апробація методології визначення зміни НДС підземних трубопроводів

Промислові дослідження проводились у Долинському ЛВУМГ, УМГ «ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ», ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»

Для даних досліджень використовувався трасошукач SeekTech SR-60 (рис. 3.6). Трасошукач володіє унікальним методом [44-47] 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. Точність трасошукача підвищується запропонованою методикою в тричі. 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 0,025 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) Трасошукач SeekTech SR-60

б) Польові дослідження

Рисунок 3.6 - 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 [52]. Вимірювання проводились GPS-приймачем (рис. 3.7) 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) Польові дослідження

б) GPS приймач Leika GS08plus з контроллером CS10 3,5G

Рисунок 3.7 - Проведення робіт з позиціонування трубопроводу по точках, визначених трасошукачем

За початкове положення трубопроводу прийнято дані геодезичного обстеження проведених ПАТ «Прикарпаттрансгаз» (рис 3.8) у вигляді топографічного плану із нанесеною трасою трубопроводу та відомістю координат осі трубопроводу. Проектного положення трубопроводу немає у належному вигляді з дотриманням точності та густоти точок із відомим просторовим положенням. Тому обираю наявні дані - геодезична зйомка, що проводилась після ремонтних робіт внаслідок зсуву ґрунту у 2010 році, із дотримання вимог по точності вимірювань координат. Такі дані задовільняють розроблену технологію, оскільки можливо відслідкувати зміну напружено-деформованого стану за період 7 років та провести контроль продовження геодинамічних процесів.



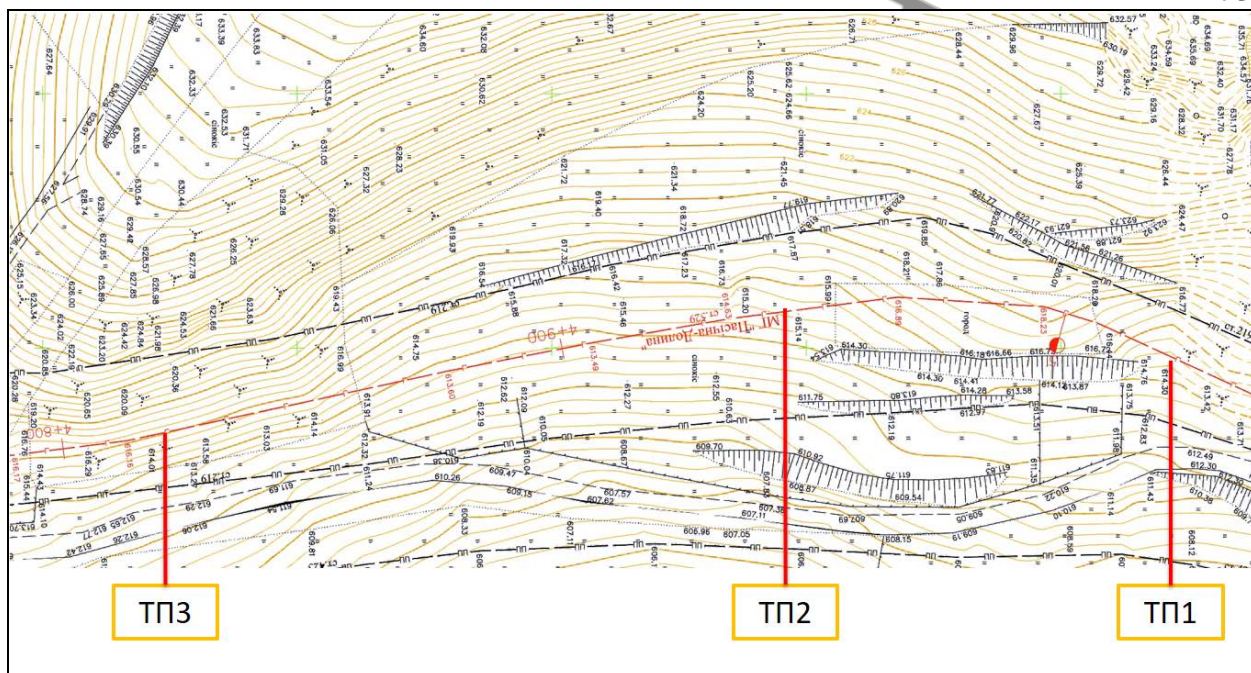


Рисунок 3.8 - Фрагмент топографічної карти геодезичної зйомки положення магістрального трубопроводу

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Виміряне положення			Початкове положення			Різниця координат				
2	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z		
3	1371826,51	5380592,25	638,062	1371826,51	5380592,25	638,122	0	0	0,06		
4	1371813,22	5380599,21	634,916	1371813,28	5380599,35	634,852	0,055	0,141	-0,064		
5	1371802,6	5380604,53	633,781	1371802,7	5380604,68	633,714	0,101	0,157	-0,067		
6	1371784,19	5380613,67	631,731	1371784,26	5380613,84	631,663	0,076	0,164	-0,068		
7	1371769,6	5380621,61	631,372	1371769,63	5380621,75	631,294	0,033	0,138	-0,078		
8	1371752,43	5380631,63	627,147	1371752,41	5380631,89	627,102	-0,026	0,254	-0,045		
9	1371733,68	5380643,14	622,792	1371733,71	5380643,18	622,719	0,028	0,041	-0,073		
10	1371717,28	5380654,66	619,053	1371717,22	5380654,62	618,992	-0,06	-0,039	-0,061		
11	1371697,57	5380668,5	617,342	1371697,56	5380668,55	617,293	-0,012	0,05	-0,049		
12	1371681,64	5380679,23	615,4	1371681,66	5380679,26	615,374	0,021	0,03	-0,026		
13	1371667,92	5380688,89	614,043	1371667,94	5380688,92	614,002	0,024	0,033	-0,041		
14	1371649,39	5380702,39	613,153	1371649,37	5380702,37	613,114	-0,018	-0,025	-0,039		
15	1371629,54	5380715,92	612,471	1371629,52	5380715,89	612,418	-0,019	-0,03	-0,053		
16	1371610,46	5380729,12	610,023	1371610,47	5380729,13	609,632	0,011	0,01	-0,391		
17	1371591,29	5380742,8	610,22	1371591,28	5380742,74	610,01	-0,004	-0,063	-0,21		
18	1371575,1	5380753,62	611,038	1371575,1	5380753,66	611,04	0,005	0,031	0,002		
19	1371573,56	5380757,11	612,453	1371573,47	5380757,08	612,446	-0,083	-0,033	-0,007		
20	1371571,97	5380780,7	613,028	1371571,91	5380780,7	612,968	-0,064	0,006	-0,06		
21	1371571,03	5380793,39	614,466	1371571,12	5380793,37	614,493	0,092	-0,024	0,027		
22	1371568,31	5380815,6	615,06	1371568,21	5380815,59	614,995	-0,098	-0,007	-0,065		
23	1371562,79	5380838,99	614,734	1371562,85	5380839,01	614,694	0,067	0,019	-0,04		
24	1371557,89	5380862,2	612,866	1371557,95	5380862,22	612,814	0,059	0,012	-0,052		
25	1371553,35	5380885,57	612,621	1371553,26	5380885,55	612,526	-0,098	-0,019	-0,095		
26	1371548,81	5380909,04	612,396	1371548,78	5380908,99	612,328	-0,031	-0,052	-0,068		
27	1371544,76	5380932,35	613,01	1371544,68	5380932,32	613,072	-0,077	-0,035	0,062		
28	1371541,71	5380956,41	614,054	1371541,53	5380956,39	614,103	-0,175	-0,018	0,049		
29	1371540,17	5380979,8	615,196	1371539,97	5380979,78	615,164	-0,206	-0,011	-0,032		
30	1371543,52	5381002,72	616,523	1371543,27	5381002,75	616,435	-0,249	0,038	-0,088		
31	1371552,89	5381024,78	615,743	1371552,58	5381024,9	615,623	-0,311	0,118	-0,12		
32	1371563,15	5381046,1	614,395	1371563,02	5381046,16	614,265	-0,129	0,064	-0,13		

Рисунок 3.9 - Дані отримані в результаті польових досліджень із вимірювання просторового положення трубопроводу

Накладанням на первинний профіль траси координат виміряного дійсного положення осі трубопроводу були одержані дані, необхідні для визначення

величини напружено-деформованого стану трубопроводу за розробленою методикою. Дані геодезичних вимірювань зображені на рис. 3.9. Варіація визначених переміщень трубопроводу коливається в межах сорока сантиметрів.

Складність та громіздкість вищенаведених розрахунків зумовила розробити програмний розрахунковий модуль, що дозволяє автоматично опрацьовувати дані. Частина результату опрацювання отриманих даних наведено на рис. 3.11.

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 3.10 - Фрагмент результату обробки даних

На основі розрахованих напружень трубопроводу побудовано наступний графік (рис. 3.11). Результати були оброблені з використанням методу Хімелблау [62] для виявлення аномальних значень виміряних переміщень які відкидаються до наступних розрахунків це підвищує точність результатів дослідження (позначено на рис. 3.11 як «аномальні значення»).



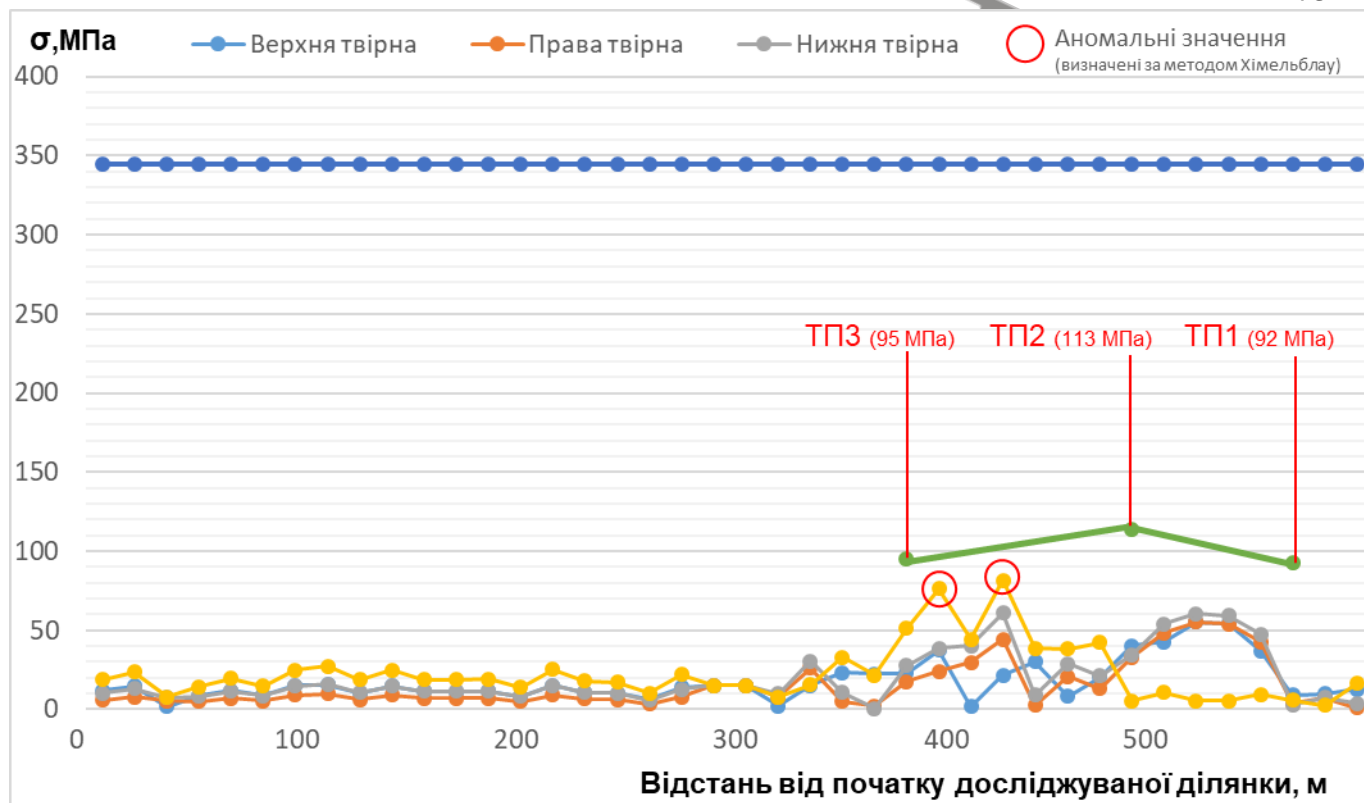


Рисунок 3.11 - Графік зміни напружень труби досліджуваної ділянки газопроводу «Пасічна-Долина» Ду500 протяжністю 800 м

Основним навантаженням на магістральні трубопроводи є внутрішній тиск (тиск продукту, який перекачують). Підземний трубопровід знаходиться у складному напруженому стані, піддаючись дії 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.

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 унеможлиблює 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. Розподіл напружень за результатами розрахунків напружено-деформованого стану одного із перерізів труби зображено на рис. 3.12.

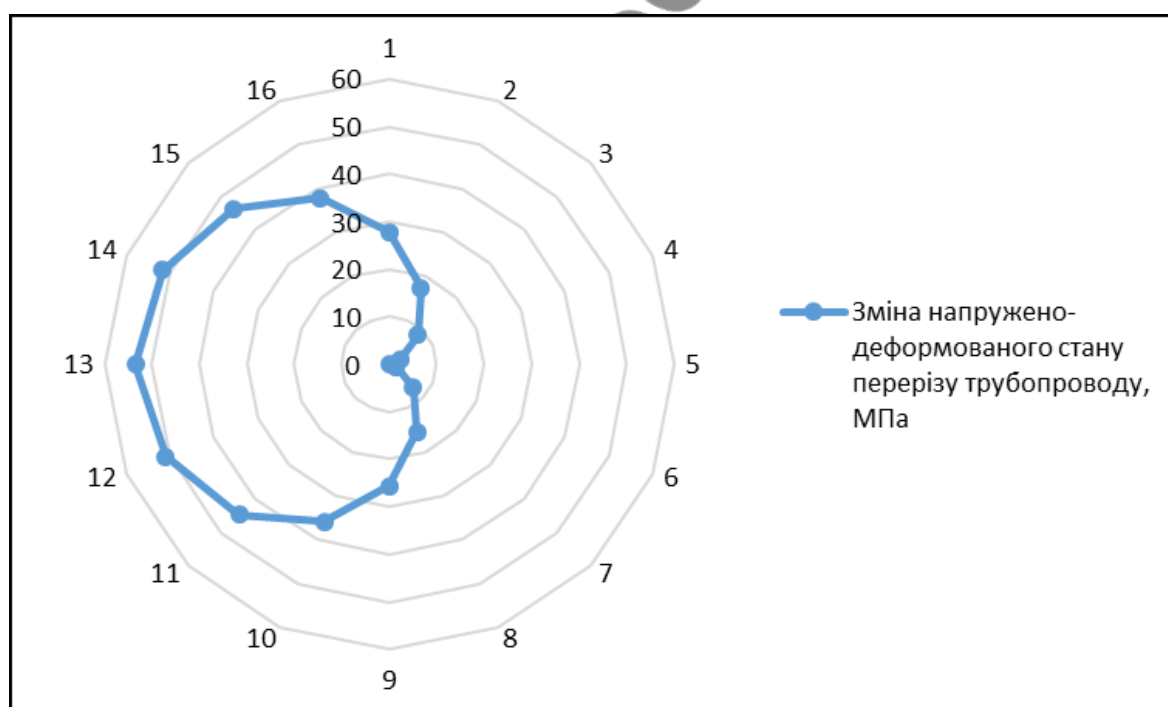


Рисунок 3.12 - Епюра зміни напружено-деформованого трубопроводу в перерізі на 300 метрі досліджуваної ділянки

На рис. 3.12 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.

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 (рис. 3.13), що допомагає більш точно характеризувати природу пошкоджень.

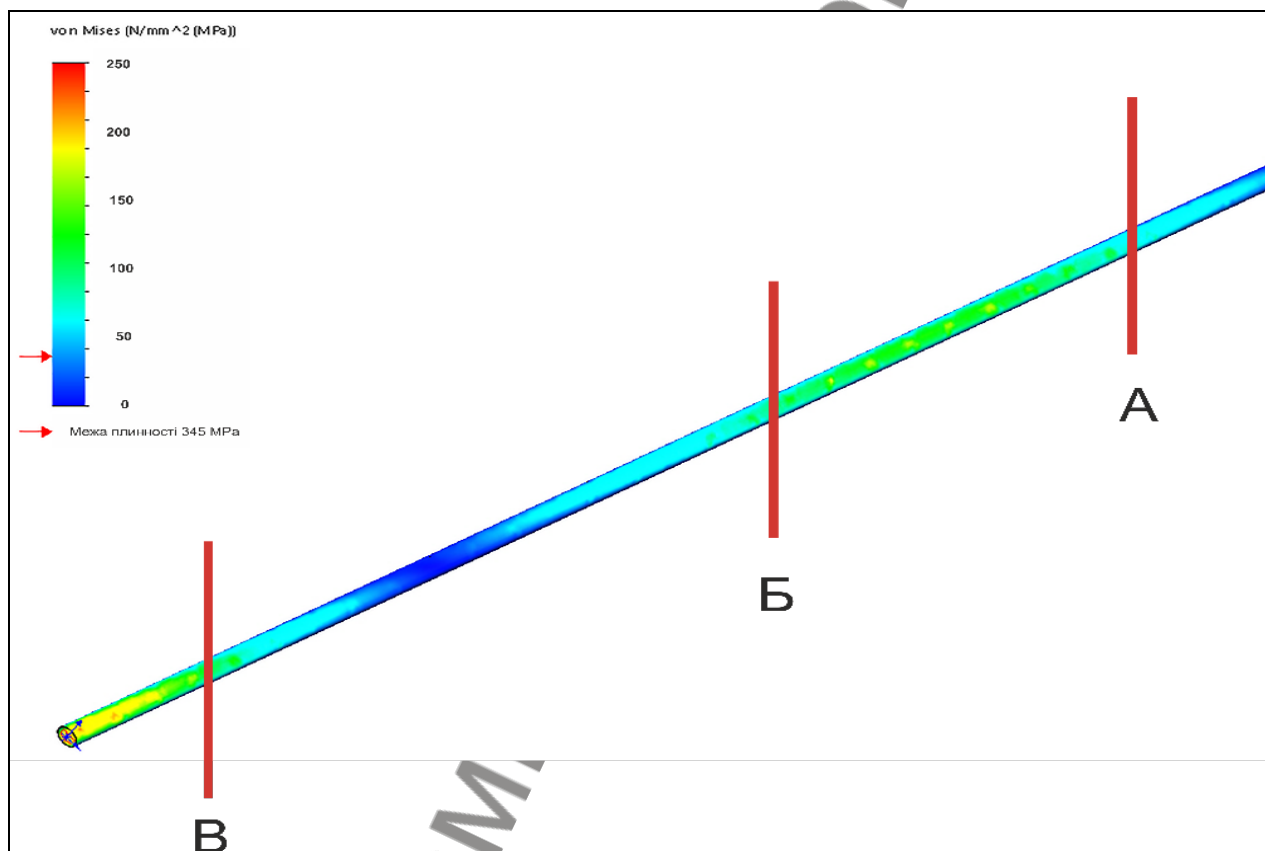


Рисунок 3.13 - Моделювання розрахованого напружено-деформованого стану ділянки трубопроводу у середовищі SolidWorks

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 [63, 64]. 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. Достовірність результатів застосовуваної методики підтверджена результатами тензометричних вимірювань напружень в тілі труби.

### 3.4 Розробка заходів щодо моніторингу геодинамічної активності аномальних зон

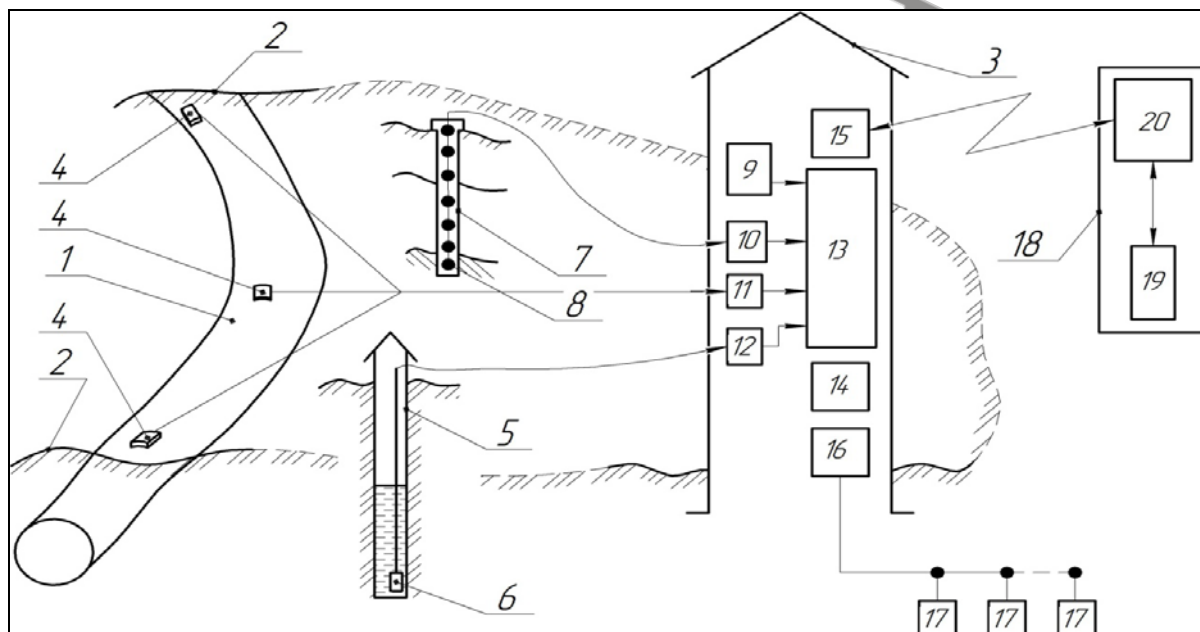
З метою моніторингу геодинамічної активності у виявлених зонах аномального напруження трубопроводу розроблено концепцію стаціонарної системи прогнозування. Система базується на двох складових: системі та методиці моніторингу параметрів геодинамічної небезпеки у вказаній зоні і методиці визначення геодинамічного ризику в зоні пролягання інженерних комунікацій.

Розроблена система (рис. 3.14) містить: набір датчиків з нормуючими пристроями (4, 6, 8, 9), мікропроцесорний пристрій (13) для зчитування, накопичення, обробки та передачі інформації у складі автономного поста (3), пристрої забезпечення автономного живлення (16, 17) і мобільний пристрій зчитування інформації через радіоканал (18).

Як первинні джерела інформації про рух ґрунту в геодинамічній зоні використані:

- група тензодатчиків деформації (4) трубопроводів (1);
- масив трикоординатних датчиків нахилу (8), встановлених в вертикально заглибленому інклінометричному футлярі (7);
- гідростатичний датчик рівня ґрунтових вод (6) в свердловині (5) контрольованої ділянки;
- вимірювач природного імпульсного електромагнітного поля Землі (9), антена якого встановлена на автономному пості (3).

Враховуючи суттєві відмінності в інтенсивності сигналів різних датчиків та їх вихідних опорах, для кожного датчика розроблено свій інтерфейсний пристрій (10, 11, 12). Зазначені пристрої здійснюють підсилення, аналого-цифрове перетворення і передачу інформації в мікропроцесор по стандартному SPI інтерфейсу.



1 – трубопровід; 2 – межі області з високим геодинамічним ризиком (зсув); 3 – автономний пост накопичення та опрацювання інформації; 4 – тензометричні датчики; 5 – свердловина; 6 – гідростатичний датчик рівня ґрунтових вод; 7 – інклінометричний футляр; 8 – масив трикоординатних датчиків нахилу; 9 – вимірювач природного імпульсного електромагнітного поля Землі; 10, 11, 12 – блоки узгодження; 13 – мікроконтролерний блок керування та опрацювання; 14 – блок енергонезалежної пам’яті; 15 – радіоблок; 16 – блок живлення; 17 – система ґрунтових термоелектричних генераторів; 18 – мобільний пристрій зчитування; 19 – блок накопичення даних; 20 – радіоблок в мобільному пристрої

Рисунок 3.14 - Система прогнозування геодинамічної небезпеки в зоні пролягання трубопровідних систем

Для зчитування накопиченої і обробленої мікропроцесорним пристроєм інформації використаний модуль Bluetooth інтерфейсу (15) у складі автономного поста (3) і радіоблок (20) у складі мобільного пристрою зчитування (18).

Для систем контролю із зазначеною структурою важливим є питання забезпечення стабільності електроживлення. Акумуляторні пристрої живлення навіть при використанні схем енергозбереження забезпечують роботу системи тільки протягом одного-двох місяців при плюсовій температурі і без дозарядки. Для вирішення зазначеної проблеми нами використано термоелектричне джерело АЛТЕК-8027 (Інститут термоелектрики, Україна), призначене для забезпечення

електричною енергією сигналізаційної та охоронної апаратури, радіомаяків, метеорологічних станцій, різних пристроїв та приладів радіоелектронної техніки в польових умовах. Термоелектричне джерело електричної енергії працює на основі прямого перетворення теплової енергії ґрунту в електричну.

Термоелектричний генератор заглиблюється в ґрунт і, залежно від погодних умов, може працювати в двох режимах. У теплу погоду або денний час доби тепловий потік з більш нагрітих шарів ґрунту надходить на верхній концентратор генератора, який передає тепло гарячим спаям термоелектричного модуля, розташованого під концентратором. Холодні спаї термоелектричного модуля контактують з тепловідводами, що мають низький тепловий опір, і по яким тепло, що пройшло через термоелектричний модуль, надходить на нижній концентратор та розсіюється у більш холодні шари ґрунту. У холодну погоду або нічний час доби тепловий потік надходить на нижній концентратор з більш теплих шарів ґрунту і тепловідводом передається на термоелектричний модуль. Верхній концентратор в цьому випадку розсіює тепло що проходить через термоелектричний модуль.

Корпус термоелектричного генератора виконаний з біо- та гідростійкого теплоізолюючого матеріалу, концентратори захищені антикорозійним покриттям. При роботі термоелектричного генератора відсутні акустичні шуми. Термоелектричний генератор, вміщений в ґрунт, працює в важкодоступних місцях без втручання обслуговуючого персоналу. Термоелектричний генератор є екологічно чистим джерелом електричної енергії.

Для створення системи моніторингу нахилу ділянки ґрунту використовували масив трикоординатних мікромеханічних датчиків нахилу (8), придатних за своїми параметрами для безперервного спостереження природних об'єктів та інженерних споруд.

Кожен датчик розміщується на індивідуальному жорсткому стрижні-основі. Датчик, разом з приєднаним до нього кабелем, вмонтований у відрізок гнучкої оболонки у формі трубки. Довжина кожного фрагмента залежно від завдання становить 0,75, 1,25 або 2,25 метра. При цьому всі датчики з'єднані загальним кабелем, по якому подається живлення і проводиться зчитування інформації.



При моніторингу загальна оболонка з масивом датчиків закріплюється в спеціально пробуреній свердловині (рис. 3.14). У разі необхідності весь масив може бути витягнутий для повторного використання або ремонту.

Інформація про зсуви формується на основі аналізу зміни кутів відносно початкової орієнтації датчиків. З цією метою застосовується спеціально розроблене програмне забезпечення. Воно дозволяє відтворити безперервну траєкторію, уздовж якої розміщуються датчики в момент зняття вимірів, а також накопичувати інформацію, оцінювати величину і напрямок зсуву траєкторії.

Результати моніторингу зсувів з використанням гнучких масивів датчиків підтвердили можливість проведення вимірювань з необхідною точністю. У вертикальні свердловини довжиною 10 метрів було встановлено масиви датчиків з кроком розміщення 1,5 метра. За результатами вимірювань чутливість до зсуву була оцінена в межах 1-2 мм, точність  $\pm 2$  мм.

Гідростатичний датчик рівня ґрунтових вод (6) контрольованої ділянки реалізований на основі інтегрального напівпровідникового датчика диференціального тиску стовпа води в свердловині (5). Вихідний сигнал датчика аналоговий, термокомпенсований і нормований по амплітуді, що дозволяє після аналого-цифрового перетворення в модулі узгодження (12), використовувати його інформацію в мікропроцесорному модулі обробки інформації. Для передачі різниці тиску стовпа рідини на вхідні штуцери датчика диференціального тиску використані дві металеві трубки діаметром 4 мм: одна прокладена від штуцера до нижньої точки свердловини, а друга від другого штуцера датчика до точки на 1,5 м нижче поточного рівня рідини в свердловині. Таким чином, сигнал на виході датчика пропорційний поточному рівню ґрунтових вод.

Група тензодатчиків деформації (4) трубопроводів (1) реалізована на базі використання як сенсорів деформації класичних фольгованих тензорезисторних розеток, включених за мостовою схемою. Як зчитувальний пристрій використані модулі власної розробки на базі спеціалізованих інтегральних мікросхем дельта-сигма АЦП ADS 1234IPW (Texas Instruments). Зазначені модулі встановлюються безпосередньо біля ділянки вимірювання, виключаючи вплив на результати контролю ліній зв'язку датчик-АЦП. Вихідний сигнал модуля АЦП подається в

пристрій узгодження (11) у вигляді цифрового коду за послідовним SPI інтерфейсом.

В основі роботи останнього компонента даної системи – вимірювача природного імпульсного електромагнітного поля Землі, лежить метод природного імпульсного електромагнітного поля Землі (ПЕМПЗ). Електромагнітні поля, джерела яких знаходяться в надрах Землі, є первинним об'єктом геофізичних досліджень. А.А. Воробйов, ввівши поняття «природного імпульсного електромагнітного поля Землі», розумів під ним весь комплекс електричних розрядів, які постійно утворюються у всіх сферах нашої планети і в космічному просторі, але, в першу чергу, мав на увазі саме ті, які генеруються в її надрах гірськими породами.

Даний метод знаходить останнім часом все більше застосування для картування малоамплітудних тектонічних порушень на шахтних полях, вирішенні інженерно-геологічних та геолого-екологічних завдань [65]. Методом ПЕМПЗ можуть ефективно вирішуватися завдання, пов'язані із вивченням напруженого стану гірських порід. При дослідженні зсувних процесів в Карпатському регіоні, що активізувалися в 1998-2001 і 2008 роках, даний метод був застосований незалежно, поряд з іншими геофізичними методами, всіма геолого-геофізичними підприємствами та науковими інститутами, які були залучені до виконання польових робіт.

Недоліки методу закладені в самій природі електромагнітних хвиль, які випромінюються внаслідок процесів, що проходять в надрах і на поверхні Землі, а також в атмосфері, магнітосфері, іоносфері та в космосі, тобто залежать від багатьох факторів. Тому однією з основних проблем при дослідженнях методом ПЕМПЗ є виділення сигналів, пов'язаних з напружено-деформованим станом порід, на тлі всіх інших складових варіації цього поля [66].

Враховуючи зазначені вище проблеми методу і пристрою ПЕМПЗ, а також наведених вище пристроїв контролю, пов'язані з впливом перешкод на результат прогнозування зсувних процесів в геодинамічній зоні, нами за допомогою мікроконтролерного модуля обробки сигналів датчиків реалізований алгоритм штучної нейронної мережі. Мета застосування алгоритму – максимальне

відлаштування від сигналів, що не є для нас інформаційними, тобто некорельованими зі змінами напружено-деформованого стану порід [67,68].

Для реалізації поставленої мети програмно реалізований алгоритм обробки інформації – розпізнавання образів на базі штучної нейронної мережі типу багатошаровий перцептрон. Вхідним образом є значення синхронно зареєстрованих сигналів від описаної вище групи чотирьох датчиків: тензодатчиків деформації (4) трубопроводів (1); трикоординатних датчиків нахилу (8); гідростатичного датчика рівня ґрунтових вод (6); вимірювача природного імпульсного електромагнітного поля Землі (9).

Сигнали з перших трьох датчиків (4, 8, 6) після нормування подаються відповідно на перші три входи нейронної мережі. Сигнал вимірювача природного імпульсного електромагнітного поля Землі (9) підлягає попередньому опрацюванню методом символізації, запропонованим в [69-73]. Дане опрацювання реалізоване наступним чином.

В процесі попередньої обробки реалізації інформаційного сигналу датчика природного імпульсного електромагнітного поля Землі, після його підсилення та нормалізації, виконується дискретизація аналогового сигналу по часу та квантування по рівню – аналого-цифрове перетворення (АЦП). Результат роботи АЦП – значення в діапазоні від 0 до 63 (від 0 до 26-1 при шестирозрядному АЦП) пропорційні значенням нормалізованих сигналів датчиків. В оперативній пам'яті мікроконтролера виділено 64 комірки (з адресами від 0 до 64). Після кожного аналого-цифрового перетворення відліку інформаційного сигналу датчика збільшується на 1 (інкрементується) вміст тієї комірки пам'яті, адреса якої дорівнює значенню сигналу отриманому в результаті аналого-цифрового перетворення конкретного відліку сигналу. Таким чином, результат аналого-цифрового перетворення інформаційного сигналу – число – сприймається процесором як адреса комірки, яку треба інкрементувати (збільшити на 1). Дана операція виконується досить швидко і швидкість такої символізації сигналу практично визначається тільки швидкістю модуля АЦП перетворення. В процесі такої обробки сигналу в 64-ох комірках пам'яті буде по суті оцінка функції густини розподілу вибірки інформаційного сигналу. Поділивши значення в

кожній з цих комірок пам'яті на загальну кількість АЦП перетворень сигналу за час спостереження, отримуємо в пам'яті символічно-послідовну гістограму розподілу енергії інформаційного сигналу.

Таким чином, нейронна мережа має 67 входів (3+64) і три шари: вхідний (67 вхідних нейронів), прихований (20 нейронів) і один вихідний шар (1 нейрон). В нейронах прихованого і вихідного шарів використано сигмоїдну функцію як функцію активації. Навчання мережі з учителем виконувалося за допомогою алгоритму зворотного поширення помилки. Результатом навчання було отримання матриць вагових коефіцієнтів мережі, які програмувалися в енергонезалежну пам'ять контролера типу dsPIC33FJ256MC510A (Microchip). Визначення зазначених вагових коефіцієнтів виконувалося за допомогою модуля (toolbox) Neural Network ППП MATLAB. Для навчання використовувалися зареєстровані системою дані в умовах дослідного полігону і штучно імітованих зсувних процесів.

Вихід нейронної мережі бінарний, який сигналізує про наявність або відсутність процесів зсуву або напруги в геодинамічній зоні. На етапі досліджень системи, в окремий модуль енергонезалежної пам'яті на MMC карті записувались поточні цифрові значення тензодатчиків деформації (4) трубопроводів (1); трикоординатних датчиків нахилу (8); гідростатичного датчика рівня ґрунтових вод (6); а також результати символізації сигналів вимірювача природного імпульсного електромагнітного поля Землі (9) та значення на виході нейронної мережі.

### Висновки до розділу 3

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

Для випробувань математичної моделі було використано фактичні значення переміщення трубопроводу та напружень значення яких корелюється із значеннями розрахованими за математичною моделлю та дають можливість виділити ділянки трубопроводу, переміщення якого створюють аномальні напруження.

Розроблено методологію для промислових досліджень які проводились на ділянці трубопроводу «Пасічна-Долина» Ду-500 біля с. Битків. В результаті накладання на первинний профіль траси координат виміряного дійсного положення осі трубопроводу були одержані дані, необхідні для визначення величини напружено-деформованого стану трубопроводу за розробленою методикою.

Визначені значення були оброблені з використанням методу Хімельблау для виявлення аномальних значень вимірних переміщень які відкидаються до наступних розрахунків це підвищує точність результатів дослідження

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. З результатів вдалось виділити зони аномального напруження і навіть виявити зсувні процеси. Також, запропоновано концепцію стаціонарного пункту моніторингу геодинамічної активності та розроблено концепцію його розробки.



*Результати експериментальних досліджень даного розділу наведено в таких публікаціях:*

1. Yavorskyi A.V. Karpash M.O. Zhovtulia L.Y. Poberezhny L.Ya. 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.

2. Zhovtulia L.Y., Oliynyk A.P., Yavorskyi A.V., Karpash M.O., Vashchyshak 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.

3. 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.

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

5. 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 нафтогазовпромислового обладнання» (14-16 листопада 2017 року). м. Івано-Франківськ, 2017. – С. 126-128.

## РОЗДІЛ 4

### КОМПЛЕКСНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ГЕОДИНАМІЧНОГО РИЗИКУ ЯК ОСНОВНОГО ЧИННИКА ЗМІНИ НАПРУЖЕНО ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ

#### 4.1. Характер геодинамічних ризиків

З постановкою великих експериментальних досліджень сучасних рухів земної кори на геодинамічних полігонах різного призначення були виявлені інтенсивні локальні аномалії вертикальних і горизонтальних рухів, приурочені до зон розломів різного типу і порядку. Ці аномальні рухи бувають високоамплітудними (до 50-70 мм/рік), короткоперіодичними (0.1-1 рік), просторово локалізованими (0.1-1 км), а також володіють пульсаційним характером і знакозмінною спрямованістю.

Впровадження диференціальних GPS-технологій в періодичному (дискретному) і безперервному варіантах моніторингу за зміщеннями та деформаціями дозволило виявити новий клас геодинамічних рухів в зонах розломів з періодами 30 – 60 сек., 40 – 60 хв. і підтвердити рух з періодами до року і більше. Усім цим рухам поряд з трендовою складовою властиві пульсаційний характер і знакозмінна спрямованість [73].

Аналізуючи циклічні знакозмінні і трендові рухи, можна зробити висновок, що основною властивістю геологічного середовища, особливо в зонах розломів, є знаходження його в безперервному русі. Місця прояву геодинамічних рухів в більшій мірі тяжіють до активних тектонічних структур (розломів) і безпосередньо прилеглих до них обсягів порід і ділянок земної поверхні. Експериментально в цих зонах встановлені великі амплітуди зміщень.

Наприклад, породний стовп, що знаходиться безпосередньо над тектонічним порушенням, характеризується вкрай високим руйнуванням. Будучи в порушеному, підвищеної тріщинуватості стані, цей породний стовп має, природно, підвищену податливість. Тобто, інженерні споруди, що спираються в

цих зонах на ґрунт, будуть провалюватися. В той же час, об'єкти великої протяжності (залізничні насипи, трубопроводи), що перетинають зони тектонічних порушень, будуть в цих зонах прогинатися і провисати [74,75].

Якщо амплітуда знакозмінних деформацій перевищить допустимі деформації конструктивних елементів споруди, то в ньому виявляться порушення з відповідними аварійними наслідками. Якщо рівень деформацій нижче допустимих значень, то аварійні наслідки від дії залежать від прояву втомних ефектів. За виявленими в даний час частотам короткоперіодних геодинамічних коливань найбільшу небезпеку в цьому плані становлять коливання з періодами близько однієї хвилини і близько однієї години, що створюють, відповідно 500000 і 9000 циклів навантаження на рік. Час руйнування під дією циклічних навантажень залежить від рівня амплітуди змінних деформацій щодо їх допустимих значень. Для трубопроводів різного призначення циклічне навантаження інтенсифікує процес корозії в десятки і сотні разів. На рис. 4.1 наведено приклад тектонічної схеми насувів з нанесеними зонами деформацій по трубопроводах.

Відзначається досить високий відсоток повторюваності аварійних подій на одних і тих же ділянках трубопроводів – повторюваність дворазових аварій на одному і тому ж локальній ділянці сягає 75-80%, а повторюваність трьох і більше кратних доходить до 95%. Основними причинами багатократних аварій і руйнувань трубопроводів є фактори, що призводять до зниження технологічних втомних властивостей сталі труб і залізобетонних конструкцій. За результатами внутрішньотрубних досліджень магістральних трубопроводів було визначено, що близько 70% всіх дефектів відносяться до категорії «втрати металу», яка включає в себе тріщини, каверни, корозію тощо. Також цікавий той факт, що на трубопроводах, виготовлених з більш пластичних матеріалів, тріщини з'являються тільки через 25 років експлуатації, тоді як на трубопроводах, виготовлених з високоміцних матеріалів, тріщини з'являються через 3-4 роки експлуатації [76-78]. Таким чином, можна припустити, що причиною більшості аварій на магістральних трубопроводах являються зрушення земної поверхні, які реалізуються по межах тектонічних блоків різного ієрархічного рівня.

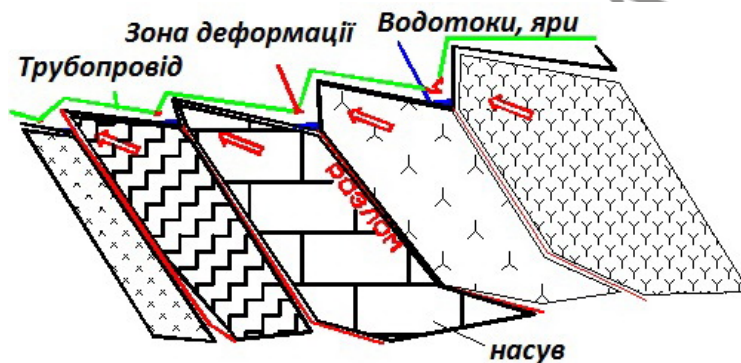


Рисунок 4.1 - Тектонічна схема насувів з нанесеними зонами деформацій по трубопроводах

На рис. 4.2 наведено схему деформацій трубопроводів на зонах, у яких присутній розлом. При русі блоків по площині розлому, трубопровід з циліндра під дією здавлювання перетворюється в еліпсоїд. Приклади деформації металу трубопроводу під дією вказаних геодинамічних чинників наведено на рис. 4.3.



Рисунок 4.2 - Схема деформацій трубопроводів на зонах розлому

Згідно проведених польових досліджень встановлено, що більшість корозійних ділянок трубопроводів сконцентровано в зонах розломів. Також встановлено за допомогою приладового обстеження, що в більшості випадків зовнішня корозія настає при пошкодженні поліетиленової ізоляції. В свою чергу, у більшості випадків стійка поліетиленова плівкова ізоляція пошкоджується при русі гірських блоків (щєбінки, валунів гранітів або інших порід) на розломах [76,78-80].

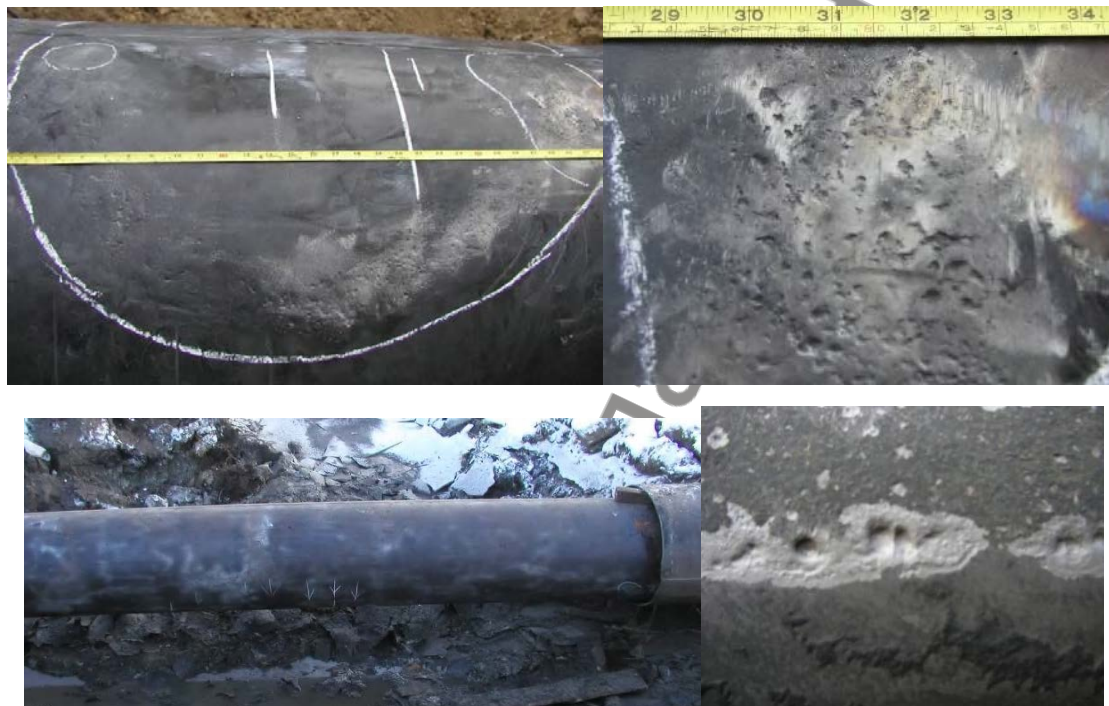


Рисунок 4.3 - Приклади деформації стінок трубопроводу

На рис. 4.4 показано вплив рухомих геологічних блоків на ізоляцію підземних трубопроводних систем. Рис. 4.5 показує результати негативного впливу таких рухів на стан ізоляційного покриття трубопроводів, які призводять до виникнення активних пошкоджень.

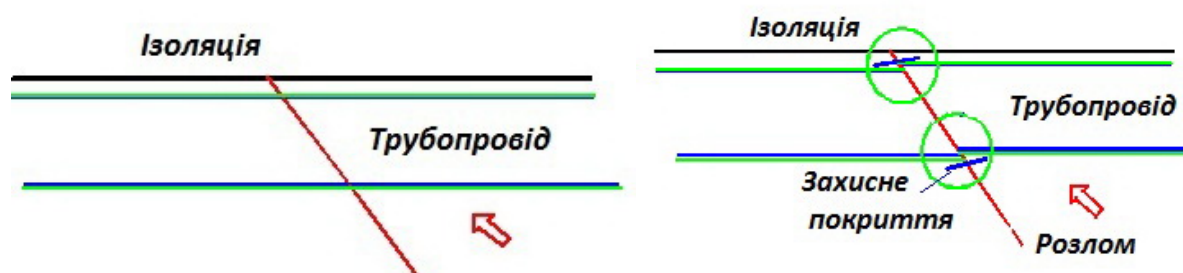


Рисунок 4.4 - Зона ушкоджень ізоляції трубопроводів при русі геологічних блоків





Рисунок 4.5 - Приклади пошкодження ізоляційного покриття трубопроводів

#### 4.2. Система управління ризиками безпечної експлуатації трубопроводів за наявності геодинамічних впливів

Актуальною проблемою забезпечення безпечної експлуатації трубопроводів, як протяжних комунікацій, є управління природно-техногенним ризиком. Під управлінням ризиком для трубопровідних систем розуміють його завчасне передбачення, виявлення значущих факторів, вжиття заходів щодо його зниження шляхом цілеспрямованої зміни даних факторів. Одним з видів ризиків такого роду є ризики геодинамічного походження, несвоєчасне виявлення яких може призвести до виникненню надзвичайної ситуації. В процесі експлуатації трубопровідних систем під геодинамічними ризиками звичайно розуміють небезпеки інженерно-технічного та соціально-економічного характеру, які виходять від геологічної складової навколишнього середовища. Процес управління природно-техногенними ризиками геодинамічного походження повинен здійснюватися згідно норм і вимог світової практики [81]. Відповідно до

прийнятих світових стандартів передбачається поетапний підхід до управління ризиками природного характеру, до яких відносяться геодинамічні прояви. Даний поетапний підхід управління ризиками природного характеру спрямований на:

- Ідентифікація всього спектру небезпечних природних явищ, які впливають на трубопровід;

- Визначення місць найбільшого прояву даних небезпечних явищ;

- Оцінка ймовірності небезпеки виникнення, і ймовірності відмови трубопроводу;

- Проведення оцінки впливу небезпеки. Оцінка ризику впливу на трубопровід і надійності системи;

- Порівняння ризиків від чинників природного характеру і ризиків, які пов'язані з іншими причинами;

- Розробка економічно обгрунтованих і ефективних заходів для зниження ризиків природного характеру і підвищення надійності трубопровідної системи.

Досягнення вище наведених цілей для трубопроводів, згідно з прийнятими на даний час підходами [82, 83, 84], реалізується у вигляді 4-х рівневої системи.

Таблиця 4.1 - Стадії управління ризиками безпечної експлуатації протяжних потенційно небезпечних інженерних споруд за наявності геодинамічних впливів

<p>Етап №1 Оціночний огляд</p>	<p>Оцінка небезпеки на даний час, збір даних огляду інцидентів для калібрування ризик-моделей, відображення впливу небезпеки на усю споруду.</p>
<p>Етап №2 Детальне визначення ризиків і їх ранжування</p>	<p>На основі технічних, економічних факторів і розроблених ризик-моделей для споруди проведення детального дослідження для оцінки рівня локальних ризиків (для ділянок споруди) і загального ризику та надійності споруди. Включення отриманих даних в загальносистемну оцінку ризику.</p>
<p>Етап №3 Відбір заходів для зменшення ризиків</p>	<p>На основі визначеного рівня ризику і надійності для ділянок споруди з врахуванням технічних і економічних чинників вибір і розробка заходів, щодо максимального зниження ризику небезпечних геологічних процесів.</p>
<p>Етап №4 Впровадження заходів по зменшення ризику, проведення контролю і моніторингу</p>	<p>Застосування найкращого варіанту заходів щодо зменшення небезпечних геологічних процесів, зменшення вразливості інженерної споруди, якщо небезпека відбувається, або зведення до мінімуму наслідків небезпечної ситуації. Реалізація процедури ризик-контролю шляхом проведення обстеження та моніторингу інженерної споруди.</p>

На основі наведених загальноприйнятих рішень нами сформовано структуру системи управління ризиками безпечної експлуатації трубопроводів за наявності геодинамічних впливів (рис. 4.6). Дана система управління ризиками розбита на 3 етапи.

Етап №1 накопичення даних і спостереження за станом трубопроводу і оточуючого гірського масиву. Даний етап передбачає отримання інформації з трьох джерел:

- Існуючі бази даних, які накопичені на стадіях інженерних вишукувань і вибору траси трубопроводу його будівництва і експлуатації, бази даних інцидентів і аварійності по трасі трубопроводу, бази даних обстеження трубопроводу (особлива увага надається даним отриманим в процесі внутрітрубного обстеження за допомогою спеціалізованих інтелектуальних пристроїв [85]), узагальнені дані щодо властивостей порід і ґрунтів, природного напруженого стану оточуючого трубопроводу ґрунтового масиву;

- Безпосереднє комплексне обстеження трубопроводу і оточуючого гірського масиву з поверхні землі за допомогою мобільних геофізичних та діагностичних пристроїв. Як інформаційні параметри контролю приймаються розподіл і варіація магнітного і електричних полів над трубопроводом і оточуючим гірським масивом, інтенсивність природного імпульсного електромагнітного поля землі, газовий фон над трасою трубопроводу, положення траси трубопроводу, розподіл захисного потенціалу і значення струму в стінках трубопроводу. Ефективність комплексного підходу до обстеження полягає у застосуванні методів які базуються на різних фізичних принципах і використанні мобільних пристроїв, що дає можливість провести натурні дослідження по всій протяжності об'єкту.

- Геоінформаційні системи (ГІС) для траси обстежуваного трубопроводу, які створені на базі апріорної картографічної інформації і аерокосмічних знімків. Геоінформаційні системи вміщують функції та інструменти, необхідні для вводу, аналізу, та візуалізації просторової інформації.

Етап №1

Етап №2

Етап №3

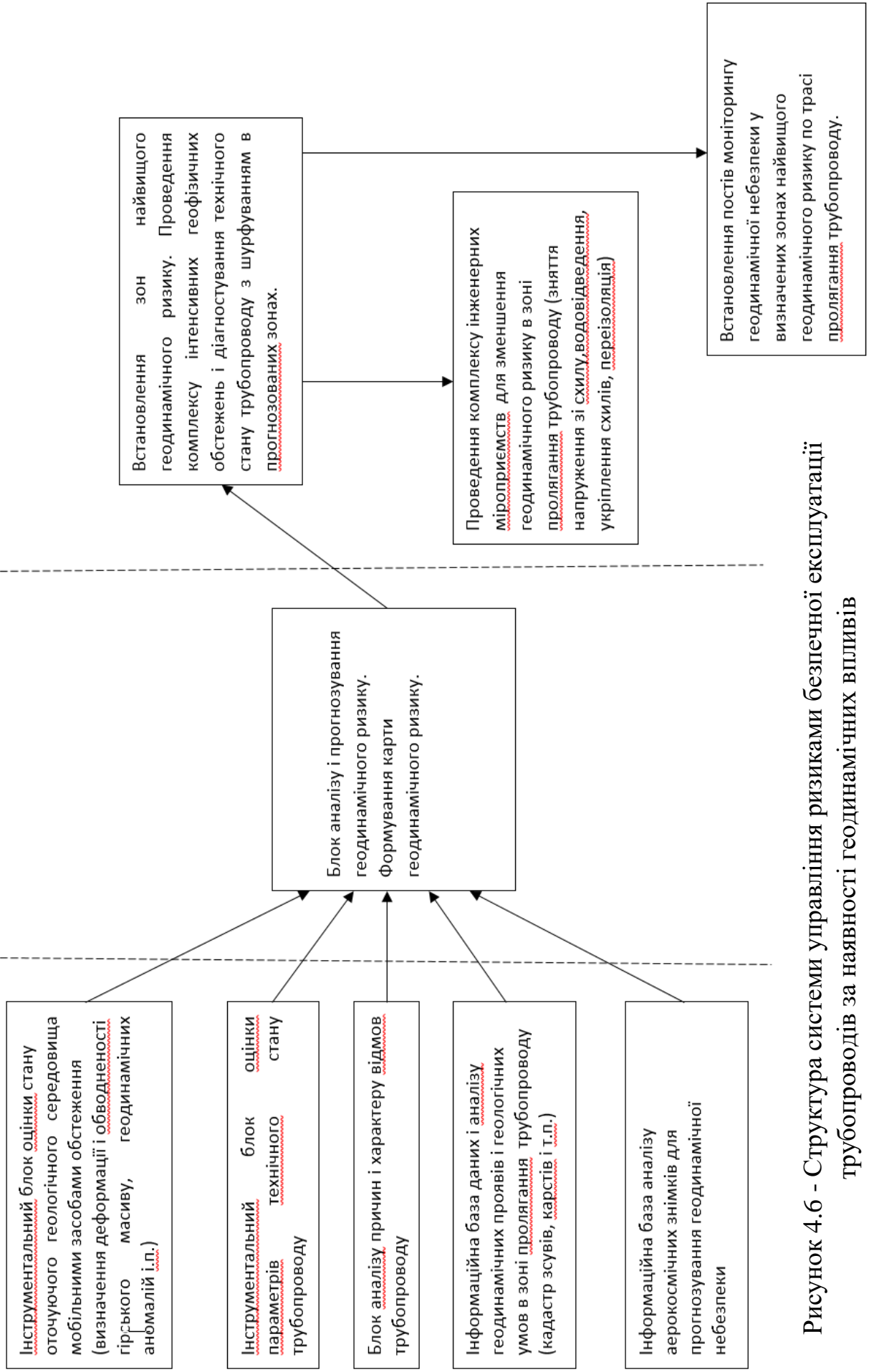


Рисунок 4.6 - Структура системи управління ризиками безпечної експлуатації трубопроводів за наявності геодинамічних впливів



Дозволяють оцінити кожен з факторів та одночасний вплив природних (кліматичні особливості району, гідрологічний режим водоймищ та річок, рельєф місцевості, геологічна будова схилів та відкосів, сучасні та новітні тектонічні рухи та сейсмічні явища, гідрогеологічні умови району, розвиток екзогенних супутніх процесів та явищ, особливості фізико-механічних властивостей порід) і техногенних умов на розвиток геодинамічних процесів. Методика застосування ГІС включає наступні етапи:

- збір та систематизація даних для області досліджень;
- сканування карт їх реєстрація та оцифровка, введення інформації у табличній формі в базу даних;
- інтеграція даних в програмне середовище ГІС;
- використання методів класифікації;
- застосування картографічного накладання;
- аналіз поверхонь.

Геоінформаційна система створює єдину базу даних, яка вміщує в атрибутивних таблицях з моменту формування геодинамічного процесу. Дана система, створена для трубопроводу, є основою для карти геодинамічного ризику для всієї траси трубопроводу.

Етап №2 Аналіз і прогнозування геодинамічного ризику. Формування карти геодинамічного ризику. Даний етап передбачає формування ризик-моделі – визначення основних факторів експлуатаційної надійності трубопроводу і факторів, які вказують на розвиток геодинамічних процесів в прилеглій до трубопроводу зоні. Визначення вказаних факторів і їх вагомості проводиться на основі зібраної на попередньому етапі інформації. Розрахунок і розподіл рівня загального ризику розвитку геодинамічних процесів по трасі проводиться на основі відомих підходів [81, 82]. Отримані значення ризику і створена основа на базі ГІС формують карту геодинамічного ризику по трасі трубопроводу. Формування карти геодинамічного ризику проводиться на основі [86, 87]:

- ранжування та класифікації факторів впливу;
- використання картографічного накладання;
- районування території за інженерно-геологічними ознаками.

Приклад сформованої карти прогнозування геодинамічного ризику (для зсувної небезпеки) наведений на рис. 4.7 [87].

Етап №3 Встановлення зон найвищого геодинамічного ризику. Проведення комплексу інженерних міроприємств для зменшення геодинамічного ризику в зоні пролягання трубопроводу. Встановлення постів моніторингу геодинамічної небезпеки у визначених зонах найвищого геодинамічного ризику по трасі пролягання трубопроводу. Даний етап передбачає застосування комплексу геофізичних методів (вертикальне електричне зондування, метод природного електричного поля, метод природного імпульсного електромагнітного поля Землі, магнітометрія) на потенційно-небезпечних ділянках (з найвищим спрогнозованим рівнем геодинамічного ризику) траси трубопроводу для оцінки реального рівня геодинамічної небезпеки [87]. За результатами проведених комплексних досліджень у випадку підтвердження небезпеки геодинамічного процесу в зоні пролягання трубопроводу розробляється комплекс інженерних міроприємств, щодо ліквідації (зменшення) рівня геодинамічної небезпеки.

До таких інженерних міроприємств відносять – зняття напружень зі схилу, укріплення схилу, водовідведення, переізоляція і укріплення трубопроводу геоматеріалами. Здійснення таких міроприємств здійснюється згідно прийнятих інженерних практик [88]. В зонах з високим ризиком повторного розвитку небезпечних геодинамічних процесів рекомендується встановлення постів моніторингу геодинамічної небезпеки [89].



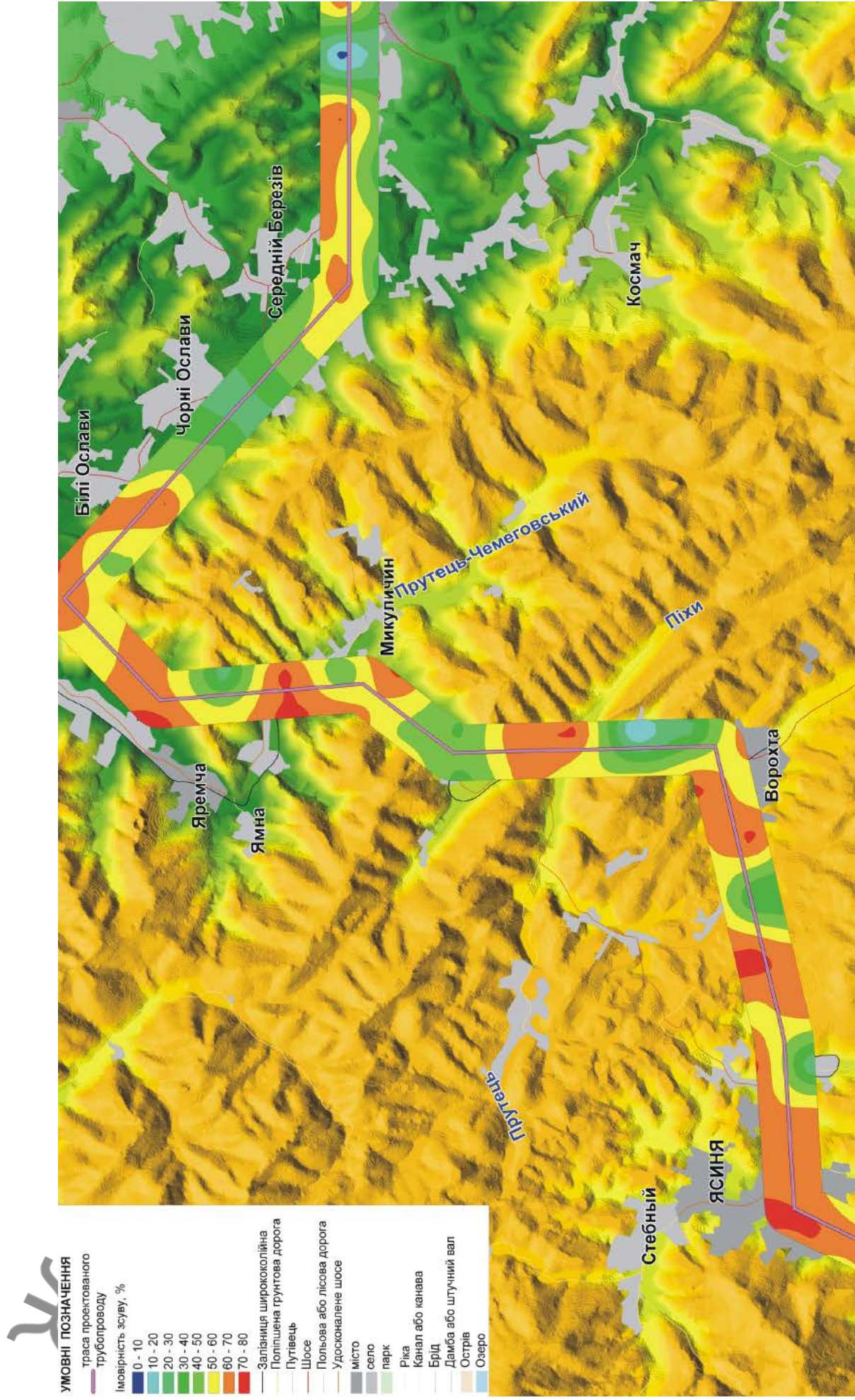


Рисунок 4.7 - Сформована карта прогнозування геодинамічного ризику по трасі газопроводу (для зсувної

небезпеки)

### 4.3 Проведення комплексних польових досліджень за наявності геодинамічних впливів

Для експериментальної перевірки запропонованої комплексної методики обстеження підземного трубопроводу на предмет геодинамічної небезпеки проведені роботи з обстеження ділянки газопроводу «Пасічна-Долина» Ду 500, ділянка 5,1 км – поблизу с. Битків. Комплексна методика передбачає одночасне обстеження технічного стану трубопроводу і оточуючого гірського масиву, для дослідження обиралися параметрами які є індикаторами геодинамічної небезпеки та можуть бути зафіксовані мобільними пристроями контролю. Об'єкт дослідження (ділянка газопроводу «Пасічна-Долина») обирався з міркувань високої ймовірності прояву геодинамічних процесів по трасі трубопроводу. Також даний об'єкт дослідження обирався з врахуванням результатів попередніх досліджень, які вказують на зсуви, як найбільш небезпечні і часті геодинамічні прояви. У зсувонебезпечних умовах трубопроводи зазнають впливу механічної дії внаслідок виникнення напруг та переміщення гірських порід і ґрунтів. Це стосується насамперед газо- і нафтопроводів, що прокладені в гірській місцевості, в нашому випадку в Карпатах. Статистичні дані свідчать про появу або активізацію в останнє десятиріччя в Карпатах та прилеглих прогінах близько 6000 зсувів (рис. 4.8), частина з яких територіально пов'язана з розташуванням газосховищ, компресорних станцій, трубопроводів [90, 91].

Територія, на якій розташовано с. Битків, знаходиться в зоні значної ураженості небезпечними геодинамічними процесами, зокрема зсувами (рис. 4.9).



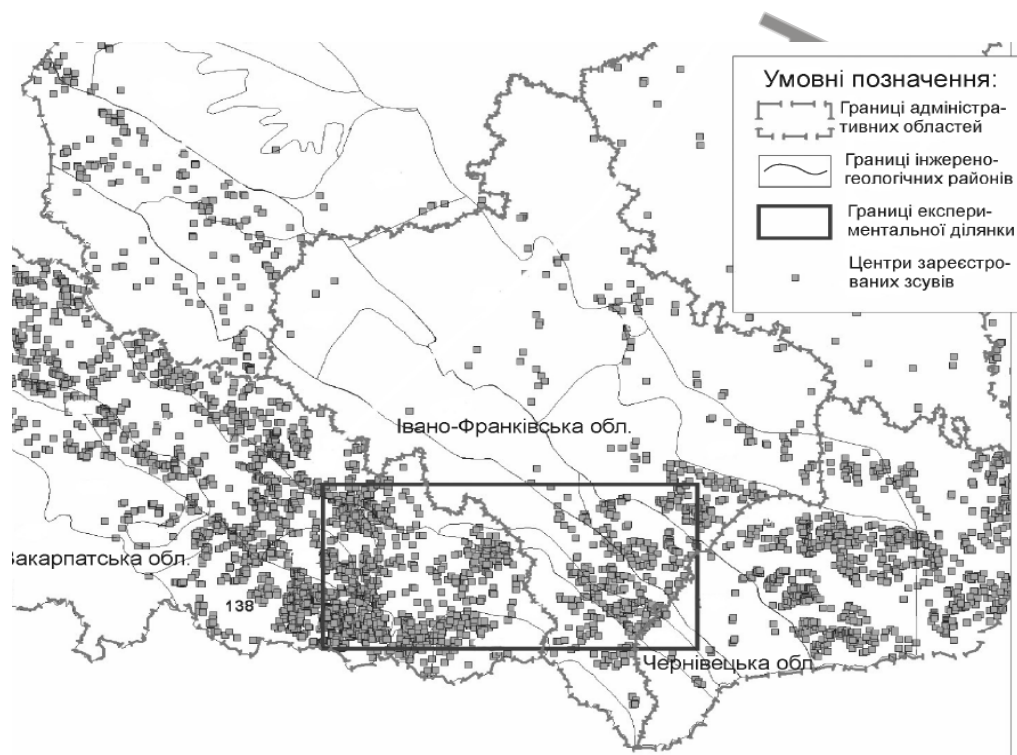


Рисунок 4.8 - Схема розташування карпатських зсувів

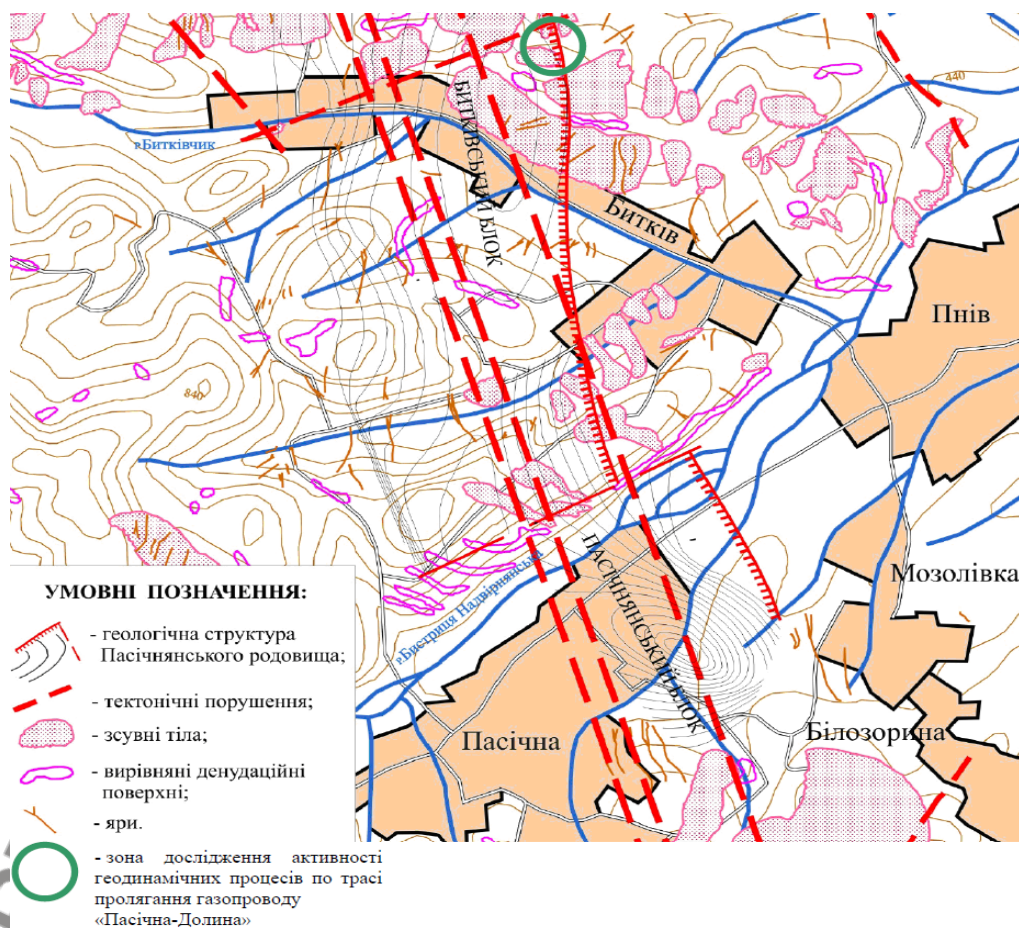


Рисунок 4.9 - Карта-схема небезпечних геодинамічних процесів в зоні і навколо зони дослідження

Основними причинами зсувів є особливості геологічної будови, значні кути нахилу денної поверхні, наявність річок та струмків, інтенсивна фільтрація



підземних вод, значна кількість опадів, діяльність людини. В тектонічному відношенні ділянка досліджень розташована в районі, де зафіксовано три повздовжніх розломи, а саме: північно-східний, центральний і південно-західний, і два поперечних. Досліджувана ділянка розташована в зоні перетину цих розломів, які утворили зону дроблення, яка може мати ширину від декількох метрів до десятків.

Слід зазначити, що зменшенню стійкості порід даної ділянки до процесів ерозії сприяє їх значна тріщинуватість та наявність тектонічного розлому, що інтенсифікувало циркуляцію в межах ділянки як поверхневих, так і підземних вод.

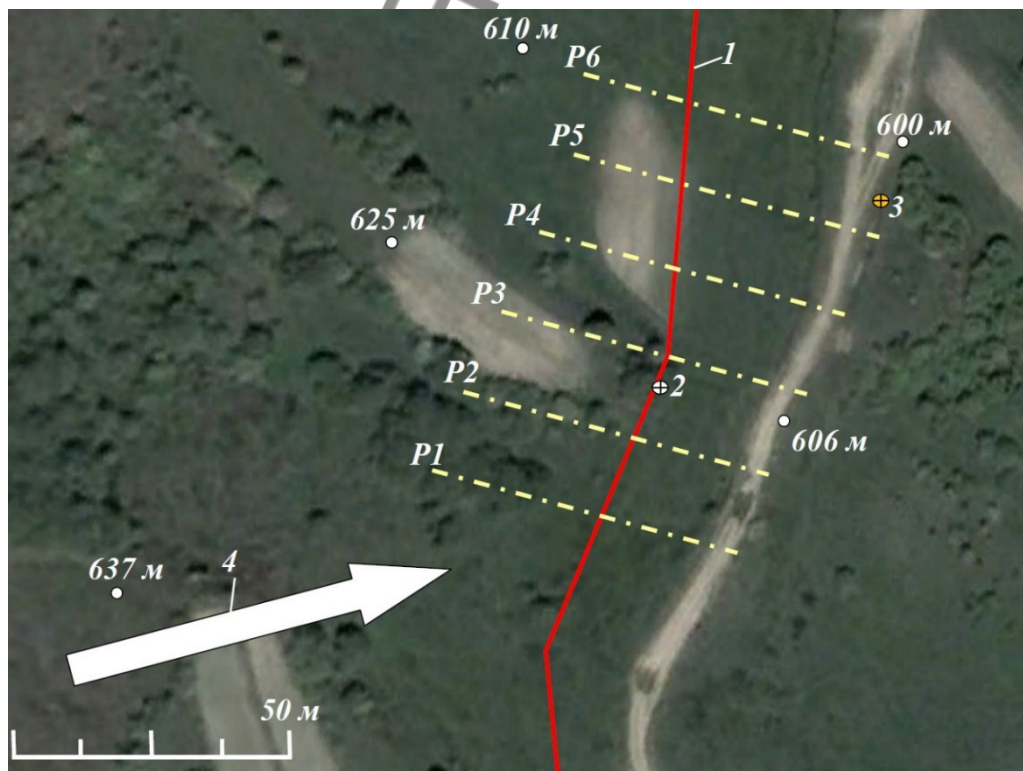
В якості експрес-методу оцінки напружень в гірському масиві обрано метод реєстрації природного імпульсного електромагнітного поля Землі (ПЕМПЗ). Даний метод реалізується за допомогою мобільних пристроїв.

Суть методу ПЕМПЗ полягає в наступному. При дії механічних напружень на гірські породи, що є необхідною умовою виникнення зсувних процесів, генеруються електромагнітні імпульси. Саме на дослідженні цих імпульсів базується метод ПЕМПЗ [92]. Величину механічних напружень у товщі порід оцінюють за допомогою вимірювання інтенсивності випромінювання електромагнітного поля (кількості імпульсів за одиницю часу в заданому частотному діапазоні). Метод ПЕМПЗ з успіхом використовується для вирішення інженерно-геологічних і геолого-екологічних задач [93-95], задач, пов'язаних із вивченням напруженого стану гірських порід [96], а також як експрес-метод для дослідження та оконтурення зсувонебезпечних ділянок [97].

Дослідження методом ПЕМПЗ проводились за допомогою двох приладів „Радіохвильовий індикатор напружено-деформованого стану порід РХІНДС”. Один базовий прилад ставився стаціонарно у безаномальному полі (позиція №3, рис. 4.10) для реєстрації варіацій електромагнітного випромінювання, пов'язаних зі змінами в часі сонячної активності, а також супутніх промислових електромагнітних завад. Другий прилад переносився по профілях досліджень (Р1-Р6, рис. 4.10). Профілювання проводилося перпендикулярно до попередньо визначеної з поверхні землі траси газопроводу «Пасічна-Долина» (позиція №1,

рис. 4.10), відстань між профілями – 20 м. Запис у рухомому і базовому приладах ПЕМПЗ проводився синхронно з автоматичною фіксацією сигналу (перед початком проведення вимірювання проводилась операція взаємної синхронізації годинників реального часу рухомого і базового приладів ПЕМПЗ). Виведення сигналу в комп'ютерну базу здійснювався після завершення польових досліджень.

Запис інтенсивності ПЕМПЗ виконувався по трьох напрямках в кожній точці по профілю, тобто окремими антенами, направленими паралельно поверхні землі впоперек схилу (антена X) та по падінню схилу (антена Y), а також перпендикулярно поверхні землі (антена Z). Процедура проведення дослідження методом ПЕМПЗ на ділянці газопроводу показана на рис. 4.11.



*P1-P6 – профілі ПЕМПЗ, 1 – траса газопроводу «Пасічна-Долина», 2 – пост тензометричного контролю (координати  $48^{\circ}38'28.67''$  N,  $24^{\circ}28'11.07''$  E), 3 – місце стаціонарного встановлення базового приладу ПЕМПЗ, 4 – напрямок відриву ґрунтових мас на схилі*

Рисунок 4.10 – Схема проведення дослідження на ділянці газопроводу «Пасічна-Долина» методом ПЕМПЗ поєднана з супутниковим зображенням ділянки і нанесенню висотністю



Рисунок 4.11 - Процедура проведення дослідження методом ПЕМПЗ на ділянці газопроводу «Пасічна-Долина»

В процесі аналізу отриманих даних обрано найбільш інформативні – результати вимірювань з антенного блоку приладу, які направлені паралельно поверхні землі впоперек схилу. Опрацьовані результати вимірювань показані на рис. 4.12.

ЖОВТУЛЯ ЛЮБОМІР

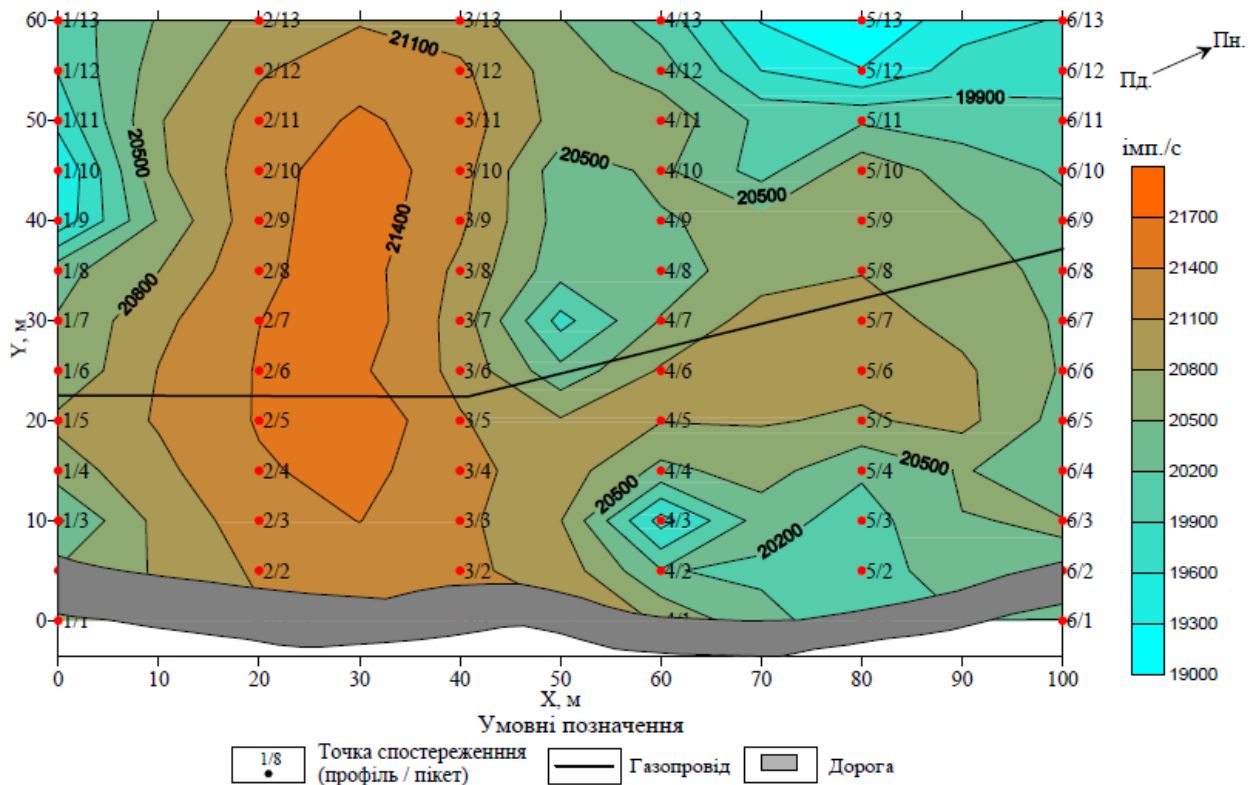


Рисунок 4.12 - Карта інтенсивності природного імпульсного електромагнітного поля Землі (горизонтальна складова, напрям антени впоперек схилу). Масштаб 1:500

Згідно отриманої карти інтенсивності природного імпульсного електромагнітного поля Землі (рис. 4.12) найбільша інтенсивність зареєстрована в зоні розміщення тензометричного поста (позиція 2, рис. 4.10), що вказує на концентрацію механічних напружень в даній зоні і є передвісником зсувних процесів. Підтвердженням отриманих даних є зовнішні ознаки в зоні контролю газопроводу. Перша ознака це зміщення (нахил) колонки поста тензометричного контролю в сторону дороги від схилу (рис. 4.13) під час спорудження дана колонка встановлювалась строго вертикально.



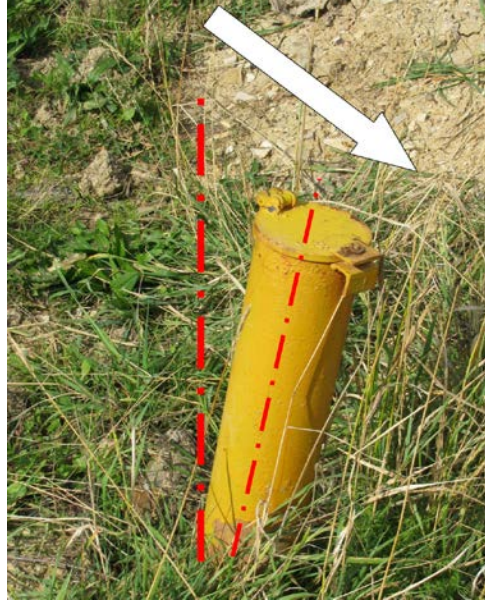
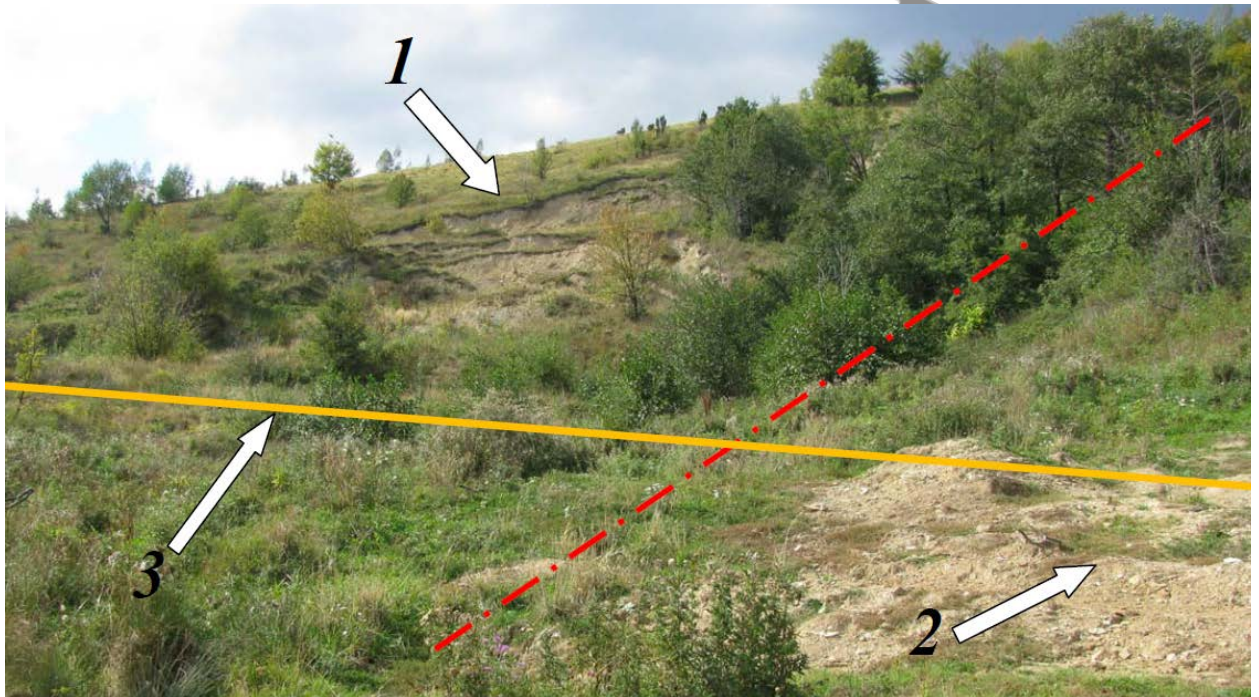


Рисунок 4.13 - Зміщення (нахил) колонки поста тензометричного контролю внаслідок зсувних процесів

Нахил поста тензометричного контролю вказує на розвиток зсувних процесів зі сторони схилу в напрямку траси газопроводу. Другим підтвердженням отриманих даних методом ПЕМПЗ є те що на схилі поряд визначеною за максимумом інтенсивності потенційно-небезпечною зсувною зоною є зона зсуву, який вже відбувся. За даними ПЕМПЗ це суміжна область з низькою інтенсивністю, це вказує на те, що після завершення зсувних процесів пройшло механічне розвантаження схилу і рівень механічних напружень зменшився. Підтвердженням даної ситуації є чітко виражені після зсувні формації (напрямок розвитку зсувних формацій – позиція 4, рис.4.10) тріщини на схилі, кромки відриву ґрунту, зсувні тераси (рис. 4.14).





*1 – Після зсувна ділянка схилу (зсувні процеси неактивні – наявні зсувні тераси); 2 – потенційно-небезпечна зсувна ділянка; 3 – траса газопроводу*

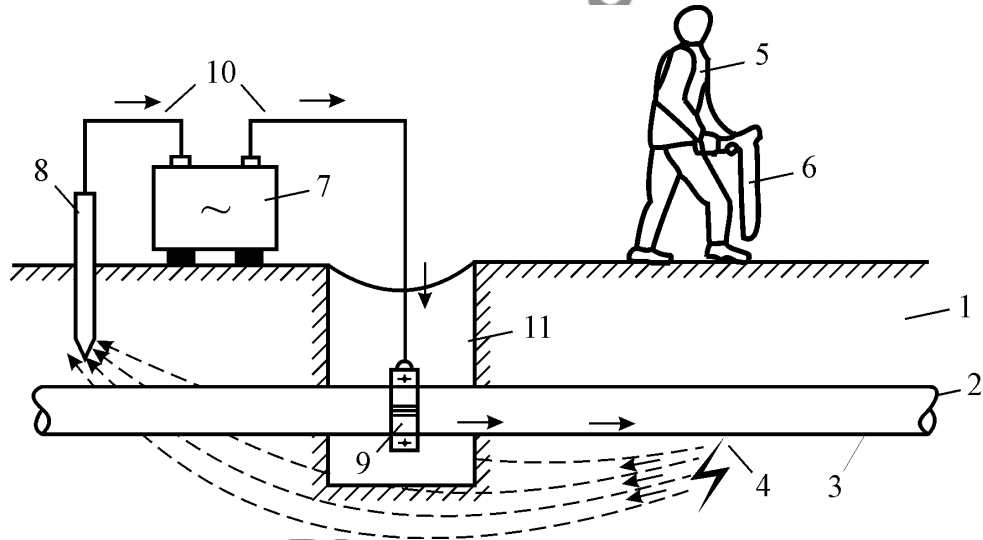
Рисунок 4.14 - Фотозображення досліджуваної ділянки газопроводу  
«Пасічна-Долина»

Наступним кроком, після експрес-обстеження стану оточуючого газопровід гірського масиву, було проведення визначення параметрів технічного стану газопроводу, що вказують на дію і розвиток небезпечних геодинамічних процесів (для даної ділянки газопроводу це зсувні процеси). Як один з найбільш чутливих до геодинамічних проявів обрано технічний параметр, який характеризує стан ізоляційного покриття підземного трубопроводу. Згідно проведених польових досліджень встановлено, що більшість корозійних ділянок трубопроводів сконцентровано в потенційно-небезпечних зонах геодинамічної дії. Також встановлено за допомогою приладового обстеження, що в більшості випадків зовнішня корозія настає при пошкодженні поліетиленової ізоляції. В свою чергу, у більшості випадків стійка поліетиленова плівкова ізоляція пошкоджується при русі гірських блоків (щєбінки, валунів гранітів або інших порід) в зонах геодинамічного впливу (зокрема в зсувних зонах) [98].

Враховуючи характер пролягання досліджуваної ділянки газопроводу (гірська місцевість) і вимоги поставлені до методів обстеження (експрес-метод),

які задіяні для комплексної методики оцінки рівня геодинамічної небезпеки, для ефективного безконтактного контролю стану ізоляційного покриття застосовано метод визначення струму в стінках трубопроводу з поверхні землі.

Узагальнена схема безконтактного контролю ізоляційного покриття підземного одиничного трубопроводу приведена на рис. 4.15 [99].



1- ґрунт; 2 – трубопровід; 3 – ізоляційне покриття; 4 – пошкодження ізоляційного покриття; 5 – оператор; 6 – приймач пристрою контролю; 7 – сигнал-генератор; 8 – заземлювач; 9 – хомут; 10 - з'єднувальні провідники; 11 – експлуатаційний колодязь

Рисунок 4.15 - Узагальнена схема безконтактного контролю ізоляційного покриття одиничного підземного нафтогазопроводу

Як джерело струму при проведенні контролю (рис. 4.15) використовується сигнал-генератор 7 або станція катодного захисту, що підключається до трубопроводу 2 і заземлювача 8. За допомогою приймача пристрою контролю 6 оператор 5, вимірюючи напруженість магнітного поля вздовж вісі контрольованого трубопроводу визначає значення струму в стінках трубопроводу, знаходить пошкодження ізоляційного покриття 4, що супроводжується різким замиканням струму і відповідним зменшенням напруженості магнітного поля в місці пошкодження ізоляції.

Для проведення безконтактного обстеження ізоляційного покриття ділянки газопроводу «Пасічна-Долина» з поверхні землі застосовано вимірювальний комплекс RIDGID SR-60. В якості струмового сигналу використано струмовий сигнал катодної станції газопроводу з частотою 100 Гц. Паралельно з визначенням струму в стінках газопроводу за допомогою вимірювального комплексу RIDGID SR-60 проводилось визначення траси і глибини залягання з геоприв'язкою.

Результатом обстеження ізоляційного покриття вказаної ділянки газопроводу є залежність зміни величини струму вздовж контрольованої ділянки (рис. 4.16) і величина затухання струму вздовж контрольованої ділянки (рис. 4.17).

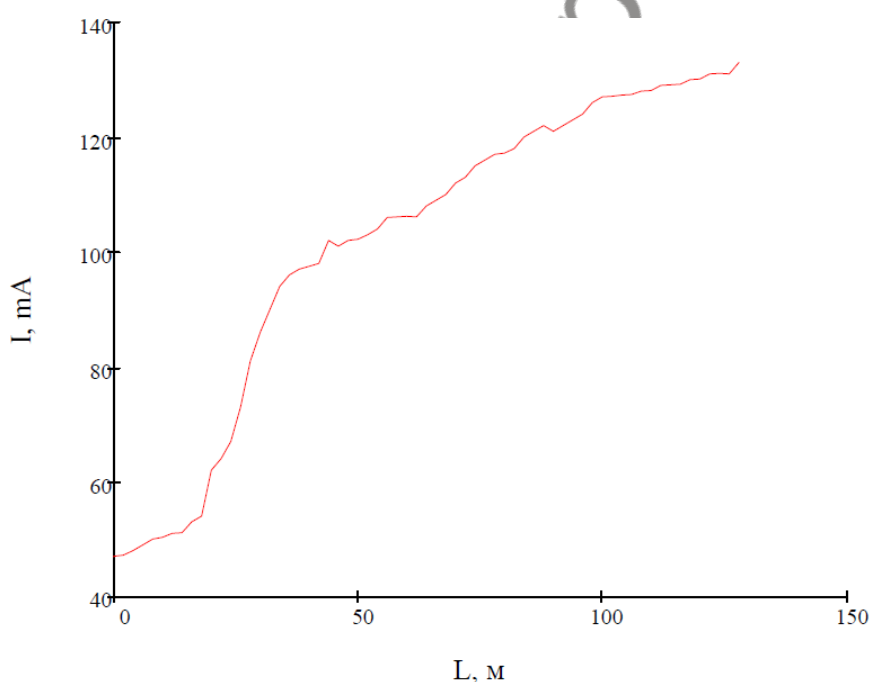


Рисунок 4.16 - Характер зміни струмового сигналу в стінках газопроводу для обстежуваної ділянки «Пасічна-Долина»

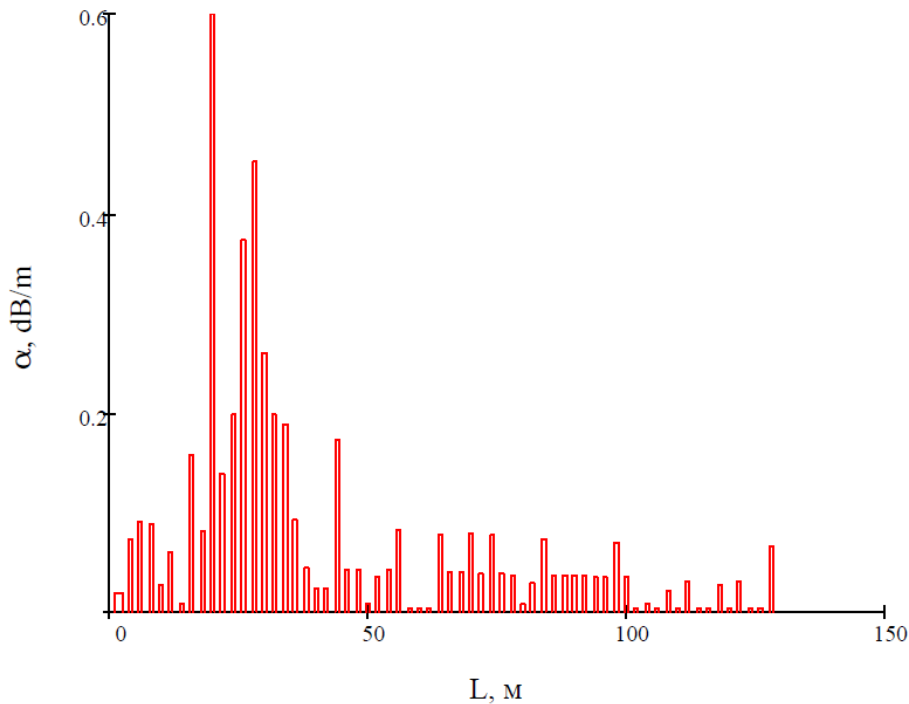


Рисунок 4.17 - Затухання струмового сигналу в стінках газопроводу для обстежуваної ділянки «Пасічна-Долина»

Характер зміни струмового сигналу вказує на пошкодження ізоляційного покриття в проміжку між 15-50 м досліджуваної ділянки газопроводу. Стан ізоляційного покриття згідно залежності, яка наведена на рис. 4.16 і табличних значень оцінки (табл. 4.2) [100] можна охарактеризувати, як «дуже поганий».

Таблиця 4.2 - Якісні критерії оцінки стану ізоляційного покриття

Питоме затухання струму $\alpha$ , dB/m		Оцінка технічного стану ізоляції
Від	До	
0	$1 \cdot 10^{-2}$	Відмінна
$1,1 \cdot 10^{-2}$	$3 \cdot 10^{-2}$	Задовільна
$3,1 \cdot 10^{-2}$	$9 \cdot 10^{-2}$	Погана
$9,1 \cdot 10^{-2}$	$\infty$	Дуже погана

Проведені дослідження показують, що ізоляційне покриття газопроводу, як індикатор технічного стану трубопроводу, що вказує на дію зсувних процесів на трубопровід, пошкоджене на ділянці яка виділена як зсувонебезпечна за результатами обстеження прилеглого гірського масиву методом ПЕМПЗ. Отже проміжок між 15-50 м обстежуваної ділянки газопроводу можна визначити як

такий що має високій ступінь геодинамічної небезпеки (ризик розвитку активних зсувних процесів). Відповідно до цього можна зробити висновок, що комплексне застосування експрес-методів обстеження самого трубопроводу і прилеглого гірського масиву, які базуються на різних фізичних принципах, дає змогу отримати дані для визначення реального рівня геодинамічної небезпеки по трасі трубопроводу в першому наближенні.

#### Висновки до розділу 4

У четвертому розділі проведено комплексне дослідження геодинамічного впливу, як основного чинника зміни напружено-деформованого стану підземних нафтогазопроводів.

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

Для оцінки напружень в гірському масиві обрано метод реєстрації природного імпульсного електромагнітного поля Землі (ПЕМПЗ). Польові дослідження методом ПЕМПЗ проводились за допомогою двох приладів „Радіохвильовий індикатор напружено-деформованого стану порід РХІНДС”. Опрацьовані результати вимірювань сформовано у вигляді карти 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.

Отже, результатом дослідження є встановлення для підземної частини магістрального газопроводу місць з 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.

Згідно отриманої карти інтенсивності природного імпульсного електромагнітного поля Землі найбільша інтенсивність зареєстрована в зоні



розміщення тензометричного поста, що вказує на концентрацію механічних напружень в даній зоні і є передвісником зсувних процесів.

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

На основі наведених загальноприйнятих рішень розроблено систему управління ризиками безпечної експлуатації трубопроводів за наявності геодинамічних впливів.

*Результати експериментальних досліджень даного розділу наведено в таких публікаціях:*

1. 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.
2. 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.
3. Жовтуля Л.Я., Карпаш О.М., Ващишак 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.

4. 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.

ЖОВТУЛЯ ЛЮБОМИР ЯРОСЛАВОВИЧ

## ВИСНОВКИ

На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень вирішено актуальне науково-прикладне завдання в напрямку досліджень напруженого стану і взаємодії з довкіллям трубопроводів, а саме удосконалено метод діагностики підземних нафтогазопроводів шляхом розроблення й промислової апробації нової методології. Інформативні параметри для такої оцінки визначаються безконтактно та враховують експлуатаційні і технічні характеристики трубопроводу.

Для одержання результату проведено:

1. Аналіз сучасного стану і тенденції розвитку методів і технологій оцінки напружено-деформованого стану нафтогазопроводів показав, що, як правило, така оцінка проводиться після шурфування трубопроводів, є трудомісткою і не завжди ефективною задачею. Тому 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 оцінки зміни напружено-деформованого стану значної протяжності магістральних нафтогазопроводів і розроблено спосіб оцінки НДС (патент № U5268130418), 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 та враховує фактичні технічні та експлуатаційні характеристики трубопроводу, такі як марка сталі труб, глибина залягання, робочий тиск і термін експлуатації.

3. Розроблено методологію проведення та виконано експериментальні дослідження, в результаті яких підтверджена 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 технологію (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. Апробація вказаної технології на об'єктах УМГ «Прикарпаттрансгаз».

Жовтуля Любомир Ярославович

**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

1. Ващишак С.П., Райтер П.М., Яворський А.В. Аналіз ризиків безпечної експлуатації інженерних споруд значної довжини та підходи до їх оцінки / Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2011. №2. С. 54–58.
2. Рудко В. П. Забезпечення безаварійної роботи газопроводів у зсувонебезпечних гірських районах : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.15.13 "Нафтогазопроводи, бази і сховища" / ІФНТУНГ, Івано-Франківськ. 2005. С. 19.
3. Лисанов М.В., Савина А.В., Дегтярев Д.В. и др. Анализ Российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта / Безопасность труда в промышленности. 2010. №7. С. 16-22.
4. Gas pipeline incidents [Електронний ресурс] / 9-th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group. – 1970-2013. – Режим доступу до ресурсу: [http://www.egig.nl/downloads/9th\\_report\\_EGIG.pdf](http://www.egig.nl/downloads/9th_report_EGIG.pdf). (дата звернення: 14.01.2018). Назва з екрану.
5. Анিকেєв А.В. Изучение карстово-суффозионных провалов на моделях из термопластических материалов / Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. 2008. №5. С. 420-435.
6. Яворський А.В., Айфа Тахар, Райтер П.М., Рибіцький І.В., Ващишак С.П. Методичне і технічне забезпечення попередження геодинамічної небезпеки в зоні пролягання нафтогазопроводів / Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2012. № 4(45). С. 7-17. Режим доступу: <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/3431/1/3146p.pdf> (дата звернення: 14.01.2018). Назва з екрану.
7. Яворский А.В., Тахар Аифа, Райтер П.М. и др. Система прогнозирования геодинамической опасности в зоне пролегания протяженных инженерных сооружений / Научни известия на НТСМ. 2012. №1(133). С. 281-285.
8. Фомин А.В., Прейсс А.К. Определение трехмерного напряженного состояния элемента конструкции по данным измерений на части его поверхности / Машиноведение. 1982. №1. С. 79–85.



9. Ширяев Е.Е. Картографическое отображение преобразования и анализ геоинформации / Москва: Недра. 1984. С. 248.
10. Клюев В.В. Неразрушающий контроль и диагностика: справочник / Москва: Машиностроение. 2003. Том 2, издание 3-е. С. 656.
11. Клюев В.В., Мужичкий В.Ф., Горкунов, Э.С. Щербинин В.Е. Неразрушающий контроль. Магнитные методы контроля / Москва: Машиностроение. 2006. 2-е изд. С. 832.
12. Недосека А.Я., Фомичев С.К., Минаков С.Н. и др. Новый магнитоанизотропный преобразователь для определения интенсивности напряжения в изделиях из ферромагнитных материалов / Техническая диагностика и неразрушающий контроль. 1996. №3. С. 71-73.
13. Горделий В.И. Бесконтактный ультразвуковой сканирующий толщиномер/ Диагностика 2001: матер. 11 междунар. деловой встречи. Москва: ИРЦ Газпром. 2001. С. 42-43.
14. Гузь А.Н., Махорт Ф.Г., Гуша О.И. Введение в акустоупругость /; АН УССР, Ин-т механики, Ин-т электросварки им Е. О. Патона. Київ: Наукова думка, 1977. С. 152.
15. Ніколаєв О.В., Лютак З.П. Визначення кута прогину трубопроводів в експлуатаційних умовах ємнісним методом / Методи та прилади контролю якості. 2002. №9. С. 26-29.
16. Злочевский А. Б. Экспериментальные методы в строительной механике / Москва: Стройиздат. 1983. С. 183.
17. Бакаев В.В. Совершенствование технологий и диагностического оборудования компании Розен / Сб XI межд. деловая встреча «Диагностика-2001». Т.2,1. Москва. 2001. С.49-56
18. Заміховський Л.М., Олійник А.П.. Математичний апарат для контролю напружено деформованого стану трубопроводів при зміні їх просторового положення / Івано Франківськ: ІФНТУНГ. 2008. С. 306.
19. Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А. Аварийные выбросы природного газа: проблемы и пути их решения / Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2010. №8. С. 4-11.

20. Ревазов А.М. Анализ чрезвычайных и аварийных ситуаций на объектах магистрального газопроводного транспорта и меры по предупреждению их возникновения и снижению последствий / Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2010. №1. С. 68-70.

21. Кутуков С.Е. Проблема повышения чувствительности, надежности и быстродействия систем обнаружения утечек в трубопроводах / Нефтегазовое дело. 2004. Т.2. С. 29–45.

22. Евдокимов А.К., ВУ Нгок Тхыонг Анализ напряженно-деформированного состояния при холодной сварке алюминия АД1М / Известия Тульского государственного университета. 2012. №10. С. 127-130.

24. Айнбиндер А.Б., Гильзин С.К. Напряженно-деформированное состояние подземного трубопровода, имеющего различные формы начального искривления / Строительство объектов нефтяной и газовой и газовой промышленности. 1997. №35. С. 145-151.

25. Бабин Л.А.; Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов / Москва: Недра. 1995. С. 246.

26. Шлапак, Л. С. Науково-методичні основи діагностики напружено-деформованого стану надземних дільниць газопроводів: дис. докт. техн. наук, ІФНТУНГ. 1996. С. 423.

27. Осадчук В.А., Банахевич Ю.В., Иванчук О.О. Визначення напруженого стану магістральних трубопроводів в зоні кільцевих зварних швів / Фізико-хімічна механіка матеріалів. 2006. №42(2). С. 99-104.

28. Мільман Ю.В., Никифорчин Г.М., Грінкевич К.Е. Оцінювання експлуатаційної деградації сталі газопроводу руйнівними і неруйнівними методами / Фізико-хімічна механіка матеріалів. 2011. Т.47, № 5. С. 13-18.

29. Крижанівський Є.І., Гончарук М.І., Рудко В.П. Деформація металу газопроводу при тривалому статичному навантаженні / Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу. 2003. № 1. С. 31-35.

30. Ковалко М.П., Грудз В.Я., Михалків В.Б. та ін. Трубопровідний транспорт газу: монографія / Київ: Агенство з раціонального використання енергії та екології. 2002. С. 600.

31. Бородавкин П.П., Шадрин О.В. Расчет продольных деформаций подземных трубопроводов / Нефтяное хозяйство. 1973. №3. С. 56-57.
32. Грудз В.Я., Мельник Л.И., Болонний В.Т., Ждек А.Я. Сучасні програмні продукти як засіб діагностування неізотермічних нафтопроводів / Актуальні питання нафтогазової галузі. 2012. №1. С.
33. Zhang J. Designing a cost effective and reliable pipeline leak detection system / Pipeline reliability conference. Houston, USA. 1996. С. 321.
34. Кутепова В.М., Шеко А.И. Экзогенные геологические опасности. Тематический том. Москва: КРУК. 2002. С. 348.
35. Система управління промисловою безпекою. Ідентифікація небезпек та оцінювання ризиків. Методика. – СОУ 60.3-30019801-081:2010. – [Чинний від 2015–27–03]. – Київ : ПАТ «УКР-. ТРАНСГАЗ» – 2015. – С. 29.
36. Олійник А.П. Математичні моделі процесу квазістаціонарного деформування трубопровідних та промислових систем при зміні їх просторової конфігурації: Наукове видання / Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. 2010. С. 320.
37. Баш В.Я. Исследование напряжений и деформаций термоэлектрическим методом / Київ: Наукова думка. 1984. С. 100.
38. Золочевский В. А. Экспериментальные в строительстве механике / Москва: Стройиздат. 1983. С. 192.
39. Ключев В.В. Неразрушающий контроль и диагностика / Москва: Машиностроение. 2003. С. 656.
40. Самарский А.А., Гулин А.В.. Численные методы: учеб, пособие для вузов / Москва: Наука. 1989. С. 432.
41. Марчук Г.И. Методы вычислительной математики / Москва: Наука, 1984. С. 608.
42. Седов Л.И. Механика сплошной среды / Москва: Наука, 1984. – 572 с.
43. Магистральные трубопроводы / СНиП 2.05.06-85. Госстрой СССР. - М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1999. С. 125.
44. Mark S. Olsson, Ray Merewether, David A. Cox, Michael J. Martin, Bradley D. Barnicoat, Thomas K. Kolb, Randall P. Omnidirectional sonde and line

locator / Hilton. Патент US 8035390 B2. заявл. 12 жов. 2010; опубл. 11 жов. 2011. US 12/902,551

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

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

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

48. Цих В.С., Яворський А.В. Проблеми ідентифікації дефектів підземних нафтогазопроводів з поверхні землі / Перша Міжнародна наукова конференція пам'яті професора Володимира Поджаренка «Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах» (18-20 жовтня 2011 року). Вінниця: ВНТУ. 2011. – С. 40.

49. Яворський А.В., Кісіль І.С. Контроль ізоляційного покриття підземних трубопроводів в умовах значних промислових електромагнітних завад / Методи і прилади контролю якості. 2003. №10. С. 15-19.

50. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов. ВРД 39-1.10-026-2001. М.: Вниигаз. 2001. С. 46

51. Яворський А.В. Методика проведення контролю стану ізоляційного покриття Підземних нафтогазопроводів за допомогою системи безконтактного контролю стану ізоляційного покриття / Методи і прилади контролю якості. 2001. №7. С. 25-28.

52. 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)

53. Корнейчук Н.П. Экстремальные задачи теории приближения / Москва: Наука. 1976. С. 320.

54. Корнейчук Н.П. Сплайны в теории приближения / Москва: Наука. 1984. С. 422.
55. Бахвалов Н.С. Численные методы / Москва: Наука. 1973. С. 631.
56. Алфутов Н.А. Основы расчета на устойчивость упругих систем / Москва: Машиностроение. 1991. С. 326.
57. Цих В.С., Ващишак И.Р., Ващишак С.П. Контроль состояния подземных трубопроводов, размещенных в грунтах разных типов / Научни известия на НТСМ. 2015. №2(165). С. 71-74.
58. Цих В. С. Розроблення методу та засобу контролю дефектів ізоляції підземних трубопроводів : дис. канд. техн. наук : 05.11.13 / Івано-Франківськ. 2014. С. 155.
59. Побережний Л.Я., Присліпська Г.М. Дослідження корозійних процесів в агресивних середовищах на основі ґрунтових електrolітів при впливі змінного струму / Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського. 2015. №3. С. 194-198.
60. «Оцінка напружено-деформованого стану МГП “Союз” на переході р. Айдар (1239 км.)» Науково-дослідна робота, Згідно договору № 5/2009. ІФНТУНГ. 2010р.
61. Сталь. Неразрушающий контроль механических свойств микроструктуры металлопродукции магнитным методом. ГОСТ 30415-96. - [Чинний від 1997—02—27]. Держстандарт України. 1997. С. 83
62. Клапоушак О.И., Олийник А.П. Математическое моделирование процесса развития паводков / Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2014. №6(117). С. 52-55.
63. Труби безшовні холоднодеформовані із вуглецевих та легованих сталей із спеціальними властивостями. Технічні умови ДСТУ 3666-97 (ГОСТ 30563-98). [Чинний від 1999—07—01]. Держстандарт України. 1997. С. 83
64. API 5L Specification for Line Pipe Специфікація на магістральні труби. ISO 3183:2007. [Чинний від 2008—10—01]. 2007. С. 173
65. Raphael A. Proximal Soil Sensing. – Springer Science & Business Media B.V. 2010. С. 468.



66. Walder Olga. *Mathematical Methods for Engineers and Geoscientists* / Olga Walder // Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 2008. С. 177.
67. Roy E. Hunt, *Geotechnical engineering investigation handbook* / 2nd ed., By Taylor & Francis Group, LLC. 2005. С. 1088.
68. Martín-Duque J. F., Brebbia C. A., Emmanouloudis D. E., U. Mander *Geo-Environment and Landscape Evolution II Evolution, Monitoring, Simulation, Management and Remediation of the Geological Environment and Landscape* / Ashurst Lodge, Ashurst, Southampton. WIT Press. 2006. SO40 7AA, UK-1-84564-168-X. С. 165-172.
69. Яворский А.В., Ващишак С.П., Рыбицкий И.В., Райтер П.Н. Мобильная система мониторинга геодинамической активности в зоне пролегания магистральных нефтегазопроводов / Научни известия (Scientific Proceedings). 2011. №1(121). С. 89-92.
70. Tang X.Z., Tracy E.R., Boozer A.D [et al.] Symbol sequence statistics in noisy chaotic signal reconstruction / *Physical Review*. 1995. E 51:5. С. 3871–3889.
71. Lehrman M., Rechester A.B., White R.B. Symbolic analysis of chaotic signals and turbulent fluctuations / *Physical Review Letters*. 1997. 78:1. С. 54–57.
72. Tang X.Z., Tracy E.R., Brown R. Symbol statistics and spatio-temporal systems / *Physics*. 1997. №102. С. 253–261.
73. Raiter P.M. Symbolization signals hydrodynamic pressure fluctuations flow for neural control structure multiphase flow / *Methods and instrument of quality control*. 2004. № 12. С. 70-74.
74. Bolotnyi R.A. On the regularity of accidents increases when reducing the distance between the object and boundary engineering geodynamic active blocks - geodynamic danger zone – in the cities / Status and prospects of development of university technology parks as a mechanism of integration of high school science sector, education and production, and as a mechanism to support the creation and development of small and medium-sized innovative enterprises: Materials conference. (Federal Agency for Science and Innovation. Association "Technopark"; Yuzh. Ros. State. Technical. University (NPI). Novochoerkassk. 2009. С. 86-92.

75. Rumelhart D.E., Hinton G.E., Williams R.J. Learning representations by back-propagating errors / Nature (London). 1986. № 323. С. 533-536.
76. Побережний Л.Я., Цих В.С., Яворський А.В. Дослідження впливу геодинамічних процесів на порушення нормальної експлуатації трубопровідних систем / Праці конференції „Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування“, 19-22 вересня 2017 року. Т. : ТНТУ, 2017. С. 90–93. Режим доступу: <https://core.ac.uk/download/pdf/131456318.pdf> (дата звернення: 14.01.2018). Назва з екрану.
77. Parker D.B. Learning-logic: Casting the cortex of the human brain in silicon / Technical Report, Center for Computational Research in Economics and Management Science, TR-47. Cambridge, MA: MIT. 1985. С. 73.
78. Werbos P. J. Beyond regression: New tools for prediction and analysis in the behavioral science. / Ph.D. Thesis. - Harvard University, Cambridge, MA. 1974. С. 120.
79. Broomhead D.S., Lowe D. Multivariable functional interpolation and adaptive networks / Complex Systems. 1988. № 2. С. 321-355.
80. Гошовський С.В., Рудько Г.І., Преснер. Б.М. Екологічна безпека техно-природних геосистем у зв'язку з катастрофічним розвитком геологічних процесів / К.: ЗАТ «Ніч лава». 2002. С. 624.
81. Risk Management: Guidelines for Decision-Makers. Canadian Standards Association / CAN/CSAQ850-97. 1997. С. 127.
82. Porter M.. Estimating The Influence Of Natural Hazards On Pipeline Risk And System Reliability, IPC04-0238, International Pipeline Conference. Calgary, Alberta, Canada. 2004. С. 143-148.
83. Wayne K Savigny. MASC BGC Engineering Inc. Geohazard Risk Management for the Onshore Pipeline Industry – Expro: The Oil & Gas Review. 2005. Issue 2. С. 324.
84. Even G., Porter M. Minimize pipeline installation risks in geohazard zones / Opflow. July 2012. С. 18-19.

85. Malinnikov V.A., Uchaev D.V. The use of multifractal analysis for the detection of landslide structures on aerospace images / *Izvestia vuzov «Geodezia & aerofotosyemka»*. 2008. № 6. С. 12-18.
86. Andrew Wilde, Michael Palmer, Angus Patterson The Role of In-Line Inspection in the Management of Transmission Pipelines Affected by Ground Movement / *Rio Pipeline Conference & Exposition*, September. 2011. С. 20-22.
87. Dhakai A., Takaaki A., Masumu A. Landslide hazard mapping and its evaluation using GIS: An Investigation of sampling schemes for a grid-cell based quantitative method / *Photogrammetric Engineering & Remote Sensing*. Vol. 66, №8, August. 2000. С. 981-989.
88. Kuzmenko E.D. Research of landslide processes geophysical methods, monograph / *Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*. 2009. С. 294.
89. Guidelines for Constructing Natural Gas and Liquid Hydrocarbon Pipelines Through Areas Prone To Landslide and Subsidence Hazards (PRCI L52292e) / *Pipeline Research Council International*. 2009. С. 219.
90. Присліпська Г.М. Прогнозування ймовірності електрокорозії трубопроводів у різних типах ґрунтів / *Науковий вісник НЛТУ України*. 2015. №25(8). С. 254-259
91. Крижанівський Є.І. Інновації при забезпеченні надійної експлуатації газопроводів у зсувонебезпечних гірських умовах / *Наука та інновації*. 2005. Т. 1, № 5. С. 101-106.
92. Воробьев А.А. Равновесие и преобразование видов энергии в недрах / *Томск: Изд-во Томского ун-та*. 1980. С. 211.
93. Саломатин В.Н. Ленингр. горн. ин-т им. Г.В. Плеханова. Закономерности геологических процессов и явлений, их связь с импульсной электромагнитной эмиссией: автореф. дис. д-ра геол.-мин. наук / *Ленинград*. 1987. С. 33.
94. Бессмертный А.Ф., Саломатин В.Н. Решение инженерно-геологических задач на основании результатов наблюдений естественного

импульсного электромагнитного поля Земли / Геофизический журнал. 1999. 21, № 1. С. 119-126.

95. Чебан В. Д. Комплекс геофізичних методів прогнозування зсувів на прикладі Закарпаття: дис. канд. геол. наук:04.00.22 / Івано-Франківськ, 2002. 183 с.

96. Ризниченко Ю.В. Сейсмоакустические методы изучения напряженного состояния горных пород / Изв. АН СССР. 1955. №6. С. 538-540. (Серия "Геофизика").

97. Ковальчук С.П. Поставь свой дом правильно (практика геофизического метода ЕИЭМПЗ) / С.П. Ковальчук. Одесса: Черноморье. 2003. С. 112.

98. Яворський А.В, Крив'юк І.В., Рибіцький І.В. та ін. Моніторинг геодинамічної небезпеки в зоні пролягання нафтогазопроводів / 7-а Національна науково-технічна конференція і виставка «Неруйнівний контроль та технічна діагностика». К. : УТ НКТД. 2012. С. 324-328.

99. Цих В.С., Яворский А.В., Ващишак С.П. Возможности бесконтактного определения мест отслоений изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов путем анализа их электрических параметров / Научни известия на НТСМ. 2012. №1(133). С. 277-280.

100. Побережний Л.Я., Яворський А.В. Вплив змінного струму на корозію металу розподільчих газопроводів / Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів: В 2-х т. (Спецвипуск журналу «Фізико-хімічна механіка матеріалів»). – №9. Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України, 2012. Т.2. С. 673-676.

## Список публікацій здобувача

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. **(фахове видання України)**
2. Жовтуля Л.Я., Карпаш М.О., Тацакович Н.Л. Принципи оцінювання та прогнозування ризиків, пов'язаних з розробкою покладів нетрадиційного природного газу / Нафтогазова енергетика (спец. випуск). Івано-Франківськ. 2015. №2(24). – С. 79-83. **(фахове видання України)**
3. 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. **(зарубіжне наукове періодичне видання)**
4. 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. **(зарубіжне наукове періодичне видання)**
5. 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. **(зарубіжне наукове періодичне видання)**
6. 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. **(фахове видання України)**
7. 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. 2017. № 46. – С. 289-295. **(зарубіжне наукове періодичне видання, що входить до наукометричної бази Scopus)**
8. Zhovtulia L.Y., Oliynyk A.P., Yavorskyi A.V., Karpash M.O., Vashchyshak 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. **(електронне наукове фахове видання)**



Продовж. дод. А

9. 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. (фахове видання України)

10. 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. (патент на корисну модель)

11. Попович О.В., Жовтуля Л.Я., Карпаш О.М. Застосування засобів гіс-технологій для оцінки ризиків трубопровідних мереж: матеріали XIV Міжнародної науково-технічної конференція «Приладобудування: стан і перспективи» (22-23 квітня 2015р.). Київ. 2015. – С. 191-192 .

12. Жовтуля Л.Я., Карпаш О.М., Ващишак 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 сталевих 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.

## ДОДАТОК Б

**Результати обрахунків зміни напружено-деформованого стану ділянки  
магістрального газопроводу**

Номер перерізу	Значення зміни напружень																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
	line	i=	1	-23,50	-14,38	-6,42	-0,81	1,59	0,41	4,17	-11,45	-20,32	-29,43	-37,40	-43,01	-45,41	-44,22	-39,65	-32,37	line	i=	2	-29,88	-18,72	-9,00	-2,21	0,62	-0,94	-6,64	-15,64	-26,55	-37,71	-47,43	-54,22	-57,06	-55,50	-49,79	-40,79	line	i=	3	-4,01	-0,69	1,28	1,59	0,19	-2,69	-6,63	-11,02	-15,19	-18,51	-20,47	-20,78	-19,39	-16,50	-12,57	-8,18	line	i=	4	-17,75	-11,16	-5,46	-1,53	0,04	-0,99	-4,47	-9,87	-16,36	-22,96	-28,66	-32,59	-34,16	-33,12	-29,64	-24,24	line	i=	5	23,69	14,72	7,07	1,92	0,04	1,72	6,71	14,24	23,18	32,15	39,79	44,95	46,83	45,15	40,16	32,63	line	i=	6	18,05	11,24	5,42	1,48	0,01	1,24	4,98	10,67	17,43	24,23	30,05	33,99	35,46	34,23	30,49	24,81	line	i=	7	-30,10	-18,63	-8,88	-2,33	0,03	-2,18	-8,60	-18,27	-29,71	-41,18	-50,94	-57,49	-59,85	-57,64	-51,21	-41,54	line	i=	8	-31,25	-18,51	-7,79	-0,71	1,63	-1,10	-8,51	-19,45	-32,26	-45,00	-55,73	-62,80	-65,15	-62,41	-55,01	-44,07	line	i=	9	-20,44	-11,38	-3,79	1,17	2,75	0,71	-4,64	-12,48	-21,63	-30,69	-38,28	-43,25	-44,83	-42,79	-37,44	-29,59	line	i=	10	29,75	18,37	8,74	2,31	0,08	2,39	8,87	18,54	29,93	41,30	50,93	57,35	59,58	57,28	50,80	41,13	line	i=	11	22,74	14,06	6,70	1,80	0,09	1,84	6,77	14,15	22,84	31,52	38,87	43,77	45,48	43,73	38,80	31,42	line	i=	12	-22,34	-13,68	-6,37	-1,54	0,09	-1,73	-6,73	-14,14	-22,83	-31,49	-38,80	-43,63	-45,27	-43,44	-38,45	-31,03	line	i=	13	23,07	14,28	6,82	1,83	0,06	1,79	6,75	14,19	22,98	31,77	39,22	44,22	45,98	44,25	39,29	31,85	line	i=	14	16,57	10,21	4,83	1,25	0,01	1,30	4,92	10,33	16,70	23,06	28,44	32,02	33,27	31,98	28,35	22,94	line	i=	15	-30,52	-18,89	-9,01	-2,38	0,01	-2,22	-8,73	-18,53	-30,12	-41,74	-51,62	-58,26	-60,65	-58,42	-51,91	-42,11	line	i=	16	-21,73	-13,38	-6,27	-1,50	0,21	-1,40	-6,08	-13,13	-21,46	-29,82	-36,93	-41,70	-43,41	-41,80	-37,12	-30,07	line	i=	17	20,76	12,94	6,30	1,83	0,23	1,73	6,12	12,71	20,51	28,32	34,97	39,43	41,04	39,53	35,15	28,56	line	i=	18	13,58	8,76	4,51	1,48	0,14	0,68	3,02	6,82	11,48	16,30	20,55	23,57	24,92	24,38	22,03	18,24	line	i=	19	-27,74	-17,45	-8,56	-2,43	0,00	-1,62	-7,06	-15,48	-25,61	-35,91	-44,79	-50,92	-53,36	-51,74	-46,30	-37,87	line	i=	20	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	line	i=	21	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	line	i=	22	4,19	6,29	6,26	4,10	0,14	-5,02	-10,59	-15,72	-19,64	-21,74	-21,70	-19,54	-15,58	-10,42	-4,85	0,28	line	i=	23	-30,26	-32,66	-27,73	-16,20	0,15	18,84	37,02	51,93	61,30	63,70	58,76	47,24	30,89	12,20	-5,98	-20,90	line	i=	24	46,93	33,76	20,67	9,67	2,42	0,03	2,87	10,49	21,75	34,93	48,01	59,02	66,26	68,65	65,81	58,19	line	i=	25	44,67	35,34	24,15	12,81	3,03	-3,68	-6,32	-4,47	1,58	10,91	22,10	33,45	43,22	49,93	52,57

Продовж. дод. Б

ИЧ

Номер періоду		Значення зміни напружень																			
<u>line</u>	i=	26	-46,01	-26,41	-10,50	-0,69	1,52	-4,20	-16,99	-34,89	-55,18	-74,78	-90,70	100,51	102,72	-96,99	-84,20	-66,30			
<u>line</u>	i=	27	-74,56	-45,46	-21,03	-4,98	0,25	-6,14	-23,18	-48,27	-77,60	106,69	131,13	147,19	152,42	146,02	128,98	103,89			
<u>line</u>	i=	28	-4,01	10,97	17,85	15,56	4,48	-13,73	-36,29	-59,76	-80,57	-95,56	102,44	100,16	-89,07	-70,85	-48,30	-24,82			
<u>line</u>	i=	29	43,46	15,60	-2,03	-6,74	2,18	23,37	53,61	88,28	122,12	149,97	167,59	172,30	163,39	142,20	111,97	77,30			
<u>line</u>	i=	30	60,02	43,79	26,86	11,81	0,93	-4,14	-2,60	5,30	18,35	34,58	51,51	66,56	77,45	82,50	80,97	73,08			
<u>line</u>	i=	31	-16,86	-3,46	4,74	6,51	1,57	-9,32	-24,52	-41,70	-58,24	-71,64	-79,85	-81,62	-76,68	-65,78	-50,58	-33,40			
<u>line</u>	i=	32	-41,07	-24,68	-10,91	-1,86	1,10	-2,49	-12,08	-26,21	-42,73	-59,12	-72,89	-81,95	-84,90	-81,31	-71,72	-57,59			
<u>line</u>	i=	33	-80,25	-72,49	-54,50	-29,02	0,06	28,31	51,44	65,93	69,56	61,80	43,81	18,34	-10,73	-38,99	-62,12	-76,62			
<u>line</u>	i=	34	-85,40	-81,81	-64,05	-34,85	1,37	39,08	72,54	96,66	107,77	104,18	86,44	57,24	21,03	-15,68	-50,15	-74,28			
<u>line</u>	i=	35	110,84	104,25	80,99	44,60	0,62	-44,25	-83,18	110,25	121,33	114,73	-91,46	-55,06	-11,08	33,79	72,71	99,77			
<u>line</u>	i=	36	108,99	102,53	79,72	44,02	0,86	-43,18	-81,40	107,98	118,87	112,41	-89,59	-53,87	-10,71	33,33	71,54	98,11			
<u>line</u>	i=	37	-73,87	-70,63	-55,03	-29,46	2,19	35,11	64,28	85,26	94,86	91,62	76,03	50,46	18,81	-14,11	-43,28	-64,27			
<u>line</u>	i=	38	18,38	15,24	10,71	5,48	0,35	-3,90	-6,62	-7,41	-6,13	-2,99	1,54	6,76	11,89	16,14	18,87	19,65			
<u>line</u>	i=	39	19,82	17,57	13,05	6,94	0,18	-6,21	-11,26	-14,19	-14,56	-12,31	-7,79	-1,68	5,09	11,48	16,52	19,45			
<u>line</u>	i=	40	-25,19	-18,25	-11,02	-4,60	0,02	2,14	1,45	-1,96	-7,56	-14,51	-21,74	-28,15	-32,78	-34,90	-34,21	-30,80			

ЖОВТУЛ

## ДОДАТОК В

## Акт промислової апробації

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Головний інженер

Долинського ЛВУМГ

УМГ «ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ»

ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»

Фришин В.О.

« 07 » 2017 р.



## АКТ

промислової апробації методики оцінки напружено-деформованого стану лінійних ділянок магістральних трубопроводів за даними про переміщення певної множини точок

**Робоча група у складі:**

**голови** – Фришин В.О. – головного інженера Долинського ЛВУМГ, УМГ «ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ», ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»

**і членів робочої групи:**

1. Фришин Р.В. – Начальника ЛЕС Долинського ЛВУМГ, УМГ «ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ», ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»
2. Гайнюк В.М. – інженер ЛЕС Долинського ЛВУМГ, УМГ «ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ», ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»;
3. Жовтулі Л.Я. – асистент кафедри енергетичного менеджменту та технічної діагностики ІФНТУНГ;
4. Рибіцького І.В. – канд. техн. наук, доцент кафедри енергетичного менеджменту та технічної діагностики ІФНТУНГ;
5. Циха В.С. – канд. техн. наук, доцент кафедри енергетичного менеджменту та технічної діагностики ІФНТУНГ;

**склали цей акт про таке:**


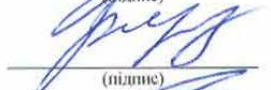
05-06.07.2017 р. робоча група здійснила апробацію методики оцінки напружено-деформованого стану лінійних ділянок магістральних трубопроводів за даними про переміщення певної множини точок

A stylized, handwritten-style signature or logo consisting of a few bold, sweeping strokes.



Робоча група встановила, що методика оцінки напружено-деформованого стану лінійних ділянок магістральних трубопроводів за даними про переміщення певної множини точок пройшла успішну промислову апробацію та може бути використана при технічному діагностуванні та оцінці ризиків експлуатації магістральних трубопроводів.

Члени робочої групи:

 (підпис)	В.О. Фрищин (ініціали, прізвище)
 (підпис)	Р.В. Фрищин (ініціали, прізвище)
 (підпис)	В.М. Гайнюк (ініціали, прізвище)
 (підпис)	Л.Я. Жовтуля (ініціали, прізвище)
 (підпис)	І.В. Рибіцький (ініціали, прізвище)
 (підпис)	Цих В.С. (ініціали, прізвище)

ЖОВТУЛЯ



Додаток Г

**Акт впровадження**

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Директор «Науково виробнича  
фірма «Зонд»

Тацакович Н.Л.

«    »    2017 р.

**АКТ**

впровадження результатів дисертаційної роботи  
аспіранта кафедри енергетичного менеджменту та технічної  
діагностики Івано-Франківського національного технічного  
університету нафти і газу

Жовтулі Любомира Ярославовича

на тему:

«Удосконалення методів діагностики підземних нафтогазопроводів  
шляхом оцінки їх напружено-деформованого стану безконтактним  
методом»

05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

**Комісія у складі:**

**голови** – Тацаковича Назарія Любомировича – к.т.н, директора Науково-виробничої фірми «Зонд»

**і членів комісії:**

1. Власійчука Івана Михайловича – головний інженер Науково-виробничої фірми «Зонд»
2. Карпаш Андрій Михайлович – заступник директора Науково-виробничої фірми «Зонд»
3. Мовчан Юрій Володимирович – начальник відділу ВДЦ ВПС Науково-виробничої фірми «Зонд»

цим Актом засвідчує , що результати дисертаційного дослідження використовують при проведенні технічного діагностування магістральних

Продовж. дод. Г

нафтогазопроводів для оцінки напружено-деформованого стану підземних ділянок трубопроводів.

Члени робочої групи:



(підпис)  
(підпис)  
(підпис)  
(підпис)

Н.Л. Тацакович

(ініціали, прізвище)

І.М. Власійчук

(ініціали, прізвище)

А.М. Карпаш

(ініціали, прізвище)

Ю.В. Мовчан

(ініціали, прізвище)

ЖОВІ