

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

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Чабан Назарій Ігорович

УДК 620.179.18

ДИСЕРТАЦІЯ

**УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ
БУРИЛЬНИХ ТА НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ**

05.05.12 – Машини нафтової та газової промисловості

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

_____ Н.І. Чабан

Науковий керівник Миндюк Валентин Дмитрович, кандидат технічних наук

Івано-Франківськ – 2019

АНОТАЦІЯ

Чабан Н.І Удосконалення методу оцінки технічного стану бурильних та насосно-компресорних труб. - Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 05.05.12 – «Машини нафтової та газової промисловості» - Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2019.

Дисертаційна робота спрямована на удосконалення методів оцінки фактичного технічного стану матеріалу бурильних та насосно-компресорних труб шляхом дослідження нових інформативних ознак матеріалу, за допомогою яких можливо виявити дефекти в матеріалі труб на мікроструктурному рівні засобами неруйнівного контролю, та удосконалення методології визначення фактичного технічного стану бурильних і насосно-компресорних труб з врахуванням результатів, отриманих за допомогою даних методів.

Аналіз промислових даних показав, що за останні роки внаслідок збільшення глибини нафтогазових свердловин, застосування нових технологій в бурінні та інтенсифікації видобутку, наявності агресивних середовищ, відсутності належного вхідного контролю труб на підприємствах галузі, браку нових засобів неруйнівного контролю, які би дозволили виявляти потенційні місця виникнення дефектів на мікроструктурному рівні, значно зросло число аварій (насамперед, з бурильними та насосно-компресорними трубами).

Питанням забезпечення експлуатаційної надійності металоконструкцій довготривалої експлуатації (в тому числі бурильних та насосно-компресорних труб), займаються провідні вітчизняні та зарубіжні вчені. При цьому використовуються різні шляхи вирішення даної проблеми: удосконалення конструкцій та використання нових матеріалів при їх виготовленні; розроблення нових технологій експлуатації та засобів контролю їх технічного стану. Слід відзначити, що існуючі засоби контролю дозволяють виявляти тільки типові дефекти (тріщини, невідповідність товщини та твердості деталі, та інше), а

технології контролю не включають заходів проміжного контролю властивостей і структури металу труб в процесі експлуатації.

Таким чином, удосконалення методів оцінки фактичного технічного стану матеріалу бурильних та насосно-компресорних труб шляхом дослідження нових інформативних ознак, за допомогою яких можливо виявити дефекти в матеріалі труб на мікроструктурному рівні, є актуальним та важливим завданням.

В ході дисертаційних досліджень розглянуто умови експлуатації, встановлено причини відмов бурильних і насосно-компресорних труб. Розглянуто основні типи насосно-компресорних труб та основні методи діагностики і контролю їх технічного стану. Встановлено, що номенклатура діагностичного комплексу не містить етапу оцінки змін фізико-механічних характеристик під дією умов експлуатації насосно-компресорних труб (осьові навантаження, циклічні навантаження, корозія і т.д).

Також розглянуто сучасні тенденції визначення залишкового ресурсу нафтогазового обладнання. Встановлено, що ефективним напрямком визначення залишкового ресурсу є перехід від імовірнісних методів оцінки ресурсу, заснованих на статистиці відмов, до оцінки індивідуального ресурсу старіючого обладнання на основі комплексного підходу, що поєднує результати руйнівного і неруйнівного контролю з перевірочними розрахунками на міцність. Також при оцінюванні ресурсу помітна тенденція до переходу від дефектоскопії до методів технічної діагностики, заснованих на поєднанні механіки руйнування, металознавства і неруйнівного контролю (НК). Ще одним напрямком у визначенні залишкового ресурсу є використання одночасно кількох параметрів контролю, що дозволяють найбільш об'єктивно оцінювати фактичний технічний стан об'єкта контролю.

Досліджено взаємозв'язок між механічними характеристиками матеріалу нафтогазового обладнання та його ресурсом. Проаналізовано існуючі методики визначення залишкового ресурсу трубопроводів та вертикальних сталевих резервуарів. Опрацювання даних методик свідчить про суттєвий вплив фізико-механічних характеристик матеріалів нафтогазового обладнання, зокрема границі плинності на термін безпечної експлуатації даного обладнання. Наприклад, згідно

з даними, отриманими при моделюванні методики визначення ресурсу трубопроводів, встановлено, що зміна границі плинності матеріалу на 15% призводить до зменшення ресурсу вдвічі. Також аналіз методики для резервуарів показав, що деградація фізико-механічних характеристик матеріалу на 30% призводить до зменшення терміну експлуатації удвічі. Доведено, що в процесі довготривалої експлуатації, внаслідок експлуатаційної деградації змінюються фізико-механічні характеристики матеріалу труб. Встановлено, що найбільших змін зазнає границя плинності матеріалу, в той час, як границя міцності практично не змінюється. Отже, отримання фактичних значень границі плинності матеріалу дозволить реально оцінити залишковий ресурс обладнання та зменшити рівень аварійності на підприємствах нафтогазового сектору. Також досліджено методи визначення фізико-механічних характеристик матеріалів нафтогазового обладнання засобами неруйнівного контролю.

Наступним етапом дисертаційних досліджень був пошук нового інформативного параметра для оцінки зміни структури матеріалу труб та розробка методології проведення експериментальних досліджень для встановлення наявності та характеру взаємозв'язку між новим інформативним параметром ультразвукового контролю (S-сканом) і змінами в структурі матеріалу труб.

Для дослідження структурних змін сталі, що виникли в процесі експлуатації, та їх впливу на механічні характеристики була запропонована методологія, перший етап якої ґрунтувався на розробленні плану проведення експерименту. Далі був етап вибору матеріалу металоконструкцій, обґрунтування розмірів і кількості зразків та їх виготовлення. Наступним етапом був підбір типу ультразвукового дефектоскопа та п'єзоелектричних перетворювачів. Далі слідував аналіз та опрацювання результатів досліджень та формування висновків та плану подальших досліджень.

Для проведення експериментальних досліджень був відібраний прямокутний зразок конструкційної легованої сталі марки 40Г розміром 400x300 мм та товщиною 18,7 мм. У якості приладу для здійснення ультразвукових досліджень використано дефектоскоп SIUI CTS-602 з перетворювачем

5.0L-64-1.0-10 та перехідною призмою 64N00L-40. УЗ-дослідження проводились при частоті коливань 5 МГц, при куті введення променя 0° з активною апертурою 14 та підсиленням 30 дБ. Даний зразок піддавався 100% ультразвуковому скануванню з метою визначення ділянок з найбільш вираженими структурними змінами. З металу, що розміщений в цих ділянках, виготовлено 18 стандартних зразків для розтягу відповідно до ГОСТ 1497-84 «Метали. Методи випробувань на розтяг». Проведено руйнівні випробування на статичний розтяг з метою визначення дійсних значень фізико-механічних характеристик матеріалу.

Наступним етапом експериментальних досліджень був аналіз кількісних показників отриманих акустичних зображень структурних шумів сталей з метою вибору оптимального. Розглядалися варіанти показника інтегральної густини та показник фактичної площі структурних неоднорідностей. Здійснено аналіз запропонованих показників, встановлено, що оптимальним показником, який характеризує зміни на мікроструктурному рівні, є показник інтегральної густини зображення. За своєю суттю відображає значення амплітуди (енергії) відбитих від неоднорідностей акустичних коливань та не залежить від суб'єктивного рішення оператора, який при роботі в середовищі ImageJ повинен вибирати рівень чутливості з метою визначення площі структурних неоднорідностей.

Також в ході експерименту на дослідному зразку проведені лабораторні вимірювання комплексу фізико-механічних параметрів, таких як: коерцитивна сила H_c , твердість HB , магнітний індуктивний параметр I (визначається частотою електромагнітних коливань індуктивного перетворювача, що взаємодіє з об'єктом контролю), які є структурочутливими для феромагнітних сталей.

Для визначення наявності і характеру взаємозв'язку між інформативними параметрами зображень акустичних структурних шумів сталі і її фізико-механічних характеристик проведено графічний та кореляційний аналіз, в результаті якого встановлено, що найбільші значення коефіцієнтів кореляції характерні для показників інтегральної густини та твердості, тому саме їх і запропоновано використовувати в якості основних показників для подальших досліджень.

Для підвищення точності визначення фізико-механічних характеристик запропоновано взяти за основу існуючу методику визначення механічних характеристик матеріалів і модернізувати її. Оскільки показник інтегральної густини представляється вперше, і прийнятих методик з його використанням не існує, то за основу взято параметр твердості.

За допомогою методів математичного моделювання та графічного аналізу побудовано регресійну модель залежності границі плинності як функції від інтегральної густини та твердості. Отримані відповідні математичні залежності.

Грунтуючись на результатах попередніх досліджень, розроблено методологію оцінки стану матеріалу бурильних та насосно-компресорних труб. Для визначення залишкового ресурсу насосно-компресорних труб запропоновано використовувати результати, отримані за допомогою даної методології.

Використання методології оцінки стану матеріалу труб на практиці передбачає виконання таких робіт: вивчення всіх наявних документів про об'єкт; налаштування вимірювальних приладів; визначення та підготовка точок контролю; вимірювання твердості та інтегральної густини зображень акустичних структурних шумів; опрацювання отриманих результатів.

На промислових об'єктах здійснено апробацію запропонованої методики. Встановлено, що похибка визначення фізико-механічних характеристик матеріалу не перевищує 5%. Також доведено можливість застосування існуючої методики визначення залишкового ресурсу магістральних трубопроводів на насосно-компресорних трубах. Отримані результати значень фізико-механічних характеристик матеріалу застосовані для визначення залишкового ресурсу насосно-компресорних труб.

Для практичної реалізації запропонованої методології визначення фактичного технічного стану труб було розроблено проект СОУ - «Визначення технічного стану матеріалу бурильних та насосно-компресорних труб за оцінкою зміни їх фізико-механічних характеристик. Методика».

Ключові слова: насосно-компресорні труби, фізико-механічні характеристики, границя плинності, фактичний технічний стан, залишковий ресурс, технічна діагностика.

Список публікацій здобувача

1. Чабан Н. І., Миндюк В.Д. Особливості руйнування насосно-компресорних труб в умовах експлуатації газоконденсатних родовищ з високим вмістом корозійно-активних речовин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. №3 (64). С.110-117. **(фахове видання України)**
2. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Аналіз сучасного стану і тенденцій розвитку способів визначення ресурсу обладнання довготривалої експлуатації. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2017. № 2 (43). С. 11 - 18 **(фахове видання України)**
3. Чабан Н.І., Рибіцький І.В., Миндюк В.Д. Розвиток акустичного виду контролю для виявлення та оцінювання структурних змін сталевих конструкцій. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №3(68). С. 27-30. **(фахове видання України)**
4. Чабан Н. І., Карпаш О. М., Рибіцький І. В., Миндюк В. Д. Аналіз методів акустичного контролю фізико-механічних характеристик металоконструкцій довготривалої експлуатації. *Методи та прилади контролю якості*. 2018. №2(41). С. 38 - 44. **(фахове видання України)**
5. Чабан Н. І. Експериментальні дослідження залежності інформативних параметрів методів неруйнівного контролю та фізико-механічних характеристик сталей. *Нафтогазова енергетика*. 2018. №2 (30). С. 44 - 48. **(фахове видання України)**
6. Чабан Н. І., Рибіцький І. В., Карпаш М. О., Миндюк В. Д. Апробація та аналіз результатів експериментальних досліджень удосконаленого методу контролю фізико-механічних характеристик сталей. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №4(69). С. 37 - 50. **(фахове видання України)**
7. Chaban N., Myndiuk V., Karpash O. The Tubing Destruction Features in Operation of the Gas Condensate Fields With Corrosive Fluids High Content.

International Journal of Fluid Mechanics & Thermal Sciences. 2017. № 3(2). P. 75-81. (зарубіжне наукове фахове видання)

8. Миндюк В. Д., Чабан Н. І. Дослідження характеру впливу робочого середовища на деградацію фізико-механічних властивостей насосно-компресорних труб. *Неруйнівний контроль в контексті асоційованого членства України в Європейському Союзі – NDT-UA 2017* : зб. доповідей 1-шої наук.-техн. конф. з міжнар. участю. Люблін, Польща : УТ НКТД, 2017. С. 64 – 68.
9. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Аналіз сучасного стану і тенденцій розвитку способів визначення ресурсу обладнання довготривалої експлуатації. *Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання*: зб. доповідей VIII Міжнар. наук.-техн. конф. пам'яті Ігоря Кісіля Івано-Франківськ, 2017. С. 183 – 185.
10. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Визначення залишкового ресурсу насосно-компресорних труб з використанням ультразвукових методів. *Сучасні методи та засоби неруйнівного контролю і технічної діагностики*: зб. доповідей 22-ї Міжнар. конф. Одеса, 2018. С. 49.
11. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Особливості руйнування насосно-компресорних труб в умовах експлуатації газоконденсатних родовищ з високим вмістом корозійно-активних речовин. *Нафтогазова енергетика – 2017*: зб. доповідей VI Міжнар. наук.-техн. конф. Івано-Франківськ, 2017. С.116

ANNOTATION

Chaban N.I. Improvement of method for drill pipes and tubing technical condition assessment. – Manuscript.

Thesis for the degree of candidate of technical sciences (PhD) in the specialty 05.05.12 “Machinery for oil and gas industry”. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, – Ivano-Frankivsk, 2019.

The thesis is aimed at improving the methods for assessing the actual technical condition of drill pipes and tubing material by examining new informative features of the material, which can be used to detect defects in the pipe material at the microstructural level by means of non-destructive testing and by improving the methodology for determining the actual technical condition of drill pipes and tubing taking into account the results obtained by applying these methods.

Analysis of field data showed that in recent years, due to the increasing depth of oil and gas wells, the use of new technologies in drilling and production intensification, the presence of corrosive media, the lack of proper in-line inspection of pipes at industry enterprises, and the lack of new non-destructive testing tools that will identify potential defects at the microstructural level, the number of accidents has increased significantly (above all, considering drill pipes and tubing).

The issues of ensuring the operational reliability of metal structures for long-term operation (including drill pipes and tubing) are carried out by leading national and foreign scientists. Various solutions are used to solve this problem: improving the design and use of new materials in their manufacturing process; development of new technologies of operation and control means of their technical condition. It should be noted that the existing control means allow to detect only typical defects (cracks, inconsistencies in the thickness and hardness of the detail, etc.), and control technologies do not include intermediate measures to control the properties and structure of the pipes metal during operation.

Thus, the improvement of methods for assessing the actual technical condition of drill and tubing pipes material, by examining new informative features that can be used to detect defects in the pipe material at the microstructural level, is a challenging and important task. This will significantly improve the operational reliability of drill pipes and tubing.

While conducting the thesis research, the operating conditions were considered, the causes of failures of drill pipes and tubing were established. The main types of tubing and the main methods for diagnostics and control of their technical condition are considered. It has been established that the nomenclature of the diagnostic complex does not include the stage of assessment of changes in the physical and mechanical

characteristics under the influence of the conditions of the tubing operation (axial loads, cyclic loads, corrosion, etc.).

The current trends in the determination of residual life of oil and gas equipment are also reviewed. It is established that the effective way for determining the residual life is the transition from probabilistic service life assessment methods based on failure statistics to the assessment of the individual service life of aging equipment based on an integrated approach combining the results of destructive and non-destructive testing with test calculations of strength. Also, when assessing the service life, there is a noticeable tendency to move from defectoscopy to diagnostic methods based on a combination of fracture mechanics, metallurgy and non-destructive testing (NDT). Another way in determining the residual life is the use of several monitoring parameters at the same time, allowing the most objective assessment of the actual technical condition of the test object.

The relationship between the mechanical characteristics of the material of oil and gas equipment and its service life is investigated. The existing methods for determining the residual life of pipelines and vertical steel tanks are analyzed. Processing of these methods indicates a significant influence of the physical and mechanical characteristics of materials of oil and gas equipment, in particular, the yield strength for the safe operation of this equipment. For example, according to the data obtained in the simulation of the methodology for determining the service life of pipelines, it has been established that a change in the yield strength of a material by 15% reduces the service life by a half. Also, the analysis of the methodology for reservoirs showed that the degradation of the physical and mechanical characteristics of the material by 30% leads to a halving of the service life. It is also proved that in the process of long-term operation, as a result of operational degradation, the physical and mechanical characteristics of the pipe material tend to change. It has been established that the yield strength of the material undergoes the greatest changes, and at the same time the tensile strength remains practically unchanged. Thus, obtaining the actual values of the yield strength of the material will allow a realistic assessment of the residual life of the equipment and reduce the level of accidents at oil and gas enterprises. Methods for

determining the physical and mechanical characteristics of materials of oil and gas equipment by means of non-destructive testing are also investigated.

The next stage of the thesis research was the search for a new informative parameter to assess the changes in the structure of the pipe material and developing a methodology for conducting experimental studies to establish the presence and nature of the relationship between the new informative parameter of ultrasonic control (S-scan) and changes in the structure of the pipe material.

To study the structural changes of steel that have arisen during operation, and their impact on mechanical characteristics, a methodology was proposed, the first stage of which is based on the development of an experiment plan. The next stage was selecting the material of metal structures, justification of the size and number of samples and their manufacture. The next step was the selection of the type of ultrasonic flaw detector and piezoelectric transducers. This was followed by the analysis and processing of research results and the formation of conclusions and a plan for further research.

For experimental studies, a rectangular sample of 40G structural alloyed steel of size 400x300 mm and 18.7 mm thickness was selected. As a device for the implementation of ultrasound studies, the defectoscope SIUI CTS-602 with a converter 5.0L-64-1.0-10 and a transition prism 64N00L-40 was used. Ultrasound studies were conducted at an oscillation frequency of 5 MHz, with a beam inlet angle of 0° with an active aperture of 14 and a gain of 30 dB. This sample was subjected to 100% ultrasound scanning in order to identify areas with the most pronounced structural changes. 18 standard samples for stretching in accordance with GOST 1497-84 "Metals. Methods of tensile test" were produced from the metal which was placed in these areas. The destructive static tensile tests were carried out to determine the actual values of the physical and mechanical characteristics of the material.

The next stage of experimental research was the analysis of quantitative indicators of the obtained acoustic images of structural steel noises in order to select the optimal one. The variants of the integral density indicator and the actual area of structural inhomogeneities were considered. The analysis of the proposed indicators was carried out, it was found that the optimal indicator characterizing changes at the microstructural

level is an indicator of the integral image density. By nature, it reflects the value of the amplitude (energy) of acoustic oscillations reflected from inhomogeneities and does not depend on the subjective decision of the operator, that while working with ImageJ must choose a sensitivity level to determine the area of structural inhomogeneities.

Also during the experiment on a prototype, laboratory measurements of a complex of physical and mechanical parameters were carried out, mainly: coercive force H_c , hardness HB , magnetic inductive parameter I (determined by the frequency of electromagnetic oscillations of the inductive converter, interacts with the test object), which are structurally sensitive to ferromagnetic steels.

To determine the presence and nature of the relationship between the images informative parameters of steel acoustic structural noise and its physical and mechanical characteristics, a digital correlation analysis was carried out, which resulted in the fact that the highest values of the correlation coefficients are characteristic of integral density and hardness indicators, therefore it is proposed to apply them as key indicators for further research.

To improve the accuracy of determining the physical and mechanical characteristics, it was proposed to take as a basis the existing methodology for determining the mechanical characteristics of materials and modernize it. Since the integral density indicator is presented for the first time, and there are no accepted methods for its application, the stiffness parameter is taken as the basis.

Using the methods of mathematical modeling and graphical analysis, a regression model was constructed for the dependence of the yield strength as a function of the integral density and hardness. The corresponding mathematical dependencies are obtained.

Based on the results of previous studies, a methodology has been developed for assessing the state of material for drill pipes and tubing. To determine the residual life of tubing pipes, it was proposed to use the results obtained by applying this methodology.

Application of the methodology for assessing the state of the pipe material in practice involves the following works: the study of all available documents on the object; instrument settings; identification and preparation of control points;

measurements of the hardness and integral density of acoustic structural noise images; processing the results.

Approbation of the proposed method was carried out at industrial facilities. It is established that the error in determining the physical and mechanical characteristics of the material does not exceed 5%. The possibility of applying the existing method for determining the residual life of main pipelines on tubing has also been proven. The obtained results of the material physical and mechanical characteristics values are applied to determine the residual life of the tubing.

For the practical implementation of the proposed methodology for determining the actual technical condition of the pipes, a draft SOU was developed - "Determination of the technical condition of the material of drill pipes and tubing for assessment the changes in physical and mechanical characteristics. Methodology".

Key words: tubing, physical and mechanical characteristics, yield strength, actual technical condition, residual life, technical diagnostics.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	16
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ХАРАКТЕРНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ УМОВ РОБОТИ І ПРОБЛЕМ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОЛОН НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ ДЛЯ ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ У СВЕРДЛОВИНАХ З ПІДВИЩЕНИМ ВМІСТОМ КОРОЗІЙНО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН.....	21
1.1 Загальна характеристика та конструктивні особливості об'єкта досліджень.....	21
1.2 Аналіз причин та характер пошкоджень бурильних та насосно-компресорних труб.....	26
1.3 Існуючі методи діагностики і контролю технічного стану НКТ.....	34
1.4 Загальні висновки та вибір і обґрунтування напрямку подальших досліджень.....	47
РОЗДІЛ 2 ТЕОРЕТИЧНІ ПІДХОДИ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ІНФОРМАЦІЙНИХ ПАРАМЕТРІВ ДЛЯ ОЦІНЮВАННЯ РЕСУРСУ БУРИЛЬНИХ ТА НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ З УРАХУВАННЯМ ХАРАКТЕРУ ЇХ ЗМІНИ.....	51
2.1 Існуючі підходи та рекомендації щодо оцінювання ресурсу елементів нафтогазового обладнання.....	54
2.2 Особливості вибору інформативних параметрів способів оцінювання ресурсу з урахуванням технічних параметрів методів їх визначення.....	58
2.3 Теоретичні дослідження впливу зміни механічних характеристик матеріалу елементів нафтогазового обладнання на їх експлуатаційний ресурс.....	64
Висновки до розділу 2.....	71
РОЗДІЛ 3 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ІНФОРМАТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ.....	74
3.1 Дослідження методів акустичного контролю фізико-механічних характеристик металоконструкцій довготривалої експлуатації.....	74
3.2 Методика проведення та аналіз результатів експериментальних досліджень удосконаленого методу контролю фізико-механічних характеристик сталей.....	82

	15
Висновки до розділу 3.....	103
РОЗДІЛ 4 РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДОЛОГІЇ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ БУРИЛЬНИХ ТА НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ЇХ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ.....	105
4.1. Розроблення методології оцінювання технічного стану бурильних та насосно-компресорних труб.....	105
4.2. Промислова апробація розробленої методології оцінювання фактичного технічного стану бурильних та насосно-компресорних труб.....	111
4.3 Розроблення проекту нормативного документу, що регламентує технології оцінювання стану матеріалу бурильних та насосно- компресорних труб комплексним методом.....	121
Висновки до розділу 4.....	123
ВИСНОВКИ.....	126
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	128
ДОДАТКИ.....	138

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. Забезпечення технологічної безпеки в основних галузях народного господарства, запобігання виникненню аварій і надзвичайних ситуацій техногенного характеру є складовою створення екологічно та техногенно безпечних умов експлуатації обладнання та являється невід'ємною частиною державної політики щодо національної безпеки і державного будівництва.

Аналіз промислових даних показав, що в останні роки внаслідок збільшення глибини нафтогазових свердловин, застосування нових технологій в бурінні та інтенсифікації видобутку, наявності агресивних середовищ у продукті, браку нових засобів неруйнівного контролю, які би дозволили виявляти потенційні місця виникнення дефектів на мікроструктурному рівні, значно зросло число аварій (насамперед, з бурильними та насосно-компресорними трубами).

Питаннями забезпечення експлуатаційної надійності металоконструкцій довготривалої експлуатації, в тому числі бурильних та насосно-компресорних труб, займаються провідні вітчизняні та зарубіжні вчені, такі як Крижанівський Є.І., Білик С.Ф., Похмурський В.І., Лисканич М.В., Майстренко А.Л., Івасів В.М., Копей Б.В., Карпаш О.М, Лубінські А., Муравйов В.В., J. K. Brownlee, R. Riggs та ін. При цьому використовуються різні шляхи вирішення даної проблеми: удосконалення конструкцій та використання нових матеріалів при їх виготовленні; розроблення нових технологій експлуатації та засобів контролю їх технічного стану. Слід відзначити, що існуючі засоби контролю дозволяють виявляти тільки типові дефекти (тріщини, невідповідність товщини та твердості деталі, та інше), а технології контролю не включають заходів проміжного контролю властивостей і структури металу труб в процесі експлуатації.

Таким чином, удосконалення методів оцінки фактичного технічного стану матеріалу бурильних та насосно-компресорних труб шляхом дослідження нових інформативних ознак матеріалу труб, за допомогою яких можливо виявити дефекти в матеріалі труб на мікроструктурному рівні, є актуальним та важливим

завданням, вирішення якого дозволить значно підвищити експлуатаційну надійність нафтогазового обладнання та інструменту.

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:

- «Розроблення методології оцінювання ризиків для населення та навколишнього середовища робіт, пов'язаних з розробкою покладів нетрадиційного газу» - тема Д -9-15-П (номер державної реєстрації 0115U002277);

- «Розроблення наукових основ виявлення та контролю переддефектного стану потенційно небезпечних металоконструкцій довготривалої експлуатації» - тема № Д-11-16-О (номер державної реєстрації 0116U003609);

- «Розроблення методології та моделювання переходу розрахунків за природний за його енергетичними параметрами» – тема № ДМ-2-19-П (номер державної реєстрації 0119 U000169);

Метою дослідження є удосконалення методу оцінки фактичного технічного стану матеріалу бурильних і насосно-компресорних труб шляхом дослідження нових інформативних ознак матеріалу труб, за допомогою яких можливо виявити дефекти в матеріалі на мікроструктурному рівні засобами неруйнівного контролю та прогнозувати залишковий ресурс проконтрольованих труб.

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

- 1) провести аналіз причин і характеру відмов бурильних та насосно-компресорних труб, що працюють в складних експлуатаційних умовах (велика глибина, агресивні середовища) та існуючих методів діагностики фактичного технічного стану труб;
- 2) провести теоретичні та експериментальні дослідження для вибору нових інформаційних ознак, які характеризують зміну фактичного технічного стану матеріалу бурильних та насосно-компресорних труб на мікроструктурному рівні;

- 3) розробити методологію та провести експериментальні дослідження для встановлення залежності між параметром ультразвукового контролю (інтегральна густина зображень акустичних структурних шумів) та механічною характеристикою матеріалу бурильних і насосно-компресорних труб – границею плинності.
- 4) розробити технологію оцінки стану матеріалу бурильних та насосно-компресорних труб з урахуванням нових інформаційних ознак, провести її промислову апробацію та запропонувати нові підходи для визначення залишкового ресурсу даного обладнання.

Об'єктом досліджень є технічний стан насосно-компресорних та бурильних труб.

Предметом дослідження є методи оцінки фактичного технічного стану сталей бурильних і насосно-компресорних труб.

Положення, що захищаються:

Метод оцінки технічного стану матеріалу нафтогазового обладнання шляхом використання нового інформативного параметра (інтегральна густина зображень акустичних структурних шумів) для визначення границі плинності.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань і досягнення мети в дисертації використовувались методи неруйнівного контролю, математичного моделювання, кореляційного та регресійного аналізу. У ході виконання експериментальних досліджень використовувались методи планування експерименту, теорія імовірності.

Наукова новизна одержаних результатів

Наукова новизна результатів дисертаційної роботи визначається такими положеннями:

1. Вперше запропоновано новий інформативний параметр – інтегральна густина зображень акустичних структурних шумів у матеріалах бурильних та насосно-компресорних труб для оцінки їх технічного стану, що дозволяє виявити дефекти в конструкціях на мікроструктурному рівні.

2. Вперше встановлено характер залежності між параметрами зображень акустичних структурних шумів та границею плинності матеріалу, що дозволяє

підвищити точність визначення фактичних значень фізико-механічних характеристик неруйнівними методами на будь-якому етапі експлуатації.

3. Удосконалено метод оцінки фізико-механічних характеристик насосно-компресорних та бурильних труб, який полягає у використанні комплексу інформативних параметрів (твердість і інтегральна густина) для визначення границі плинності матеріалу.

4. Знайшла подальший розвиток методологія визначення залишкового ресурсу насосно-компресорних труб, що ґрунтується на результатах визначення фізико-механічних характеристик.

Практичне значення одержаних результатів

Ускладнення умов видобування вуглеводнів призвело до застосування нових технологій, збільшення глибин свердловин, що в результаті призвело до експлуатації обладнання в умовах високих температур, тисків та агресивних середовищ. Всі перелічені показники чинять суттєвий вплив на матеріал нафтогазового обладнання (зокрема на матеріал бурильних та насосно-компресорних труб), що відповідно змінює їх експлуатаційні характеристики. У свою чергу, інформація про фактичні значення фізико-механічних характеристик матеріалу труб дозволить встановити їх технічний стан та зменшити кількість аварійних ситуацій на промислових об'єктах.

Результати досліджень, викладених у дисертаційній роботі, можуть бути використані: на нафтогазовидобувних підприємствах, при вхідному контролі отриманих партій труб та при їх діагностуванні при СПО; на підприємствах, що здійснюють технічне діагностування обладнання підвищеної небезпеки; у навчальному процесі при підготовці фахівців з технічного діагностування під час вивчення дисциплін «Технічна діагностика бурового та нафтогазопромислового обладнання», «Машини і обладнання нафтогазової промисловості».

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

- запропоновано новий підхід до визначення фактичного технічного стану бурильних та насосно-компресорних труб [1-7,10];

- удосконалено спосіб визначення фізико-механічних характеристик шляхом використання комплексу параметрів неруйнівного контролю, а саме ультразвукового методу діагностування та методу визначення твердості [3-6,11];

- запропоновано спосіб визначення ресурсу для насосно-компресорних труб [2,9,10,11].

Апробація результатів роботи. Основні положення і результати дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на міжнародних конференціях, зокрема: 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; 8-ій міжнародній науково-технічній конференції пам'яті Ігоря Кісіля «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання», Івано-Франківськ, 2017 р.; 22 Міжнародній конференції «Сучасні методи та засоби неруйнівного контролю і технічної діагностики» Одеса, 2018.

Публікації результатів досліджень. За темою дисертаційної роботи опубліковано 11 друкованих праць, із них 6 – статті у фахових наукових виданнях, затверджених МОН України; одна – публікація в закордонному науковому фаховому виданні; 4 матеріалів міжнародних конференцій (зокрема 1 у зарубіжних).

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ХАРАКТЕРНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ УМОВ РОБОТИ І ПРОБЛЕМ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОЛОН НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ ДЛЯ ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ У СВЕРДЛОВИНАХ З ПІДВИЩЕНИМ ВМІСТОМ КОРОЗІЙНО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН

1.1 Загальна характеристика та конструктивні особливості об'єкта досліджень

Аналіз промислових даних показав, що в останні роки внаслідок збільшення глибини нафтогазових свердловин, застосування нових технологій в бурінні та інтенсифікації видобутку, наявності агресивних середовищ (сірководневий фактор) при збільшенні глибини свердловини, відсутності належного вхідного контролю труб на підприємствах галузі, браку нових засобів неруйнівного контролю, які би дозволили виявляти потенційні місця виникнення дефектів на мікроструктурному рівні, значно зросло число аварій (насамперед, з бурильними та насосно-компресорними трубами).

Одним із перспективних напрямків розвитку нафтогазової галузі є продовження ресурсу бурильних та насосно-компресорних труб шляхом визначення фактичного технічного стану на етапі експлуатації для запобігання виникнення ускладнень і аварій ситуацій при їх експлуатації [1 – 3].

У розділі здійснено аналіз характеру та причин пошкоджень бурильних та насосно-компресорних труб, зокрема тих, що працюють в умовах наявності корозійно-активних речовин та високих температур і тисків, розглянуто основні методи діагностики і контролю технічного стану (на прикладі насосно-компресорних труб), а також проведено огляд літературних джерел.

За допомогою проведеного аналізу стало можливим:

- виявити проблемні питання, які в процесі експлуатації бурильних та насосно-компресорних труб залишилися невирішеними, і, таким чином, визначити своє місце у вирішенні наукового завдання;
- підтвердити необхідність контролю технічного стану в процесі експлуатації, особливо на мікроструктурному рівні;
- сформулювати мету, об'єкт, предмет дослідження;

- визначити основні завдання дослідження.

Колони насосно-компресорних труб (далі – НКТ) служать для транспортування на поверхню відібраної з пласта рідини, суміші рідини і газу або чистого газу; подачі в свердловину рідини або газу (здійснення технологічних процесів); інтенсифікації видобутку або підземного ремонту; підвішування в свердловині обладнання та проведення в свердловині ремонтних (в тому числі бурових) робіт.

Насосно-компресорні труби виготовляються відповідно до ГОСТ 633-80 [4], та поділяються на групи за міцністю матеріалу та конструкцією. Механічні властивості матеріалів НКТ кожної з груп регламентуються чинними нормативно-технічними документами та відповідними Інструкціями і представлені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Механічні характеристики матеріалів НКТ відповідно до груп міцності згідно з ГОСТ 633-80

Показник	Норма механічних характеристик для сталей групи міцності						
	Д		К	Е	Л	М	Р
	Виконання А	Виконання Б					
Границя міцності σ_B , МПа, не менше	655	638	687	689	758	823	1000
Границя плинності, σ_T МПа, не менше	379	373	491	552	654	724	930
Границя плинності, σ_T , МПа, не більше	552	-	-	758	862	921	1137
Відносне видовження, %, не менше	14,3	16,0	12,0	13,0	12,3	11,3	9,5

За конструкцією НКТ поділяють на:

- гладкі (нерівномічні) умовним діаметром 48, 60, 73, 89, 102, 114 мм з товщиною стінок від 4,0 до 7,0 мм;
- з висадженими назовні кінцями (рівномічні) умовним діаметром 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102, 114 мм з товщиною стінок від 3,5 до 8,0 мм;
- гладкі високогерметичні типу НКМ умовним діаметром 60, 73, 89, 102, 114 мм з товщиною стінок від 5,0 до 7,0 мм;
- безмуфтові високогерметичні типу НКБ з висадженими назовні кінцями умовним діаметром 60, 73, 89, 102, 114 мм з товщиною стінок від 5,0 до 8,0 мм.

Для опускання насосно-компресорних труб у свердловину з них формують колони труб шляхом з'єднання їх за допомогою різьбового з'єднання.

Різьбові з'єднання бувають наступних видів:

- різьби трубні з конусністю 1:16, кутом профілю 60°, кроком 3,175 мм або 2,54мм;
- різьби спеціальні трапецевидні або упорні;
- різьби циліндричні двоступеневі з упорним профілем.

Різьбові з'єднання НКТ забезпечують:

- прохідність колон у стовбурах свердловин складного профілю;
- достатню міцність на всі види навантажень і необхідну герметичність з'єднань колон труб;
- необхідну зносостійкість і ремонтпридатність.

Для підвищення герметичності різьбових з'єднань використовують додаткові ущільнювальні поверхні, тефлонові або фторопластові ущільнювальні кільця. Для з'єднання НКТ різних діаметрів використовуються перевідники, які виготовляються згідно з ГОСТ 23979-80.

Усі перелічені види НКТ у залежності від точності і якості виконання поділяються на групи А і Б, де А – труби з точнішим виконанням.

У залежності від типу виконання нормується і довжина НКТ. Довжину труби визначають відстанню між її торцями, а за наявності накрученої муфти -

відстанню від вільного торця муфти до кінця збігу різьби протилежного кінця труби. Довжина труб виконання А становить 10 м з нормативним відхиленням $\pm 5\%$.

Насосно-компресорні труби виконання Б виготовляються двох груп довжин:

- перша група – від 5,5 до 8,5 м;
- друга група – від 8,5 до 10 м.

На вимогу замовника допускається виготовлення труб класу А в діапазоні довжин труб класу виготовлення Б.

Допускається відхилення труб за масою від $+6,5$ до $-3,5\%$ для виконання труб А і від $+8$ до -6% - для виконання труб Б .

У відповідності до міждержавного стандарту ГОСТ 31446-2017 встановлено нову класифікацію насосно-компресорних труб. Цей стандарт модифікований відносно міжнародного стандарту ISO 11960: 2014 «Нафтова і газова промисловість. Сталеві труби, що застосовуються в якості обсадних або насосно-компресорних труб для свердловин» в зв'язку з необхідністю доповнення розмірами, типами різьбових з'єднань і групами міцності обсадних і насосно-компресорних труб, широко застосовуваними у нафтовій і газовій промисловості.

Відповідно до даного стандарту введено нові позначення типових різьбових з'єднань насосно-компресорних труб:

1. NU – різьба з трикутним профілем, що служить для з'єднання труб з невисадженими кінцями;
2. EU – різьба з трикутним профілем для з'єднання труб з висадженими кінцями.
3. НКТН – вид різьбового з'єднання з трикутним профілем, що служить для згвинчування труб з невисадженими кінцями;
4. НКТВ – трикутна різьба для з'єднання труб з висадженими назовні кінцями.
5. НКМ – різьбове з'єднання, яка застосовується у вузлі герметизації «метал-метал».

Зміни торкнулися і розбракунуванню насосно-компресорних труб за групами міцності. Нормативний документ [4] ділить всі види НКТ на 7 груп, в той час як згідно з ГОСТ 31446-2017 [5] насосно-компресорні труби поділяються на 14 груп міцності (таблиця 1.2)

Таблиця 1.2 – Поділ механічних характеристик насосно-компресорних труб відповідно до груп міцності згідно з ГОСТ 31446-2017

Група міцності, МПа	Границя плинності, МПа		Границя міцності, МПа, не менше
	не менше	не більше	
H40	276	552	414
J55	379	552	517
K55	379	552	655
K72	491	-	687
N80	552	758	689
M65	448	586	586
L80	552	655	655
C90	621	724	689
R95	655	862	758
T95	655	758	724
C110	758	828	793
P110	758	965	862
Q125	862	1034	937
Q135	930	1137	1000

При експлуатації нафтових і газових свердловин, продукція яких містить сірководень або інші корозійно-активні речовини, труби піддаються сульфідному корозійному розтріскуванню під напругою. Щоб уникнути зазначеного виду руйнування необхідно вибирати марки труб і проводити розрахунок ліфтових колон з урахуванням небезпеки руйнування даного виду.

У свердловинах, продукція яких містить сірководень (навіть у незначних його концентраціях) застосування вітчизняних труб груп міцності Е, Л і М і зарубіжних з сталей марок N -80, P-105, Q -125, V -150 не рекомендоване через небезпеку сульфідного розтріскування. У цих умовах доцільно застосовувати вітчизняні сталеві труби групи міцності Д і зарубіжні труби зі сталі марок С-75, L -80, С-95.

Для фонтанного і глибиннонасосного способів видобутку найбільш характерна аварійність труб верхніх інтервалів ліфтових колон, як найбільш навантажених. Для першого способу це пов'язано з розгойдуванням підвіски при проходженні газових пачок і виникненням значних розтягуючих навантажень від маси колони, а в другому - з періодичним видовженням колони і великими розтягуючими зусиллями.

Для запобігання виникненню даних типів аварій рекомендується в верхніх інтервалах ліфтів використовувати гладкі НКТ підвищених груп міцності або застосовувати труби з висадженими назовні кінцями.

1.2 Аналіз причин та характер пошкоджень бурильних та насосно-компресорних труб

Видобування вуглеводнів у складних і специфічних умовах роботи експлуатаційного обладнання газоконденсатних родовищ, зумовлених дією багатьох негативних чинників, вимагають великих матеріальних і трудових витрат. Наприклад, для насосно-компресорних труб – це витрати на заміну пошкоджених труб, використання корозійно стійких сталей для НКТ та покриття їх захисними плівками, нагнітання інгібіторів корозії у свердловину тощо. Ось чому важливо провести аналіз причин відмов і поломок елементів експлуатаційного обладнання, встановити вимоги, які потрібно виконувати при проектуванні, виготовленні та експлуатації обладнання з урахуванням необхідної їх надійності й довговічності.

Підвищення надійності – головне завдання для безперебійної експлуатації обладнання. Однак не завжди потрібно домагатися максимальної надійності, адже проектування та виготовлення такого обладнання вимагає додаткових

матеріальних витрат. Існує деяке оптимальне значення надійності, при якому сумарна вартість проектування, виготовлення і експлуатації мінімальна. Встановлення цих оптимальних значень вимагає глибокого вивчення причин відмов, вивчення фізичної сутності явищ, пов'язаних зі спрацюванням і руйнуванням обладнання та його вузлів. Істотний і особливий вплив на характер та інтенсивність протікання спрацювання, кінцевим результатом якого є відмова, чинить навколишнє середовище.

Значна кількість різних чинників, що впливають на колону НКТ, а також різні види робіт, що проводяться у свердловині, обумовлюють характер діючих на колону підвішених в свердловині труб навантажень. Специфічність умов експлуатації НКТ призводить до втрати стійкості колони, переміщень, зсувних деформацій, зносу і руйнування, що неприпустимо в процесі експлуатації. Втрата стійкості і супутні зміни в структурі металу труб відбуваються в тих випадках, коли навантаження, що діють на колону труб, досягають своїх критичних значень. Усе це дає підстави про схильність колони НКТ до накопичення в структурі металу втомних пошкоджень, що призводять до різкого зниження несучої здатності і довговічності труб.

Колони НКТ схильні до дії як статичних (від власної маси), так і змінних циклічних навантажень, спільний вплив яких веде до їх зносу і руйнування.

Головними причинами витікання рідини в різьбовій частині колони НКТ часто є недостатні моменти скручування при кріпленні з'єднання, відсутність мастила, багатократне згвинчування-розгвинчування, знос штанговими муфтами в місці різьбового з'єднання, вигин труб на викривлених ділянках ствола свердловин, знакозмінні циклічні навантаження, висока обводненість продукції свердловини, а також корозійний знос різьб. Відмови і витіки по тілу труб пов'язані здебільшого з корозією, а також з прихованими заводськими дефектами, які на даний момент неможливо визначити засобами неруйнівного контролю. Часто відхилення геометричних параметрів різьбових з'єднань НКТ при експлуатації призводить до інтенсивного розмиття різьби труб і виникнення аварійних ситуацій. Тому набувають високої значущості експериментальні

дослідження з оцінки впливу окремих чинників з метою підвищення ефективності роботи колон НКТ в нафтогазових свердловинах.

Корозія внутрішньої поверхні насосно-компресорних труб та труб викидних ліній (виразкова, канавочна), що має локальний характер, є основною причиною виходу з ладу трубопроводів та НКТ. Як правило, основним фактором, що впливає на корозійну стійкість труб, вважають агресивність видобутої продукції та середовища, що транспортується. Ще одним фактором, що скорочує час роботи трубних колон, є соляно-кислотна обробка свердловин для підвищення їх продуктивності та очищення привибійної зони. Водночас, не зважаючи на його очевидність, такий підхід представляється вельми спрощеним. Насправді, НКТ та трубопроводи піддаються різним впливам, мінливим як в у часі, так і в просторі. На розвиток локальної корозії впливає не тільки агресивність середовищ, які транспортуються, але і режим течії газорідинної суміші, тип використовуваного матеріалу труб, мікроструктура сталі, а також механічні та корозійні властивості матеріалу труб. Корозійні пошкодження внутрішньої і зовнішньої поверхні насосно-компресорних труб, механічні пошкодження труб при проведенні монтажних робіт фігурують часто як основні причини аварійності трубних колон. За даними аналітики проведення капітальних та поточних ремонтів свердловин на їх родовищах ПАТ «Укргазвидобування», переважаючою причиною виводу свердловини в ремонт є аварії, пов'язані з обривом колони НКТ (рис.1.1) через внутрішню корозію, що виникає при контакті пластової мінералізованої води з поверхнею труб.

Зокрема, на одному з газоконденсатних родовищ на аварії, викликані локальною корозією внутрішньої поверхні труб, припадає майже 43% від загального числа відмов. Один з найвищих рівнів аварійності спостерігається на колонах НКТ. Статистика поломок НКТ показала, що найчастіше обрив колони насосно-компресорних труб (один або декілька) відбувається на глибинах 2500 – 4000 м в місці границі стовпа рідини в свердловині, де відбувається крайове змочування рідиною тіла труби, яке спричиняє локальну корозію поверхні труб.

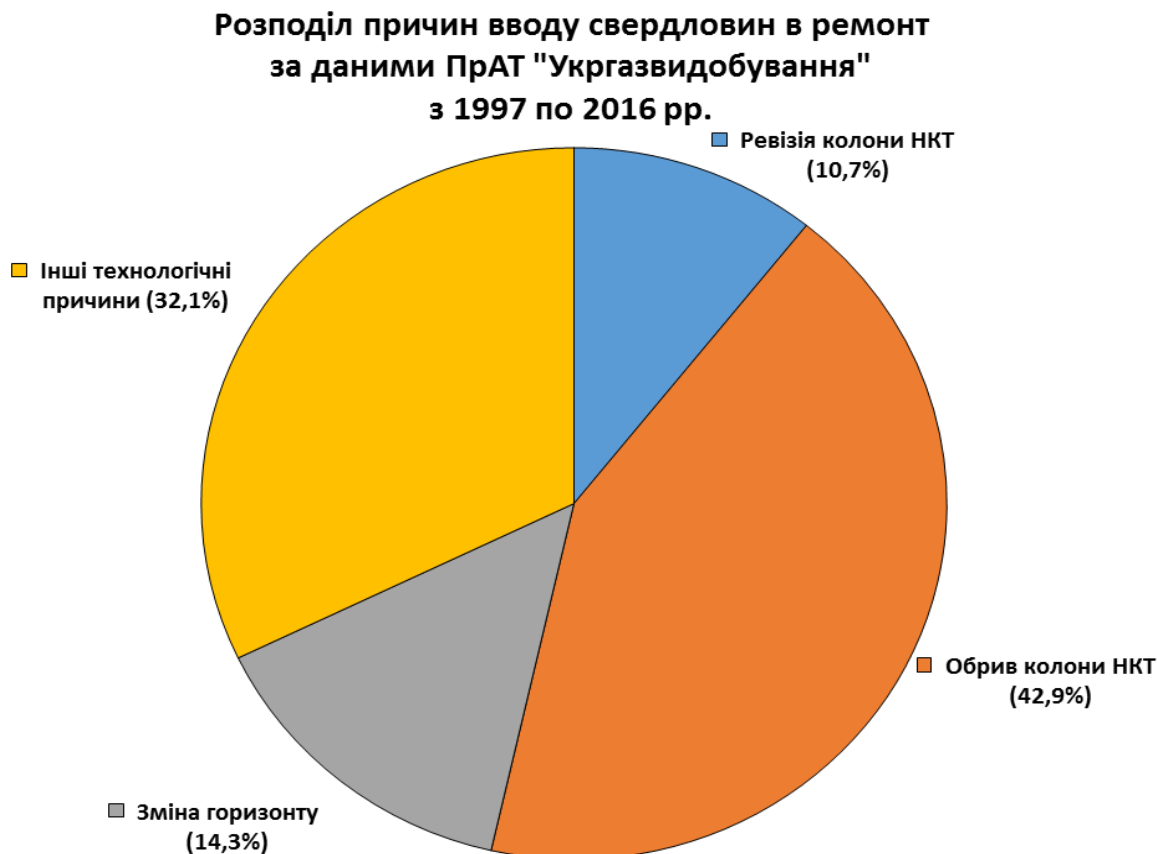


Рисунок 1.1 – Статистика розподілу причин виведення в ремонт свердловин газоконденсатних родовищ (в %)

Механічні ушкодження, дія агресивного середовища та наявність механічних домішок у продукті, що транспортується, викликає появу корозійного та абразивного зносу та є основною причиною відмов як на колонах НКТ, так і на викидних лініях, а також на елементах запірної та устьової арматури (рис.1.2).



а)



б)



в)

г)

Рисунок 1.2 – Типові корозійні пошкодження труб НКТ (а, б)
та устьової арматури (в, г)

Часто науковці в своїх роботах з вивчення причин відмов НКТ [6-9] відмічають диференціацію за характером і величиною діючих на колону насосно-компресорних труб навантажень при експлуатації і спуско-підймальних операціях, виділяючи найбільш типові для свердловин з фонтанним способом видобування:

- розтягуюче напруження від власної маси колони і продукту, що транспортується;
- вигинаючі навантаження на похилих ділянках ствола свердловини, а також осьові і вигинаючі навантаження, обумовлені впливом тиску рідини або газу у свердловині;
- внутрішній і зовнішній надлишковий тиски;
- сили тертя при СПО колони, а також при русі флюїду;
- осьові деформації, пов'язані з впливом температури флюїду;
- зусилля, діючі в клиновому захопленні.

Викривлення ствола свердловини і неспіввісність різьбових з'єднань вважаються одними з головних причин зносу і руйнування колон насосно-компресорних труб, особливо в місцях різьбових з'єднань.

Отже, до основних видів відмов НКТ, що виникають як у ході експлуатації колон, так і в процесі спуско-підймальних операцій та ремонтних робіт, слід віднести:

1. Порушення цілісності різьбового з'єднання, що проявляється вириванням різьби труби з муфти або розриву нарізного кінця труби.
2. Розриви по тілу труби, що відбуваються як по поздовжньому, так і по поперечному перерізах.
3. Порушення герметичності різьбового з'єднання, що проявляється пропусканням газу чи рідини крізь з'єднання.
4. Заїдання різьби, що виникає при згвинчуванні-розгвинчуванні різьбового з'єднання насосно-компресорних труб.
5. Знос тіла труби, муфти і різьбових з'єднань.
6. Прихоплення НКТ, пов'язане з відкладенням солей, піску і парафіну, а також пов'язане з дією продуктів корозії.
7. Корозія внутрішньої і зовнішньої поверхонь труб.
8. Відкладення на внутрішній поверхні НКТ парафіну і солей при експлуатації свердловин з різним фізико-хімічним складом і температурою перекачуваного флюїду.

У різьбових з'єднаннях НКТ, внаслідок складного спектру навантажень також можуть виникати різного виду зношування:

- корозійно-механічне, викликане тертям кородованого металу, найбільш небезпечним проявом якого є фреттінг-корозія – знос дотичних поверхонь при невеликих коливальних переміщеннях;
- контактно-втомне – в результаті багатократного повторення деформації мікрооб'ємів металу, що призводить до утворення мікротріщин і викришування поверхні;
- ерозійне – при циркуляції потоку флюїду, що відбувається більш інтенсивно при промиві або розкритті стику з'єднання.

Аналогічна ситуація з аварійністю і для бурильних труб. За промисловими даними, в одному з УБГ відбулося 152 руйнувань, з них 124 промиви (82%) і 28 зламів (18%). (рис 1.3)

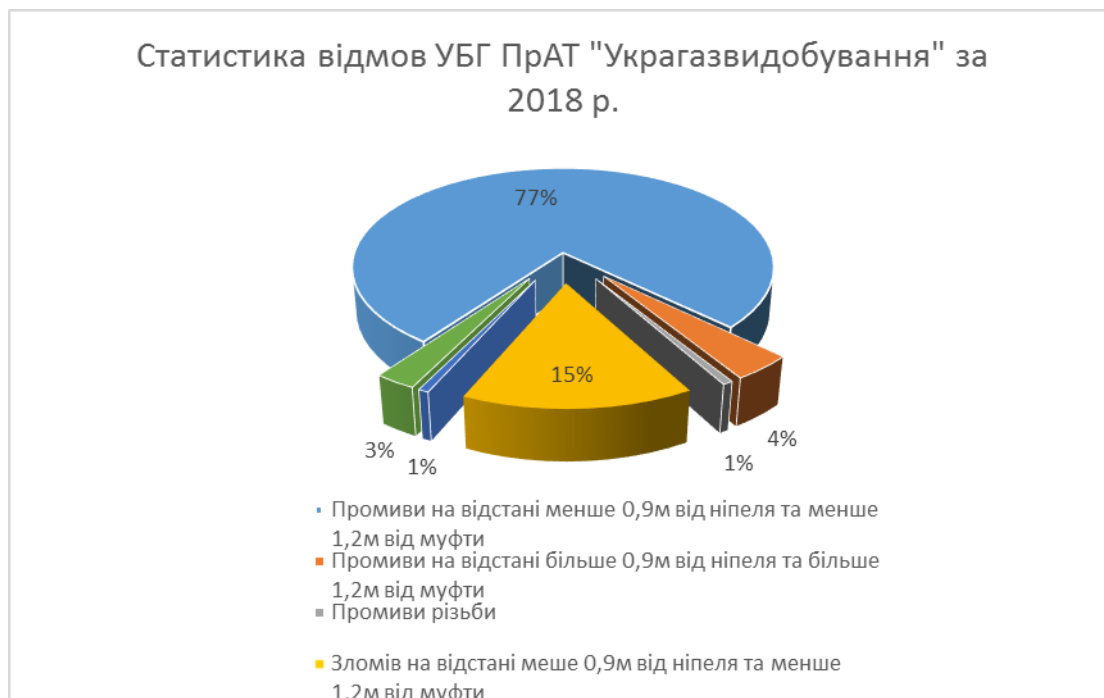


Рисунок 1.3 – Статистика розподілу видів відмов колон бурових труб свердловин газоконденсатних родовищ (в %)

З них промивів, що зафіксовані на відстані менше 900 мм від ніпеля і менше 1200 мм від торця муфти - 115 випадків, промивів в зоні різьби – 1 випадків, промивів зафіксованих на відстані більше 900 мм від торця ніпеля і 1200 мм від торця муфти – 6 випадків.

Зламів на відстані менше 900 мм від ніпеля і менше 1200 мм від торця муфти – 22, зламів різьби – 1, зламів на відстані більше 900 мм від ніпеля і більше 1200 мм від торця муфти – 4 (14,3%).

Аналіз діаграми 1.3 свідчить, що найбільша кількість відмов сталась через промиви в критичних зонах експлуатації бурових труб. Цей вид дефекту спричинений дією корозійно-активних середовищ.

Схематично взаємний вплив різних чинників на корозійну стійкість труб зручно відобразити з використанням причинно-наслідкової діаграми (схема Ісікави) - це рис.1.4.

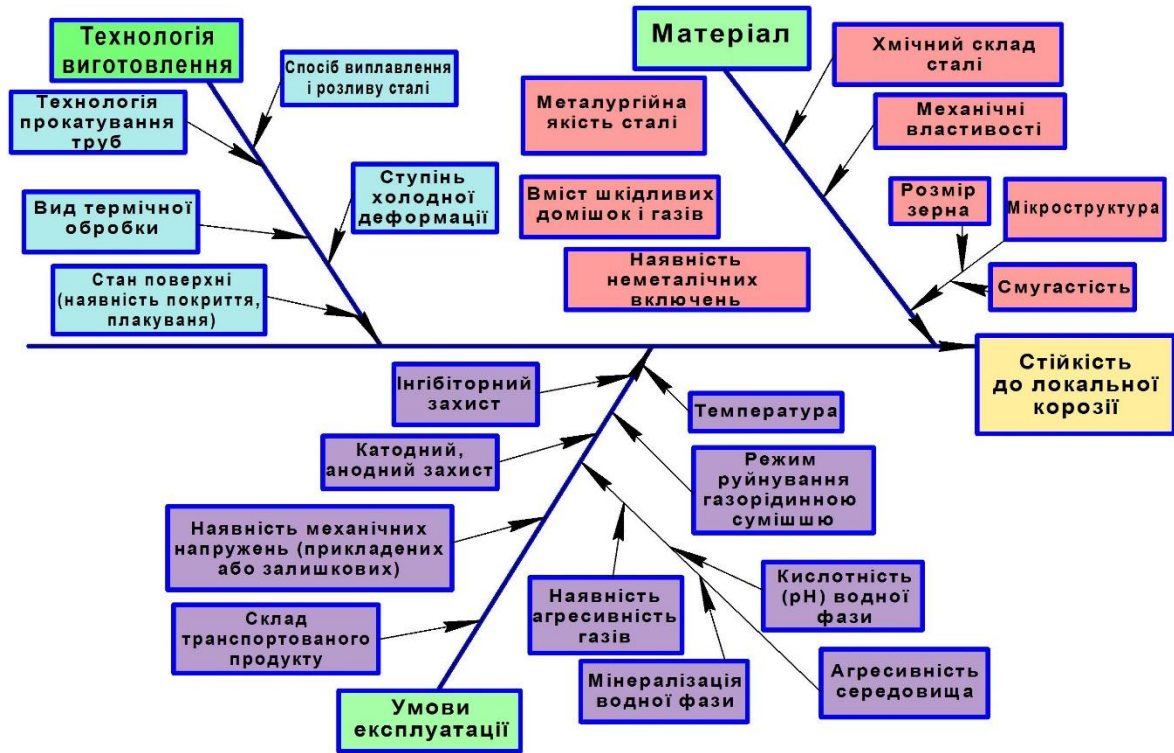


Рисунок 1.4 - Вплив різних чинників на корозійну стійкість труб

На рисунку 1.4 наведено основні чинники, які, за сучасними уявленнями, можуть впливати на стійкість труб до корозійного руйнування. Серед них - експлуатаційні (агресивність транспортованого середовища, наявність у ньому хімічно активних газів, рН), режим течії продукту, що транспортується, температура газорідного потоку, наявність у ньому механічних домішок, що сприяють абразивному зносу.

До металургійних факторів слід віднести конструкційний матеріал і технологію його виготовлення.

Безумовно, значення має спосіб виплавлення і хімічний склад сталі, технологія прокатки труб і вид застосовуваної термічної обробки, який, у свою чергу, впливає на мікроструктурні та механічні властивості. Для характеристик матеріалу найбільш значущими є наявність неметалевих включень, хімічний склад і мікроструктура металу труб.

Довговічна і високонадійна робота колон НКТ в газоконденсатних свердловинах залежить, більшою мірою, від ступеня впливу на метал труб і агресивності експлуатаційного корозійного агента. Сірчисті з'єднання розглядаються як активні компоненти, що є корозійно-агресивними навіть при

низьких температурах. Вміст вуглекислого газу (CO_2) в пластовому флюїді зазвичай несуттєвий (2-3%), однак на досліджуваних родовищах цей показник досягає значень 5,5%. Кислі гази добре розчинні у воді, тому у випадках, коли продукція свердловин містить пластову воду, відбувається стимулювання процесів електрохімічної корозії; а значення рН газоконденсатних родовищ коливається в межах $6,8 \div 5,4$. Під впливом вище вказаних агресивних середовищ виникає сульфідне корозійне розтріскування труб НКТ під напруженням, а також локальна і наскрізна вуглекислотна корозія.

Відомі дані щодо впливу агресивних середовищ на експлуатаційну надійність та довговічність насосно-компресорних труб свердловин газоконденсатних родовищ України. При заданих вмістах агресивних чинників середовища середній міжремонтний період НКТ становить 40 місяців (3,5 роки). Однак на окремих свердловинах аварії з обривом НКТ через наявність наскрізних отворів в тілі труб фіксувались уже 10 через місяців від початку експлуатації. Найтриваліший термін експлуатації з моменту введення становить 133 місяці (11 років). Нормативний термін експлуатації НКТ – 7 років [10].

1.3 Існуючі методи діагностики і контролю технічного стану НКТ

Основне завдання в підвищенні експлуатаційної надійності труб НКТ полягає в тому, щоб визначити оптимальний період між проведенням профілактичних підземних ремонтів з метою недопущення виникнення аварій, оскільки для ліквідації аварійних ситуацій необхідне припинення експлуатації свердловини, залучення спеціальних ремонтних бригад, що в свою чергу, призводить до значних фінансових втрат. Через те, що свердловини різні, постає необхідність визначення чинників, що впливають на період безпечної експлуатації для кожної свердловини, та залежність між ними. Такими чинниками можуть бути: параметри свердловинної установки, діаметр НКТ, їх конструкція; хімічний склад продукту, його температура; якість труб і матеріал, з якого вони виготовлені тощо.

За відмову колони насосно-компресорних труб слід приймати заміну хоча б однієї труби з причини її відпрацювання до граничного стану під час ремонту

свердловини. Згідно чинного законодавства граничний стан це такий стан обладнання, коли його подальше застосування за призначенням недопустиме чи недоцільне або відновлення його справного чи роботоздатного стану неможливе чи недоцільне. У випадку бурильних або насосно-компресорних труб граничним станом в умовах родовища слід вважати такі ознаки: тріщина по тілу труби чи в різьбі; промита різьба; спрацьована різьба; пошкодження труб (вм'ятини, раковини та ін.); сильне корозійне пошкодження та інші стани, які роблять неможливим подальшу експлуатацію труб. Ремонт НКТ відбувається шляхом заміни пошкодженої труби новою. Якщо розглядати колону НКТ поелементно (кожну трубу окремо), то таку систему можна вважати неремонтопридатним виробом. Як відомо, наслідком відмови неремонтопридатного виробу є його втрата.

Для визначення показників надійності колони НКТ до першої відмови слід умовно прийняти, що вона є неремонтопридатним виробом. Але оскільки більша частина колони повторно використовується для подальшої експлуатації і постійно під час ремонтів поновлюється новими трубами, то загалом колону НКТ можна віднести до групи обладнання, що ремонтується та експлуатується до граничного стану, наслідками чого є великі втрати від вимушених простоїв і високі затрати на ремонтні роботи. Економічний ефект від експлуатації НКТ при цьому залежить від тривалості безвідмовної роботи і часу простоїв через відмови. Ремонтпридатний виріб характеризується таким показником надійності, як середнє напрацювання на відмову.

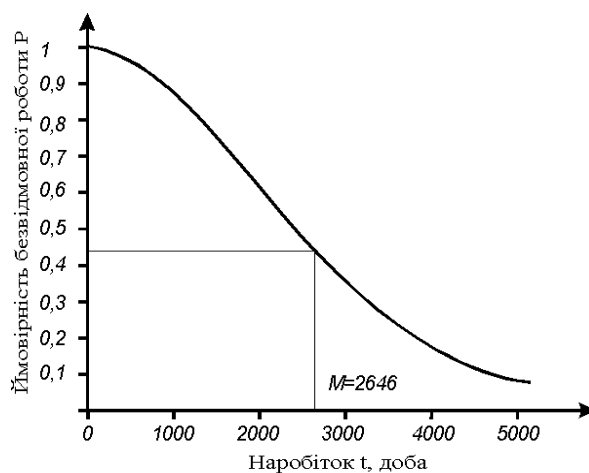


Рисунок 1.5 - Графік ймовірності безвідмовної роботи НКТ до першої відмови

Відповідно до ГОСТ 633-80, ГОСТ Р 52203-2004 [11], РД 39-136-95[12], а також керуючись ГОСТ Р ІСО 17359-2009 [13] для визначення придатності до подальшої експлуатації бурильних і насосно-компресорних труб проводяться контрольні-сортувальні роботи (розбракування), які доцільно здійснювати у два етапи:

- 1) візуальне виявлення дефектів;
- 2) виявлення дефектів різними методами контролю і шляхом вимірювання (дефектоскопія, випробування внутрішнім тиском, вимірювання параметрів спеціальними засобами контролю, калібрування).

Насосно-компресорні труби, що мають значне викривлення, скрученість, вм'ятини, тріщини, свищі, раковини, а також дефекти різьби ніпеля і муфт, що не підлягають відновленню, проходять процес відбракування. НКТ, що мають дефекти, які можна усунути, підлягають відновленню за існуючими технологіями. У випадку зношенні різьби ніпеля і муфти зруйнована частина видаляється, здійснюється нарізання нових різьб з виготовленням нової муфти. НКТ з відхиленням по товщині стінки або зовнішньому діаметру муфт можна використовувати у місцях з низьким навантаженням (для компонування низу ліфтових колон для фонтанних свердловин). Даний підхід доцільно використовувати для здешевлення процесу видобування, адже вартість нових труб є досить високою.

Критеріями відбракування насосно-компресорних труб при експлуатації є основні контрольовані параметри, що визначають їх міцність:

1. Для тіла труби – це гранична товщина стінки t , контрольована при ремонтних операціях або в результаті технічного огляду. Допустима товщина стінки, регламентована технічними вимогами на розбракування відповідно до РД 39-136-95[12].

2. Для різьбових з'єднань - глибина посадки спеціального гладкого калібракільця відповідно з вимогами ГОСТ 10654-81 [14] на ніпель. Гранична посадка калібру на ніпель для насосно-компресорних труб не перевищує 7 мм, що

приблизно відповідає 3 ниткам для труб діаметром 48-89 мм і 2 ниткам для труб діаметром 102-114 мм.

Відповідно до регламенту перевірки різьбових з'єднань насосно-компресорних труб різьбовими калібрами при освоєнні, поточному і капітальному ремонті свердловин, при кожному спуску перевірки калібрами підлягають:

- 100% НКТ перед введенням в експлуатацію (при першому спуску);
- 10% від загальної кількості НКТ, узяті в довільному порядку, і останні 15 НКТ підвіски (встановлені під планшайбою) при кожному спуску, починаючи з шостого від початку експлуатації.

Після перших 10 спуско-підіймальних операцій від початку введення в експлуатацію нових технологічних НКТ обов'язково має бути проведена перевірка калібрами різьб усіх труб, що входять до комплекту. Наступні повні перевірки різьбових з'єднань насосно-компресорних труб необхідно здійснювати після кожних 5 СПО.

Відповідно до ГОСТ 633-80 НКТ (як нові, так і експлуатовані), підлягають наступним видам контролю:

1. Візуальний контроль

Критеріями відбракування НКТ при візуальному контролі слугують:

- 1) неможливість процесу відгвинчування запобіжних деталей за умови використання ручних пристосувань та інструменту;
- 2) відсутність внутрішньої і зовнішньої фасок по периметру на торцях труб;
- 3) наявність на різьбі подрізів, задирок, подряпин та інших дефектів, що порушують її безперервність і міцність, а також герметичність з'єднання;
- 4) наявність локалізованих дефектів, розташованих за основною площиною по вершинах більше двох ниток різьби протяжністю у бік торця труб і муфт;
- 5) наявність порожнин, раковин, закатів, розшарувань, тріщин, глибоких вм'ятин по тілу труби і муфти.

2. Інструментальний контроль лінійних розмірів

Відповідно до ГОСТ Р 52203-2004 [11] інструментальний контроль лінійних розмірів НКТ проводиться з метою:

1) виявлення глибини залягання дефектів за допомогою засобів лінійних вимірювань (глибиномір, індикатор, стінкомір та ін.) після надпилу в одному-трьох місцях;

2) перевірки розмірів труб і муфт (довжина, прохідний діаметр і загальна кривизна, вигнутість на кінцевих ділянках труб) за допомогою універсальних вимірювальних засобів або спеціальних приладів.

3. Інструментальний контроль параметрів різьбових з'єднань труб і муфт ГОСТ Р 53365-2009 [15] поширюється на різьбові з'єднання НКТ і встановлює вимоги до їх основних параметрів і контролю різьб.

При контролі різьбових з'єднань насосно-компресорних труб контролю підлягають наступні параметри:

1) крок різьби на довжині 25,4 мм, а також по усій довжині різьби з повним профілем (сумарний крок);

2) висота профілю різьби;

3) конусність;

4) кут нахилу сторін профілю безпосередньо за профілем або зліпком різьби із стабільного матеріалу, що не дає усадки;

5) довжина різьби і елементів різьбового з'єднання;

6) товщина стінки труби під різьби в западині першого витка різьби з боку торця труби або по вершині першого витка з повним профілем;

7) ширина торцевої площини звичайної муфти;

8) співвісність кінців різьби муфти з використанням циліндричних оправок з різьбою і стаціонарного пристрою;

9) натяг різьби труби і муфти за допомогою різьбових калібрів з повним або неповним профілем або гладких калібрів;

10) відстань від вільного торця муфти до торця труби.

До загальних вимог для різьб НКТ відноситься також контроль параметра шорсткості R_a поверхні різьби і упорних елементів різьби, який не повинен перевищувати 3,2 мкм. Для поверхонь елементів ущільнювачів різьбових з'єднань параметр шорсткості має бути не більшим 1,6 мкм. Контроль шорсткості здійснюється шляхом порівняння із застосуванням зразків шорсткості поверхні.

4. Контроль НКТ неруйнівними методами.

За ГОСТ 633-80 [4] і ГОСТ Р 52203-2004 [11] неруйнівний контроль труб і муфт проводять перед нарізуванням різьб і після усіх операцій, пов'язаних з термообробкою і ремонтом.

Ультразвукова дефектоскопія насосно-компресорних проводиться відповідно до вимог ГОСТ 17410-78 [16] для тіла труб (у тому числі електрозварних), а також для зварного шва і кінців (на відстані 150 мм від торців) для труб електрозварних згідно з ГОСТ 14782-86 [17]. Ультразвуковий контроль (УЗК) насосно-компресорних труб необхідний для виявлення різних дефектів типу порушення суцільності і однорідності металу, розташованих на зовнішній і внутрішній поверхнях, а також в товщині стінок труб і зварному шві.

Найбільш поширеним інформативним параметром, що визначається ультразвуковими методами є товщина виробу.

Визначення товщини матеріалів в діапазоні від часток до десятків міліметрів, особливо при односторонньому доступі до виробу, як правило, здійснюється ультразвуковим луна-імпульсним методом із застосуванням прямих суміщених або роздільно-суміщених п'єзоперетворювачів. Вимірюється час проходу імпульсу, відбитого від донної поверхні, і розрахунок товщини матеріалу проводиться з урахуванням швидкості поширення ультразвукової хвилі в матеріалі і часу її затримки в призмі п'єзоперетворювача. Фактично ця процедура може розглядатися як одна із стандартних задач, які реалізуються ультразвуковими дефектоскопами загального призначення. Проте в більшості галузей промисловості вимірювання товщини є самостійною задачею, яка спонукала до створення спеціалізованих приладів – ультразвукових товщиномірів.

По характеру фізичних принципів, що використовуються для вимірювання товщини, акустичні товщиноміри ділять на:

- імпульсні, в яких товщина вимірюється за часом проходження ультразвукового імпульсу у виробі або шарі;

- імпульсні або з безперервним випромінюванням, в яких товщина визначається по амплітуді ультразвукових хвиль, що пройшли через виріб;
- з безперервним випромінюванням, в яких товщина вимірюється по фазі ультразвукових хвиль, що пройшли через виріб;
- резонансні, в яких для вимірювання товщини використовується локальний резонансний метод або локальний метод вільних коливань, а також інші інтерференційні явища, що виникають при поширенні акустичних хвиль у виробі.

По виконанню товщиноміри ділять на переносні і стаціонарні, які входять в комплект автоматичних і напівавтоматичних установок контролю товщини. За способом передачі пружних коливань розрізняють контактні, імерсійні і безконтактні товщиноміри.

Найпоширеніші акустичні товщиноміри – луна-імпульсні, що дозволяють контролювати вироби як з гладкими плоскопаралельними, так і з грубо-обробленими, кородованими, еродованими, криволінійними і непаралельними поверхнями.

Луна-імпульсні товщиноміри ділять на прилади для контролю виробів з добре обробленими паралельними поверхнями (група А) і грубо обробленими, кородованими і еродованими поверхнями (група Б).

При проведенні ультразвукової товщинометрії технічних об'єктів виникає проблема забезпечення надійного акустичного контакту між перетворювачем та об'єктом контролю, оскільки зовнішня поверхня останніх зазнає значного корозійного пошкодження. Частково цю проблему вирішують шляхом введення проміжного акустичного середовища, в якості якого слугують вода, консистентне мастило і т.п., але його застосування далеко не завжди є прийнятним.

Резонансні товщиноміри застосовуються тільки для контролю виробів з шорсткістю поверхонь 40 мкм при відхиленні від паралелі поверхонь не більше $2 - 3^\circ$. Промислове використання резонансних товщиномірів в даний час обмежене контролем товщини в діапазоні 0,15 – 2 мм в установках автоматизованого контролю особливо тонкостінних і тонкостінних труб і інших виробів.

Для налаштування товщиномірів використовують стандартні зразки для налаштування. Стандартні зразки виготовляють для конкретних умов застосування; вони повинні максимально відповідати контрольованим виробам по радіусу кривизни, шорсткості поверхонь і матеріалу. Це дозволяє підвищити точність контролю. Для універсальних товщиномірів, призначених для використання в різних умовах, зразки виготовляють з матеріалів з малим коефіцієнтом загасання ультразвукових коливань (наприклад, вуглецевої сталі). Зазвичай дані зразки для налаштування входять в комплект приладу. Іноді їх кріплять до його корпусу для оперативного калібрування. Діапазон вимірювань приладу повинен включати значення товщини зразків (як правило, крайні його значення). Товщину зразка вимірюють механічними або оптичними засобами, точність яких на порядок вища точності товщиномірів. Невеликі структурні зміни навіть в межах однієї марки матеріалу призводять до варіацій швидкості розповсюдження УЗК в межах від декількох десятих часток до одиниць відсотка. Це спостерігається навіть в межах одного виробу, тому практична похибка вимірювання за допомогою товщиномірів, складає не менше 1—2 %.

Залежно від матеріалу, призначення і технології виготовлення труби перевіряють ультразвуковим методом на: поздовжні дефекти при поширенні ультразвукових коливань у стінці труби в одному напрямі; поздовжні дефекти при поширенні ультразвукових коливань в зустрічних напрямках; поздовжні дефекти при поширенні ультразвукових коливань в зустрічних напрямках і поперечні дефекти при поширенні ультразвукових коливань в одному напрямі; поздовжні і поперечні дефекти при поширенні ультразвукових коливань в зустрічних напрямках; дефекти типу розшарування.

Чутливість методу УЗК дозволяє виявляти мікротріщини втоми і інші дефекти на початковій стадії їх виникнення глибиною до 0,1 мм і розкриттям 0,001 мм.

Вихрострумний контроль (ВК) насосно-компресорних труб в концентричній котушці проводиться для сортування за групами міцності і марками сталі, а також за відхиленням фізико-механічних характеристик (твердість, межа міцності, ступінь зміцнення та ін.) від номінальних значень. Також, як і методом УЗК,

методом ВК можна виявити дефекти структури металу НКТ глибиною до 0,1 мм і розкриттям 0,001 мм.

Основною перевагою вихрострумowego контролю фізико-механічних властивостей матеріалів над іншими є можливість отримання багатопараметрової інформації про властивості об'єкту, що забезпечує можливість одночасного контролю декількох параметрів з їх взаємною розв'язкою і приглушенням перешкоджаючих факторів. Суть імпульсного вихрострумowego контролю полягає в збудженні в первинному перетворювачі власних затухаючих коливань та прийомі відбитих від об'єкту контролю затухаючих коливань, що несуть інформацію про електромагнітні властивості виробу. В початковий момент перехідного процесу електромагнітне поле повністю відбивається від поверхні об'єкту контролю, тому величина вихідного сигналу перетворювача в цей момент визначається, в основному, зазором між перетворювачем і контрольованим об'єктом. Під час протікання перехідного процесу електромагнітне поле проникає в тіло труби, внаслідок чого вихідний сигнал перетворювача набуває інформації про її фізико-механічні властивості.

В ході перехідного процесу змінюється чутливість вихідного сигналу перетворювача до інформативного параметру контролю, причому для різних параметрів ці залежності носять різний характер. Цей нелінійний зв'язок вихідного сигналу перетворювача з різними інформативними параметрами контролю використовується для взаємної розв'язки контрольованих параметрів і відбудови від перешкоджаючих факторів.

Ємність коливного контуру, яка визначає разом з індуктивністю перетворювача частоту його власних коливань, вибрана такою, щоб одержати максимальну чутливість перетворювача до зміни границі текучості об'єкта при максимальному усуненні впливу зазору. Так, при контролі насосно-компресорних труб частота власних затухаючих коливань перетворювача знаходиться в межах від 1 до 5 кГц, що забезпечує необхідну глибину проникнення електромагнітного поля в тіло труби. При цьому, інформативним параметром границі текучості виробу, вибрана амплітуда першої півхвилі власних затухаючих коливань первинного перетворювача.

Для висаджених кінців безшовних НКТ проводиться магнітопорошковий контроль (МК) за ГОСТ 21105-87 [18] з метою виявлення поперечних дефектів, таких як закатувальні, шліфувальні і втомні тріщини на внутрішній і зовнішній поверхнях НКТ. Чутливість методу МК забезпечує виявлення втомних мікротріщин структури металу труб глибиною до 0,1 мм і розкриттям 0,001 мм.

Суть магніто-порошкового методу полягає в тому, що на поверхню намагніченої деталі наносять феромагнітний порошок у вигляді суспензії з гасом, маслом, мильним розчином («мокрый метод») або у вигляді магнітного аерозолу («сухий метод»). Під дією втягуючої сили магнітних полів розсіяння частинки порошку переміщуються по поверхні деталі і скупчуються у вигляді валків над дефектами. Форма цих скупчень відповідає контурам дефектів, що присутні в досліджуваному об'єкті.

Метод відрізняється високою чутливістю до тонких і дрібних тріщин, простотою виконання, оперативністю і наочністю результатів.

Чутливість магніто-порошкового методу залежить від ряду чинників: розміру частинок порошку і способу його нанесення, напруженості прикладеного намагнічуючого поля, роду прикладеного струму (змінний або постійний), форми, розміру і глибини залягання дефектів, а також від їх орієнтації щодо поверхні виробу і напряму намагнічування, стану і форми поверхні, способу намагнічування.

Намагнічування постійним або змінним струмом, а також «сухий» або «мокрый» метод нанесення порошку істотно не впливають на виявлення поверхневих дефектів. Проте рід струму намагнічування, а також метод нанесення порошку сильно позначаються на виявленні підповерхневих дефектів. В цьому випадку різко виявляється перевага постійного струму перед змінним. Це пояснюється тим, що постійний струм створює магнітне поле, що глибоко проникає в метал. Проте деталі з товщиною стінки 20 мм не слід намагнічувати постійним струмом, оскільки їх неможливо розмагнітити після контролю. При намагнічуванні змінним струмом через так званий скін-ефект густина струму, а отже, і густина магнітного потоку буде більшою біля поверхні намагнічуваного

виробу. З цієї причини при намагнічуванні змінним струмом краще виявляються тільки поверхневі дефекти.

«Сухий метод» контролю має перевагу перед «мокрим» при виявленні підповерхневих дефектів. Це пояснюється тим, що суспензія володіє певною в'язкістю і для переміщення феромагнітної частинки в цьому в'язкому середовищі потрібна більш значна сила дії магнітного потоку, ніж для переміщення тієї ж частинки в повітрі.

Із збільшенням глибини залягання дефектів зменшується швидкість скупчення магнітного порошку, що утруднює виявлення дефектів і визначення їх характеру. Значною мірою чутливість контролю залежить від якості поверхні, на яку наносять суспензію або порошок. Якщо на поверхні контрольованого виробу є різкі переходи або крупні мікронерівності, то магнітний порошок інтенсивніше скупчується не над дефектами, а в місцях переходів і заглиблень.

Методика магніто-порошкового способу включає наступні операції:

1. Підготовку поверхонь перед контролем і очищення їх від забруднень, окалини, слідів шлаку після зварювання;
2. Приготування суспензії, яка полягає в інтенсивному перемішуванні магнітного порошку з транспортуючою рідиною;
3. Намагнічування контрольованого виробу;
4. Нанесення суспензії або порошку на поверхню контрольованого виробу;
5. Огляд поверхні виробу і виявлення місць, покритих відкладеннями порошку;
6. Розмагнічування;

Магнітний контроль можна проводити способом прикладеного магнітного поля або способом залишкової намагніченості. Спосіб прикладеного магнітного поля проводять в тих випадках, коли деталь виконана з магнітомя'кого матеріалу.

При контролі на залишковій намагніченості деталь заздалегідь намагнічують, а потім після зняття намагнічуючого поля на її поверхню наносять магнітну суспензію або порошок. Контроль на залишковій намагніченості можливий при достатньо великій залишковій намагніченості деталей. Тому його застосовують для перевірки деталей з магнітожорстких матеріалів.

В практиці магнітного контролю існують наступні способи намагнічування виробів: комбіноване, циркулярне і полюсне. Комбіноване намагнічування здійснюється тільки в прикладеному магнітному полі, а намагнічування здійснюється при одночасному намагнічуванні деталі двома або декількома магнітними полями. Циркулярне і полюсне намагнічування можна застосовувати як в прикладеному магнітному полі, так і на залишковій намагніченості. Циркулярне намагнічування застосовують для виявлення поздовжніх дефектів при контролі циліндричних деталей. Його здійснюють при пропусканні струму по контрольованій деталі або через провідник, поміщений в отвір деталі.

Полюсне намагнічування підрозділяють на поздовжнє, поперечне і нормальне. При поздовжньому намагнічуванні напрямок намагнічуючого поля співпадає з напрямом осі деталі. Поздовжнє намагнічування здійснюють за допомогою електромагнітів, постійних магнітів або соленоїдів. При поперечному намагнічуванні напрямок вектора напруженості магнітного поля перпендикулярний до поздовжньої осі деталі. Нормальне намагнічування – окремий випадок поздовжнього і поперечного намагнічування.

Одним з найпоширеніших методів неруйнівного контролю є метод вимірювання твердості сталей бурильних і насосно-компресорних труб. Даний вид контролю виконується в умовах трубних баз або трубних площадок в США, згідно з рекомендаціями Американського нафтового інституту.

Суто з фізичної точки зору твердість – це властивість матеріалу чинити опір пружній і пластичній деформації ділянок його поверхні при місцевих контактних діях з боку іншого більш твердого металу. Твердість, яку визначають за всіма методами є усередненою характеристикою опору матеріалу зануренню індентора (елемент приладу для вимірювання параметра твердості, що вдавлюється в досліджуваний матеріал).

Методики вимірювання твердості класифікують в залежності від: швидкості навантаження; способу навантаження; тривалості навантаження; величини навантаження; форми індентора.

За характером прикладання навантаження методики поділяють на статичні, динамічні та кінетичні. Найбільш точними є статичні, їх використовують в

лабораторних умовах на спеціальному обладнанні. Особливістю статичних методів визначення твердості є поступове вдавлення твердого об'єкта в досліджуваній. Величини і тривалість навантаження є регламентованими рядом нормативних документів.

При динамічних методиках визначення твердості індентор діє на зразок з певною кінетичною енергією, яка витрачається на пружну віддачу або формування відбитку. Даний метод ліг в основу створення переносних динамічних твердомірів типу ТД-32 тощо.

Також існує класифікація методів вимірювання твердості згідно вчених, які розробили дані методи. Твердість вимірюють за шкалою Вікерса, Брінеля та Роквела.

Вибір методу визначення твердості залежить від різних чинників: твердості матеріалу, розмірів і форми зразка (деталі), товщина вимірюваного шару матеріалу. Значення твердості, одержані різними методами, пов'язані між собою і, з деяким наближенням, можуть бути переведені одне в одного.

Вимірювання твердості проводять для перевірки відповідності твердості основного металу конструкцій вимогам нормативно-технічної документації. Також за допомогою твердості можна за допомогою спеціальних емпіричних формул перейти до значення фізико-механічних характеристик матеріалу. Ще одним полем застосування твердомерії є виявлення змін в матеріалі, що виникли в результаті термообробки матеріалу, ремонту або у зв'язку з тривалою експлуатацією.

Вимірювання твердості може проводитися безпосередньо на діючій конструкції, або в лабораторних умовах на зразках металу з використанням переносних твердомірів статичної або динамічної дії.

5. Гідравлічні випробування.

Гідравлічним випробуванням НКТ піддаються після проходження стадії ремонтних робіт на спеціалізованих установках типу УН-700 конструкцій ВНИИТнефти, що забезпечують випробування на тиск до 70 МПа. Гідростатичне випробування НКТ (опресовування) триває не менше 10 с при простукуванні неподалік різьбових з'єднань, за стандартами API - не менше 5 с.

Відповідно до ГОСТ Р 53366-2009 [15] нові НКТ піддаються:

- контролю хімічного складу плавки на пробах з готового виробу;
- випробуванням на розтяг на зразках повного перерізу, зразках у вигляді пластин або циліндричних зразках за ГОСТ 10006-80 [19];
- випробуванням на сплющення на зразках у вигляді кілець або відрізків кінців труб завдовжки не менше 63,5 мм;
- контролю твердості по усій товщині стінки зразка;
- випробуванням на ударний згин за методом Шарпі на поздовжніх і поперечних зразках з V-подібним надрізом;
- визначенню розміру зерна металографічним методом;
- випробуванням стійкості до сульфідного розтріскування під напруженням для груп міцності С90 і Т95 методом розтягу, згину або методом випробування двоконсольної балки;
- металографічному контролю зони зварного з'єднання труб електрозварних груп міцності Р110, Q125 і Q135;
- маркуванню накатуванням або тавруванням;
- нанесенню захисного покриття для тривалого зберігання і транспортування.

1.4 Загальні висновки та вибір і обґрунтування напрямку подальших досліджень

В результаті аналізу умов роботи, основних видів і причин відмов буринь та насосно-компресорних труб (зокрема колон НКТ) виявлено, що внаслідок ускладнення умов експлуатації, збільшення глибини експлуатаційних свердловин, розробки родовищ з високим вмістом корозійно-активних речовин у продукті значно збільшилась аварійність трубних колон. В результаті даних, наданих експлуатуючими організаціями, більшість аварійних ситуацій стається через обрив колони труб. Також суттєвою проблемою є передчасне руйнування колони, тобто невідповідність вказаним гарантійним термінам експлуатації.

Так, на одному з газоконденсатних родовищ обрив колони НКТ стався при терміні експлуатації менше 10 місяців. Згідно з даними ще однієї видобувної компанії в деяких випадках встановлена невідповідність вказаних в

супроводжуючих документах фізико- механічних характеристик та фактичних фізико-механічних характеристик матеріалу труб. Ця невідповідність призвела до великої кількості аварій (більше 150) на об'єктах, причому характерною особливістю було руйнування тіла металу труби в одних і тих самих ділянках труб. Тому запобігання аварійності на об'єктах нафтогазовидобувної галузі на сьогоднішній день є пріоритетним завданням, шлях виконання якого полягає у визначенні моменту руйнування колони труб, тобто визначення залишкового ресурсу бурильних та насосно-компресорних труб.

З аналізу методів діагностики та контролю технічного стану бурильних та насосно-компресорних труб (зокрема НКТ) видно, що існуючі нормативні документи, що регламентують проведення інспекційних заходів, ґрунтуються здебільшого на візуальному та базовому інструментальному методах виявлення дефектів. Однак, дані нормативно-правові документи не містять етапу визначення фактичного технічного стану труб. Особливо гострою ця проблема постає при діагностуванні насосно-компресорних труб, адже можливість доступу до них під час експлуатації обмежена. Фактично, можливість проведення контролю можлива тільки при виведенні свердловини в ремонт. Визначення фактичного технічного стану – це отримання інформації про дійсні значення досліджуваного об'єкта, зокрема основних параметрів – фізико-механічних характеристик матеріалу.

Як вже зазначалось, визначення залишкового ресурсу на даний момент є складним завданням для науковців і фахівців нафтогазових підприємств. Якщо говорити про визначення ресурсу для кожного виду бурильних та насосно-компресорних труб, то особливо гостро ця проблема постає для насосно-компресорних труб, позаяк їх експлуатація характеризується тривалими термінами безоглядового використання. По суті, можливість оцінки їх технічного стану можлива тільки при виведенні свердловини у ремонт.

Отже, підсумовуючи все вище сказане, актуальною проблемою для бурильних та насосно-компресорних труб залишається оцінка фактичного технічного стану та забезпечення їх надійності шляхом розрахунку залишкового ресурсу.

Тому дисертаційні дослідження, присвячені удосконаленню методу визначення фактичного технічного стану шляхом використання комплексного підходу із залуженням нових інформативних параметрів матеріалу, з якого виготовлене обладнання, та забезпечення надійності бурильних та насосно-компресорних труб шляхом розрахунку їх залишкового ресурсу, є актуальними.

Результати експериментальних досліджень даного розділу наведено в таких публікаціях:

1. Чабан Н. І., Миндюк В.Д. Особливості руйнування насосно-компресорних труб в умовах експлуатації газоконденсатних родовищ з високим вмістом корозійно-активних речовин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. №3 (64). С.110-117. **(фахове видання України)**
2. Чабан Н.І., Рибіцький І.В., Миндюк В.Д. Розвиток акустичного виду контролю для виявлення та оцінювання структурних змін сталевих конструкцій. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №3(68). С. 27-30. **(фахове видання України)**
3. Chaban N., Myndiuk V., Karpash O. The Tubing Destruction Features in Operation of the Gas Condensate Fields With Corrosive Fluids High Content. *International Journal of Fluid Mechanics & Thermal Sciences*. 2017. № 3(2). P. 75-81. **(зарубіжне наукове фахове видання)**
4. Миндюк В. Д., Чабан Н. І. Дослідження характеру впливу робочого середовища на деградацію фізико-механічних властивостей насосно-компресорних труб. *Неруйнівний контроль в контексті асоційованого членства України в Європейському Союзі – NDT-UA 2017* : зб. доповідей 1-шої наук-техн. конф. з міжнар. участю. Люблін, Польща : УТ НКТД, 2017. С. 64 – 68.
5. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Особливості руйнування насосно-компресорних труб в умовах експлуатації газоконденсатних родовищ з

високим вмістом корозійно-активних речовин. *Нафтогазова енергетика – 2017*: зб. доповідей VI Міжнар. наук.-техн. конф. Івано-Франківськ, 2017. С.116

РОЗДІЛ 2

ТЕОРЕТИЧНІ ПІДХОДИ ТА ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ІНФОРМАЦІЙНИХ ПАРАМЕТРІВ ДЛЯ ОЦІНЮВАННЯ РЕСУРСУ БУРИЛЬНИХ ТА НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ З УРАХУВАННЯМ ХАРАКТЕРУ ЇХ ЗМІНИ

Забезпечення технологічної безпеки в основних галузях народного господарства, запобігання виникненню аварій і надзвичайних ситуацій техногенного характеру є складовою створення екологічно та техногенно безпечних умов експлуатації обладнання, що є невід'ємною частиною державної політики національної безпеки і державного будівництва.

Дослідження причин виникнення аварій і надзвичайних ситуацій техногенного характеру за останні роки показав, що майже у половині випадків (48 %) вони мають технічний характер: через незадовільний технічний стан споруд, конструкцій, обладнання та інженерних мереж, їх значну зношеність унаслідок закінчення нормативного строку експлуатації – нормативного ресурсу. За підрахунками спеціалістів, спрацювання зазначених об'єктів у різних галузях народного господарства становить 50-70% і має тенденцію до зростання.

Через складний фінансовий стан більшості суб'єктів господарської діяльності, значне здорожчання будівництва і введення в експлуатацію нових об'єктів, високу вартість і трудомісткість їх заміни практично припинилося оновлення основних фондів. Капітальний і поточний ремонт споруд, конструкцій, обладнання та інженерних мереж проводяться нерегулярно, внаслідок чого зростає спрацьованість цих об'єктів, ступінь їх небезпеки та ймовірність виникнення аварій і надзвичайних ситуацій техногенного характеру, а витрати на аварійно-відновлювані роботи в 2-3 рази перевищують розрахункові витрати на проведення зазначених ремонтів.

Враховуючи наведені фактори, питання управління експлуатаційним строком, надійного та безпечного використання обладнання шляхом визначення залишкового ресурсу і встановлення нових строків експлуатації, що перевищують

передбачені проектною та експлуатаційною документацією, а також обов'язкових умов його експлуатації в цей період набуває особливої актуальності.

Знос устаткування в нафтогазовій галузі і рівень аварійності вимагає удосконалення методів оцінки його технічного стану, а також системи обслуговування і ремонту. Існуюча система планово-попереджувального ремонту має наступні недоліки:

- через відносно великі терміни між випробуваннями і ремонтами неможливо виявляти ушкодження устаткування на ранній стадії їх виникнення;
- обслуговування і ремонт виконуються без фактичної їх необхідності;
- надійність роботи після обслуговування з розбиранням і заміною деталей часто знижується;
- необґрунтована фактичним станом заміна вузлів і деталей з значним залишковим ресурсом.

Перехід від регламентованих за часом профілактичних і ремонтно-відновлювальних робіт до обслуговування устаткування за фактичним технічним станом дозволить підвищити його ресурс і надійність, скоротити витрати на ремонт і простої. Будучи дорогим заходом система ремонту і обслуговування за технічним станом вимагає визначення найбільш пріоритетного устаткування, що вимагає підвищеного контролю.

З огляду на це, забезпечення надійності та прогнозування технічного стану сталевих елементів нафтогазового обладнання має надзвичайно велике практичне значення.

2.1 Існуючі підходи та рекомендації щодо оцінювання ресурсу елементів нафтогазового обладнання

Оцінювання технічного стану та обґрунтування залишкового ресурсу обладнання після довготривалої експлуатації – комплексна, ще не до кінця вирішена проблема, окремі завдання якої можуть бути представлені у вигляді структурної схеми (рис. 2.1) [20].

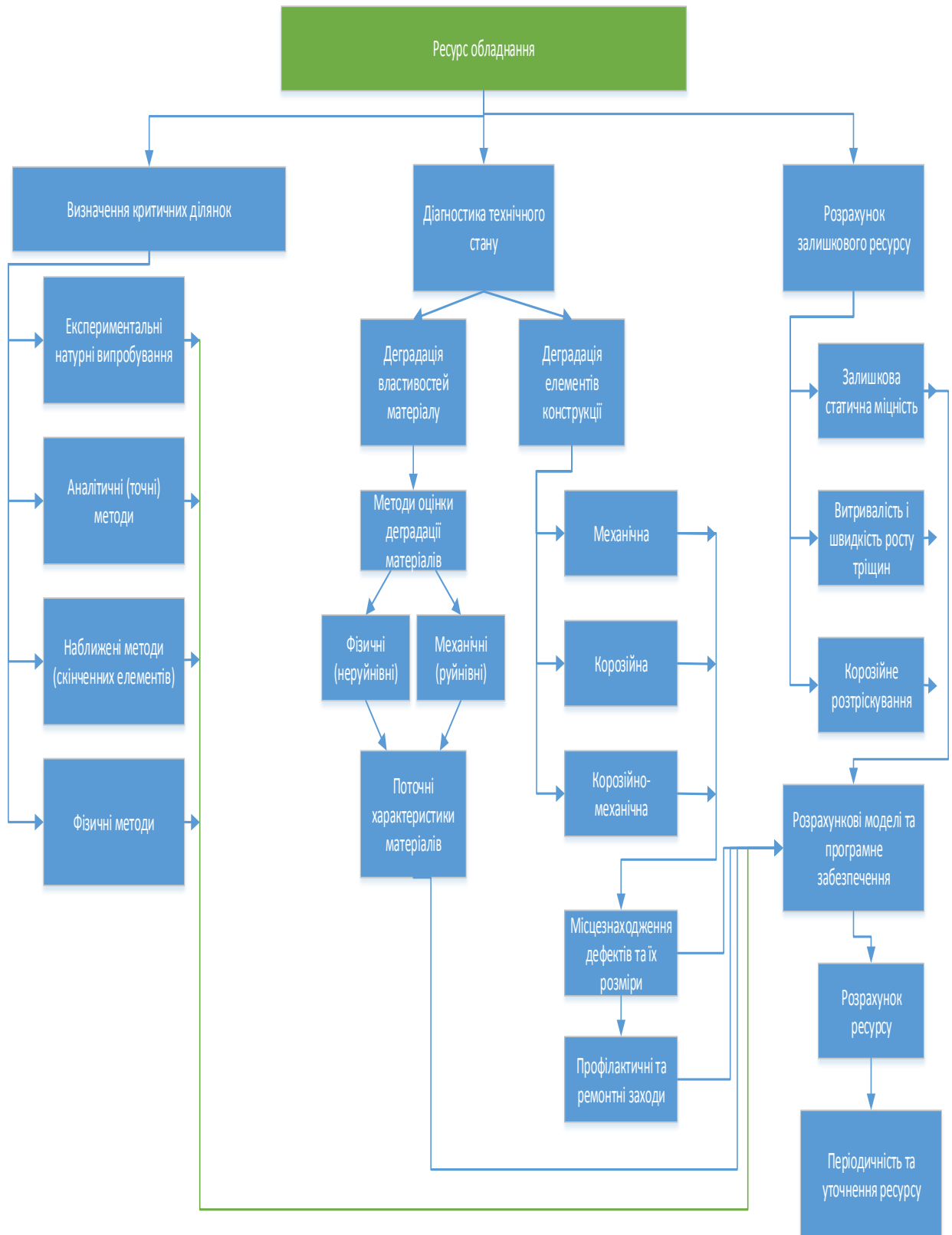


Рисунок 2.1 - Структурна схема визначення технічного стану та залишкового ресурсу конструкцій після довготривалої експлуатації

За результатами вивчення існуючих підходів до оцінки залишкового ресурсу старіючого обладнання, що склалися в нафтогазовій галузі, можна виділити такі загальні тенденції.

Існуючі методики визначення залишкового ресурсу можна умовно поділити на чотири групи:

- методики розрахунку за швидкістю корозії металу;
- методики розрахунку за тріщиностійкістю металу;
- методики розрахунку металу на втомну міцність;
- методики розрахунку вузлів устаткування, що працює в умовах повзучості.

При розрахунку залишкового ресурсу за швидкістю відбракувальним фактором є мінімально допустима товщина стінки елемента конструкції. Залежність визначення залишкового ресурсу представляють у вигляді залежності з аргументами:

$$T = \frac{\delta_{\phi} - \delta_{\text{доп}}}{a_{\text{ср}}}, \quad (2.1)$$

Де T - залишковий ресурс, роки;

δ_{ϕ} - фактична товщина стінки досліджуваного об'єкта, мм;

$\delta_{\text{доп}}$ – мінімальнодопустима товщина стінки фактична товщина стінки досліджуваного об'єкта, мм;

$a_{\text{ср}}$ – середня швидкість корозії, мм/рік.

Перевагами даного методу є простота розрахунків, а до недоліків слід віднести узагальнений підхід до процесів корозії, адже зменшення товщини стінки не відбувається рівномірно. Даний метод не рекомендовано застосувати для випадку локальної та виразкової корозії.

Слід зазначити, що визначення показників надійності техніки та ресурсу нафтогазового обладнання часто здійснюється з врахуванням однієї з основних міцнісних характеристик матеріалу металоконструкцій – границі плинності.

При цьому головне недоопрацювання відомих методик полягає в тому, що вони пропонують низький рівень допустимих напружень $[\sigma]$. Як правило, рівень $[\sigma]$ не перевищує половини значення σ_T , де σ_T - умовна межа плинності металу.

Для відповідальних конструкцій є вимога в розрахунках про рівень $[\sigma] < 0,3\sigma_T$ [21]. Ці вимоги, як відомо, обумовлені роботою металу обладнання в умовах ковзання і зсувної деформації. Як показує практика, ці умови роботи металу є визначальними для надійності конструкції. Однак розрахунковими методами неможливо заздалегідь прогнозувати на обладнанні зону виникнення площин ковзання металу.

Як правило, значення границі плинності для розрахункових методик беруть з паспортів виробів, технічних умов або нормативних документів. З іншого боку, рядом вчених (Крижанівський Є.І., Осташ О.П., Никифорчин Г.М., Студент О.З., Ясній П.В., Карпаш О. М., Карпаш М.О., Миндюк В.Д.) доведено, що в силу різних факторів у процесі експлуатації межа плинності змінюється. В той час існуючі методи визначення границі плинності часто є опосередкованими та не відображають змін у структурі матеріалу, які суттєво впливають на механічні характеристики досліджуваних матеріалів.

Крім того, наявні методики розрахунку на міцність, як правило, припускають незалежне протікання процесів корозії, втоми і повзучості, хоча на практиці ці процеси протікають одночасно в різному поєднанні.

А. А. Дубов в своїй роботі [21] вважає, що необхідно розвивати перехід від імовірнісних методів оцінки ресурсу, заснованих на статистиці відмов, до оцінки індивідуального ресурсу старіючого обладнання на основі комплексного підходу, що поєднує результати руйнівного і неруйнівного контролю з перевірочними розрахунками на міцність. Також при оцінюванні ресурсу помітна тенденція до переходу від дефектоскопії до методів технічної діагностики, заснованих на поєднанні механіки руйнування, металознавства і неруйнівного контролю (НК). Більш перспективними в плані впливу на конструкцію є методи НК для оцінки рівня напружень в обладнанні та конструкціях. Усвідомлена необхідність 100%-го обстеження старіючого обладнання з метою визначення потенційно небезпечних зон.

Однак реалізація вищевказаних підходів володіє певними недоліками та недоопрацюваннями. Розглянемо основні з них.

При комплексному застосуванні різних методів і засобів неруйнівного і руйнівного контролю немає чітко визначеного порядку і послідовності їх застосуванні для конкретного об'єкта контролю.

Порядок, обсяг та періодичність контролю обладнання, як відомо, визначається, з одного боку, парковим (розрахунковим) ресурсом, пошкоджуваністю, міжремонтним періодом, а, з іншого боку, - наявністю коштів і методів контролю та їх можливостями.

Тільки в окремих, найбільш відповідальних галузях промисловості (наприклад, атомна і теплова енергетика) є спеціальні інструкції про порядок і періодичність контролю і продовження терміну служби обладнання [22, 23]. І навіть в цих передових галузях (з точки зору організації контролю за станом металу обладнання) існує проблема визначення граничного стану металу і оцінки індивідуального ресурсу обладнання [24].

В роботі Комаровського А.А. [26] відзначається, що в основу прогнозування надійності обладнання повинно бути покладено термодинамічне рівняння стану твердого тіла. Визначено основні фізичні ефекти, що супроводжують механізм руйнування металу: механічні, теплові, ультразвукові, магнітні, електричні і електромагнітні. Звідси випливає, що, використовуючи один або одночасно кілька параметрів контролю, що відображають перераховані ефекти, є можливість найбільш об'єктивно оцінювати фактичний технічний стан об'єкта контролю.

2.2 Особливості вибору інформативних параметрів способів оцінювання ресурсу з урахуванням технічних параметрів методів їх визначення

Тенденція до переходу від традиційної дефектоскопії до технічної діагностики з застосуванням комплексного підходу, що включає: визначення параметрів дефектів, оцінку розподілу внутрішніх (залишкових) напружень, визначення фактичних структурно-механічних характеристик металу стримується, в першу чергу, низькою ефективністю існуючих методів і засобів контролю фактичного технічного стану обладнання.

Загалом існує два шляхи (рис 2.2) визначення фізико-механічних характеристик матеріалів:

- безпосередні механічні випробування, які супроводжуються руйнуванням зразків (чи їх частин) [38];

- опосередковані методи визначення фізичних і механічних характеристик через вимірювання інших параметрів (електричних, магнітних), які не супроводжуються руйнуванням об'єктів, і тому мають загальну назву неруйнівних [39].



Рисунок 2.2 - Схема визначення фізико-механічних характеристик та залишкового ресурсу

Одним із найбільш поширених методів визначення твердості з точністю до одиниць за шкалою Брінеля як у польових, так і в лабораторних умовах, є динамічний метод. Перевагами вказаного методу є простота реалізації, мобільні та компактні технічні засоби, робота з якими не вимагає спеціального навчання персоналу, оперативність вимірювання, автономне джерело живлення, внутрішня пам'ять, усереднення вимірних даних, зв'язок із ПК, тощо. Недоліки: на покази вимірювань впливають чистота поверхні та нерівності, тому динамічний метод вимагає багаторазового вимірювання.

Вимірювання даного показника проводять з метою перевірки відповідності твердості основного металу конструкцій вимогам нормативно-технічної документації; визначення механічних характеристик металу (непрямим методом); виявлення змін у матеріалі, що виникли в результаті застосування технології виготовлення, ремонту або у зв'язку з тривалою експлуатацією.

Вибір методу визначення твердості залежить від різних чинників: твердості матеріалу, розмірів і форми зразка (деталі), товщина вимірюваного шару матеріалу. Значення твердості, одержані різними методами, пов'язані між собою і, з деяким наближенням, можуть бути взаємно переведені.

З достатньо великим ступенем достовірності для визначення міцнісних характеристик можна використовувати існуючі кореляційні співвідношення між ними і результатами вимірювань твердості, отримані експериментальним шляхом.

Однак способи визначення границі об'ємної міцності та плинності за поверхневою твердістю володіють не достатньо високою кореляцією внаслідок ортотропності властивостей матеріалу по товщині. Для інтегральної оцінки механічних властивостей в локальному об'ємі матеріалу доцільно використовувати структурно чутливі фізичні властивості, що є основою методів неруйнівного контролю. Зокрема, зв'язки між магнітними властивостями матеріалу та його хімічним складом, кристалографічною та фазовою структурами дають можливість використовувати магнітні властивості матеріалу в якості індикатора його структурного стану, а звідси, і механічних характеристик [40].

Крива намагнічування, форма та площа петлі гістерезису, а також основні параметри, які їх характеризують, залежать від структурного стану і фазового складу феромагнетика. Тобто втрати енергії на перемагнічування, коерцитивна сила, магнітна проникність та ряд інших магнітних параметрів кривої намагнічування і петлі магнітного гістерезису можна віднести до структурно чутливих характеристик [41].

Магнітні методи застосовують для контролю структурно-механічних властивостей матеріалу виробу в тих випадках, коли існує безпосередній зв'язок між вимірюваною характеристикою та контрольованим параметром [42]. Для багатьох марок конструкційних сталей залежність структурно-чутливих

магнітних характеристик від контрольованого параметра (температура відпуску, твердість і т.д.) має неоднозначний характер [43].

Як зазначено вище, під час магнітного контролю фізико-механічних властивостей об'єктів використовується зв'язок між фізико-механічними та магнітними параметрами. Цей зв'язок, часто не тільки неоднозначний, але і нестабільний, має кореляційний характер і виникає тоді, коли одні і ті ж фізичні та хімічні процеси утворення структури і фазового складу феромагнітних сталей формують також і магнітні властивості. Складний характер одночасного впливу різних чинників на магнітні та фізико-механічні властивості феромагнітних матеріалів часто не дають змоги визначити вплив кожного чинника окремо [44]. Тому в магнітній структуроскопії оцінюють зміну магнітних параметрів і за ними визначають різні фізико-механічні властивості об'єктів, які їм відповідають. Під час магнітного контролю механічних характеристик та структури феромагнітних матеріалів використовують відносні вимірювання, тобто не вимірюють певний магнітний або механічний параметр, а тільки фіксують, чи відповідають параметри об'єкта контролю заданим, чи відхиляються від них. Щоб оцінити, наскільки при цьому механічні параметри деталі відрізняються від номінальних, потрібні додаткові зіставлення їх з параметрами спеціально підібраних зразків.

З магнітних методів для контролю механічних властивостей матеріалів найбільш використовуваним є метод коерцитивної сили. Зокрема, границя міцності визначається за емпіричним співвідношенням [45]:

$$H_c = 0,0183\sigma_B - 8,53 \quad (2.2)$$

Проте дослідження [102] показали, що значення коерцитивної сили для виробів, які виготовлені за однакових умов, з одного і того ж матеріалу, але мають різну товщину, суттєво відрізняються між собою. Також на результати вимірювань впливає зміна зазору між полюсами електромагніту датчика коерцитиметра та контрольованого об'єкту.

Отже, коерцитивна сила є анізотропною величиною і залежить від багатьох інших характеристик. Даний метод володіє рядом недоліків і обмежень, зокрема, коерцитивну силу не можна виміряти для ряду легованих сталей, що звужує

можливості застосування даного методу. Але основним недоліком залишається залежність значення вимірюваного параметру від товщини виробу.

В працях [46, 47, 48,49] висвітлено метод визначення ударної в'язкості як інформативного параметру для оцінювання ресурсу металу конструкцій тривалої експлуатації, що реалізується використанням інформаційно-вимірювальної системи ІВС-І2, інформативним параметром якої є магнітний параметр І2, що характеризує зміну електромагнітних коливань в індуктивному контурі перетворювача. Параметр І2 прямо залежить від зміни фізико-механічних характеристик металу, оскільки параметри індуктивного контура (кількість витків, матеріал феритового осердя, зазор розімкнутого феритового кільця), генератора коливань та відстань від індуктивного контуру перетворювача до елемента металоконструкції мінятися не будуть. Особливістю ІВС-І2 є також введення наперед вимірюваних значень твердості контрольного металу в пам'ять системи для визначення ударної в'язкості. Діапазон частот, за яких проводиться вимірювання, складає 13 - 25 кГц. Перевагами методу є можливість проведення контролю у польових умовах на низьких напругах живлення (6В).

Застосування акустичних засобів контролю фізико-механічних характеристик матеріалів базується на взаємозв'язках цих характеристик з акустичними властивостями матеріалів (швидкості поширення, коефіцієнти загасання ультразвукових коливань, характеристичними імпедансами тощо) [50,51].

Сучасні акустичні методи дають змогу досліджувати стан речовин за швидкістю і часом поширення поздовжніх, поперечних і поверхневих хвиль, за вимірними значеннями частот власних коливань виробів, проводити структурні дослідження за даними вимірювання коефіцієнта загасання, з використанням методів акустичної спектроскопії, оцінювати механічні властивості за результатами акустичних процесів в інденторі тощо [52].

На даний час структурні методи оцінки властивостей матеріалів і виробів, що базуються на вимірюванні швидкості та загасання ультразвуку, викликають великий науковий і практичний інтерес, зважаючи на можливість значного

скорочення часу контролю та визначення фактичних значень механічних характеристик матеріалів.

Металеві матеріали, що характеризуються полікристалічною будовою, в загальному випадку складаються із зерен-кристалів різної форми і розмірів, які залежать від режимів формування сплаву та процесу термічної обробки. Одне зерно може бути монокристалом складового матеріалу або складатися з двох і більше фаз. Відмінність окремих зерен між собою полягає в просторовій орієнтації кристалічної ґратки. Форма зерен може бути майже сферичною, видовженою або сплюснутою в результаті пластичної деформації. Характерною особливістю кристалічної будови є анізотропія властивостей. При поширенні в полікристалічному середовищі ультразвукової хвиля у напрямі свого руху несе певну енергію, яку випромінювало джерело. У міру поширення в середовищі інтенсивність хвилі зменшується.

Зміна амплітуди A хвилі внаслідок загасання відбувається за експоненціальним законом [53]

$$A = A_0 e^{-\delta x}, \quad (2.3)$$

де A_0 – початкова амплітуда сигналу; δ – коефіцієнт загасання; x – відстань, пройдена хвилею.

Коефіцієнт загасання δ характеризує ослаблення хвилі внаслідок незворотних втрат при її поширенні в середовищі та є сумою з коефіцієнта поглинання та коефіцієнта розсіювання:

$$\delta = \delta_n + \delta_p, \quad (2.3)$$

де δ_n - коефіцієнт поглинання;

δ_p - коефіцієнт розсіювання.

При поглинанні акустична енергія трансформується в теплову в результаті дії теплопровідності (відведення енергії від елементарного об'єму, що піддається розширенню і стиску), пружнього гістерезису (залежність «напруження-деформація» описується різними кривими при стиску і розтягу).

Для полікристалічних речовин, до яких належать і метали, розсіювання збільшується зі збільшенням пружної анізотропії, що проявляється в зміні швидкості різноспрямованого поширення ультразвуку у кристалі. Під час поширення в твердому тілі хвилі проходять крізь неоднаково орієнтовані кристаліти, або зерна-кристали з правильною ґраткою, але неправильною зовнішньою формою. Швидкість поширення звуку в суміжних кристалах може бути різною, в результаті чого виникає локальне відбиття хвилі. Зі збільшенням пружної анізотропії зростає і розсіювання ультразвукових хвиль.

В свою чергу, коефіцієнт розсіювання також залежить і від середнього розміру кристалітів \bar{D} і частоти УЗ-хвиль f . Наприклад, для маловуглецевої сталі при довжині хвилі $\lambda > 10\bar{D}$ для поздовжніх і поперечних хвиль

$$\delta_l \approx 0,12f + 20\bar{D}^3 f^4, \quad (2.5)$$

$$\delta_t \approx 0,1f + 105\bar{D}^3 f^4, \quad (2.6)$$

де \bar{D} - середній розмір зерна, мм;

f - частота ультразвукових коливань, МГц;

δ - коефіцієнт загасання, Нп/м.

В наведених рівняннях перший доданок характеризує поглинання, а другий - розсіювання.

Також варто відмітити, що коефіцієнт загасання завжди зростає зі збільшенням частоти ультразвукових коливань.

Розглянемо особливості процесу загасання ультразвукових хвиль у залізі і сталі. Як вже зазначалось, на загасання великий вплив чинять розміри зерна та його співвідношення з довжиною УЗ хвилі. Чим менше зерно, тим краще контролюється метал ультразвуком. Зменшення розмірів зерна, що, в свою чергу призводить до сповільнення загасання, що відбувається за рахунок обробки металу тиском під час виготовлення деталі (кування, прокатування).

Для звичайної вуглецевої сталі на основі α -заліза подрібнення зерен відбувається також при термообробці типу гартування чи нормалізації. За рахунок

нагрівання метал переводять в стан аустеніту, а відтак швидко охолоджують. Збільшення швидкості охолодження призводить до зменшення розмірів зерен в α -залізі, що утворилось. Для обробки β -заліза такі методи неефективні; натомість використовують обробку тиском.

У вуглецевій сталі в зернах, що залишились після зерен аустеніту (первинних зернах), утворюються дрібніші вторинні зерна у вигляді пластин α -заліза і цементиту, розміри яких однаково впливають на коефіцієнт загасання. В свою чергу, розміри зерен змінюються і в процесі експлуатації обладнання - так зване мікроструктурне старіння. В низьковуглецевих сталей у залежності від умов роботи конструкції воно відбувається у двох напрямках: у структурі деградованих сталей даного класу можливий розпад перліту та коагуляція карбідів (як правило, даний процес протікає при підвищеній температурі), а також деградація властивостей металу у ході тривалої експлуатації, що може бути наслідком протікання деформаційного старіння, механізм якого полягає у зменшенні рухливості дислокацій, яка призводить до зниження пластичних властивостей металу і показників опору крихкому руйнуванню (ударної в'язкості та тріщиностійкості). Деградація механічних властивостей розглянутих сталей не обмежується змінами структури, викликаними процесами деформаційного старіння. Слід припускати і внесок, пов'язаний із зміною в будові перліту, а також співвідношення структурних складових ферит - перліт. [40]

Таким чином, мікроструктурні зміни («старіння») низьковуглецевих та низьколегованих сталей чинять істотний вплив на їх експлуатаційні властивості:

- старіння призводить до зниження тріщиностійкості;
- старіння призводить до зниження корозійної стійкості і сприяє розвитку корозійного розтріскування під напруженням;
- старіння слабо впливає на границю плинності, але істотно змінює границю макропружності, а, отже, змінює умови забезпечення тривалої міцності матеріалу.

Для кількісної оцінки особливостей структури, а, відповідно, і механічних властивостей сталей у досліджуваній об'єкт вводять УЗК і спостерігають за зміною амплітуди цього сигналу при багатократному віддзеркаленні. Міру

неоднорідності структури оцінюють за загасанням УЗК. При цьому коефіцієнт загасання становить [54]

$$\delta = (\ln A_n / A_{n+1}) / 2l, \quad (2.7)$$

де l – довжина зразка; A_n, A_{n+1} – амплітуди послідовно відбитих донних сигналів.

У крупнозернистому металі ультразвукові коливання загаснуть швидше, ніж в дрібнозернистому.

Підсумовуючи вищесказане можна висувати, що існує тісний зв'язок між структурою (відповідно і фізико-механічних характеристик матеріалів) і УЗ хвилями. При проведенні ультразвукового контролю за допомогою традиційних ультразвукових дефектоскопів (А-скан) структурні неоднорідності відображаються на екрані у вигляді великої кількості малоамплітудних сигналів (так звана «трава»). В свою чергу, реєстрація і обробка параметрів даних сигналів являється трудомісткою та проблематичною.

Одним з шляхів вирішення даної проблеми є використання сучасної технології ультразвукового контролю за допомогою фазованих ґраток. Її суть полягає у візуалізації неоднорідностей або ж дефектів шляхом збору інформації про відносну відбиваючу здатність сукупності точок внутрішнього об'єму об'єкта, що досліджується, та утворення на моніторі приладу зображення поперечного перерізу цього об'єму. У результаті контролю з використанням п'єзоелектричних перетворювачів з фазованими ґратками з електронним скануванням формується секторна розгортка області сканування, на якій амплітуда луно-сигналу від відбивача кодується кольором. Зміна кольору від темно-синього до червоного відповідає збільшенню амплітуди луно-імпульсу відбитого сигналу. В результаті заломлення та трансформації ультразвукових сигналів від груп зерен відбувається збільшення амплітуди луно-імпульсу відбитого сигналу, що, в свою чергу, дозволяє побачити структурні неоднорідності у вигляді світло-синіх плям. Головною перевагою даного методу є можливість оперативної візуалізації внутрішньої структури металів у мобільному варіанті, що дозволяє спростити

методологію УЗ контролю і підвищити його продуктивність. Дана технологія значно полегшує контроль і спрощує інтерпретацію результатів.

2.3 Теоретичні дослідження впливу зміни механічних характеристик матеріалу елементів нафтогазового обладнання на їх експлуатаційний ресурс

При огляді існуючих методів оцінки залишкового ресурсу обладнання довготривалої експлуатації виявлено, що для насосно-компресорних труб питання визначення залишкового ресурсу не розглядалося, хоча аналіз їх аварійності свідчить про необхідність розроблення такої методики.

Проведений в Розділі 1 аналіз умов експлуатації НКТ та процесів, що передують втраті їх працездатності, показав: для оцінювання ресурсу НКТ доцільно взяти за основу рекомендації для розрахунку залишкового ресурсу магістральних газопроводів (за РД 12-411-01) оскільки процеси незворотних змін в металі труб під впливом експлуатаційних чинників дуже схожі. При тривалій експлуатації газопроводу відбуваються деградаційні зміни властивостей металу труб шляхом зниження пластичності, що відбивається в зближенні величин границі плинності σ_T і границі міцності σ_B .

Допустимі значення перелічених критеріїв, приведених до температури 20°C, для труб з маловуглецевої сталі повинні бути в межах:

$$\sigma_{Tф}/\sigma_{Bф} \leq 0,9, \quad (2.8)$$

де $\sigma_{Tф}$ і $\sigma_{Bф}$ – фактичні значення границі плинності і границі міцності відповідно.

У випадку перевищення даного співвідношення ділянку газопроводу замінюють.

Зниження пластичності металу труб в результаті старіння, тобто залежність основних механічних характеристик (σ_T , σ_B) від часу експлуатації газопроводу, можна передати у вигляді функції, значення якої визначаються за формулою:

$$\psi = \frac{\sigma_T}{\sigma_B} = \frac{\sigma_{T0} + ct + et^2}{\sigma_{B0} + \alpha t + bt^2}, \quad (2.9)$$

де σ_{T0} , σ_{B0} – мінімальні значення механічних характеристик сталевих труб (середні за марками сталі) (табл. 2.1);

α , b , c , e - параметри, що характеризують процес старіння, значення яких наведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.1 – Мінімальні значення механічних характеристик сталевих труб (середні за марками сталі)

Група	Марка сталі	Мінімальні нормативні механічні характеристики	
		Границя плинності σ_{T0} , МПа	Границя міцності σ_{B0} , МПа
А	Ст3, Ст4 ГОСТ 380, сталь 20 (ГОСТ 1050)	216	362
Б	Ст2 ГОСТ 380, сталь 10 (ГОСТ 1050)	196	314

Таблиця 2.2 - Параметри для розрахунку фактичних механічних властивостей металу по пластичності

Параметри	Величина для сталі	
	Група А	Група Б
α	0,4779	0,56251
b	0,0046703	0,005922
c	0,222073	0,237626
e	0,019853	0,019036

Визначення залишкового ресурсу трубопроводу здійснюється графоаналітичним способом шляхом побудови графіка функції ψ (2.9) з інтервалом точності +10% у вигляді двох кривих ψ та ψ_1 - верхньої границі десятивідсоткового інтервалу точності кривої ψ_B координатах « σ_T/σ_B – час» та двох прямих, що паралельні осі абсцис: $\sigma_T/\sigma_B = 0,9$ та $\sigma_{Tф}/\sigma_{Bф}$, а також паралельної прямої до осі ординат з фактичним значенням терміну експлуатації (для прикладу вказане число 30 років) (рис. 2.3).

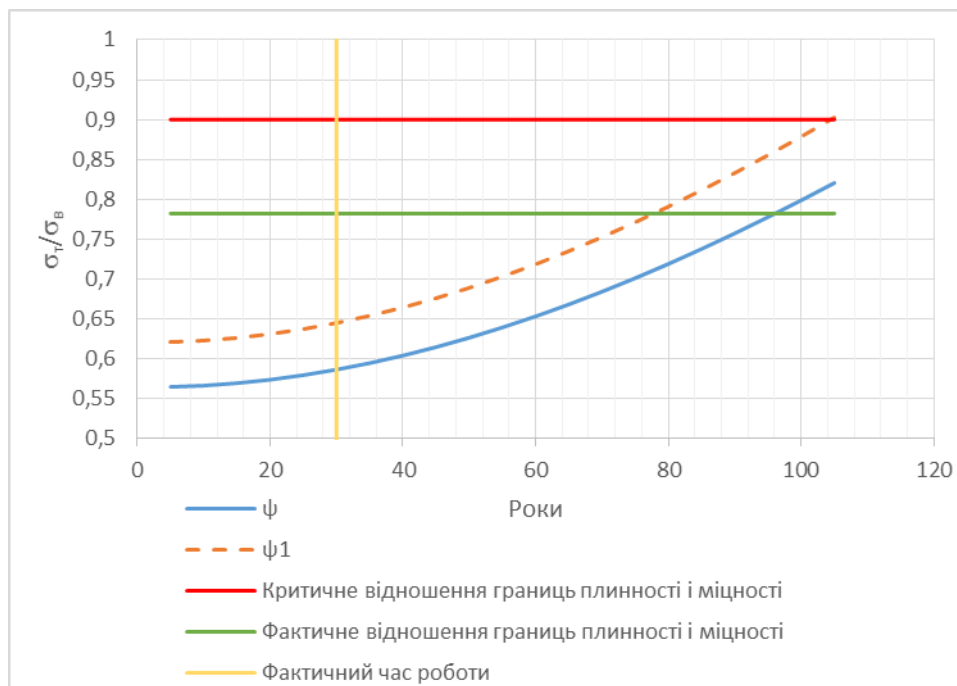


Рисунок 2.3 – Графо-аналітичний спосіб визначення залишкового ресурсу трубопроводів

Знаходимо абсцису точки перетину ($t_{кр}$) кривої ψ_1 та прямої $\sigma_t/\sigma_b = 0,9$. Визначаємо точку перетину (Z_ϕ) прямої фактичного терміну експлуатації і графіка $\sigma_{тф}/\sigma_{вф}$. Точка Z_ϕ потрапляє в інтервал точності функції ψ ; уточнення параметрів функції ψ не потрібно, отже:

$$T_{зал} = t_{кр} - t_\phi. \quad (2.10)$$

Для оцінки ступеня впливу зміни фізико-механічних характеристик матеріалу на залишковий ресурс здійснено аналіз запропонованої методики в середовищі Microsoft Excel (табл. 2.3), який полягає у моделюванні зміни фізико-механічних характеристик матеріалу і моніторингу зміни залишкового ресурсу обладнання, яке вироблене з даного матеріалу. Дане моделювання проводили для оцінки ступеня впливу фізико-механічних характеристик матеріалу на його ресурс.

Таблиця 2.3 – Результати розрахунку залишкового ресурсу згідно з РД 12-411-01

Границя міцності σ_B , МПа	Границя плинності, σ_T , МПа	Залишковий ресурс газопроводу, роки
610	380	74
600	400	64
620	415	62
620	420	58
620	425	56
620	425	56
570	435	30
610	435	46
610	440	44
620	465	35
620	485	26

Аналіз таблиці 2.3 свідчить, що деградація механічних характеристик (границя плинності) σ_T на 15% веде до зменшення залишкового ресурсу вдвічі, що вказує на суттєвий вплив механічних характеристик на значення залишкового ресурсу, тому визначення фактичних значень механічних характеристик сталей є актуальною проблемою сьогодення.

Вплив зміни механічних характеристик сталей на розрахунковий ресурс обладнання також можна розглянути на прикладі вертикальних сталевих резервуарів, що працюють під тиском. На даний час методика визначення залишкового ресурсу резервуарів регламентується нормативним документом РД 153-112-017-97 [55]. Ресурс визначається за показником циклів наливання і зливання продуктів до утворення макротріщин, що визначається за формулою:

$$N_0 = \left[\frac{1}{4} \left(\frac{1,28E \ln \frac{1}{1-\psi}}{1,28n_\sigma \sigma_2^* \cdot \frac{1}{\varphi_c} - \sigma_{c1}} - 1 \right)^2 \right]^{2'} \quad (2.11)$$

де E - модуль пружності матеріалу;

ψ - відносне звуження, яке визначається експериментальним шляхом або за довідковими даними;

n_σ - коефіцієнт запасу за напруженням;

σ_a^* - амплітуда умовних напружень в розрахунковій точці стінки резервуара, МПа;

σ_{-1} - границя втоми матеріалу, МПа;

φ_c - коефіцієнт, що враховує зниження характеристик в результаті зварювання;

n_N - коефіцієнт запасу за довговічністю. $n_N=10$

Амплітуду умовних напружень у розрахунковій точці стінки резервуара визначають так:

якщо $2\sigma_a \leq \sigma_T$, то

$$\sigma_a^* = \sigma_a, \quad (2.12)$$

де σ_T - границя плинності матеріалу, МПа;

σ_a - амплітуда напружень в розрахунковій точці, МПа:

$$\sigma_a = 0,5K_\sigma \cdot \sigma_H, \quad (2.13)$$

де σ_H - номінальне напруження в стінці:

$$\sigma_H = \frac{\rho g (H_{\max} - x) \cdot r}{\delta}, \quad (2.14)$$

де H_{\max} - найбільший рівень нафтопродукту в резервуарі, м;

x - відстань від днища резервуара до розрахункового рівня, м;

δ - товщина стінки резервуара, м;

r - радіус резервуара, м;

ρ - густина продукту, що зберігається в резервуарі, кг/м³;

g - прискорення вільного падіння, м/с².

У випадку якщо $2\sigma_a > \sigma_T$, то

$$\sigma_a = K_e \delta_H / 2, \quad (2.15)$$

де K_e - коефіцієнт концентрації деформації в пружнопластичній зоні, що визначаються залежністю Нейбера

$$K_\sigma \cdot K_e = \alpha_0^2, \quad (2.16)$$

де α_0 - теоретичний коефіцієнт концентрації напружень.

K_σ - коефіцієнт концентрації напружень в пружнопластичній зоні.

$$K_\sigma = \frac{\sigma_T}{\sigma_H} \quad (2.17)$$

У формулі (2.11) не враховується корозійне зношення резервуара. Залишковий ресурс стінки резервуара з урахуванням корозії обчислюється за формулою:

$$N_{oc} = N_0 \cdot (1 - \beta_{kc}), \quad (2.18)$$

де β_{kc} - коефіцієнт впливу середовища, для частот до 1 Гц.

$$\beta_{kc} = \lambda \lg N, \quad (2.19)$$

де λ - коефіцієнт корозії.

Залишковий ресурс резервуара визначається по формулі:

$$T = \frac{N_{oc}}{n_0}, \quad (2.20)$$

Де n_0 - число повних циклів заповнення резервуара, 1/рік.

Для даної методики також здійснене моделювання зміни фізико-механічних характеристик матеріалу з метою оцінки ступеня зміни залишкового ресурсу обладнання (табл. 2.4)

Таблиця 2.4 – Результати моделювання зміни фізико-механічних характеристик матеріалу сталевого резервуару та його залишковий ресурс

Границя плинності, σ_T , МПа	Залишковий ресурс, роки
340	2,8
350	2,5
360	2,3
370	2,2
380	2
390	1,9
400	1,8
410	1,7
420	1,6
430	1,5
440	1,4

Аналіз даної методики в середовищі Microsoft Excel свідчить про високий рівень залежності залишкового ресурсу від механічних характеристик матеріалу, зокрема границі плинності. Деградація механічних характеристик на 30% призводить до зменшення ресурсу обладнання вдвічі.

Підсумовуючи все вище сказане хотілось би зауважити, що механічні характеристики мають суттєвий вплив на значення залишкового ресурсу обладнання. Дане судження підтверджується аналізом двох існуючих методик. З іншого боку, в процесі довготривалої експлуатації доведено [56] зміну механічних характеристик металу внаслідок експлуатаційної деградації металу. За результатами експериментальних досліджень [57, 41, 58] визначено, що серед основних механічних характеристик найбільша змінюваність притаманна границі плинності матеріалу. При цьому границя міцності матеріалу практично не змінюється (в межах 5-7%). Водночас границя плинності використовується в усіх розрахунках на міцність, адже навантаження конструкції, які перевищують границю плинності, є неприпустимими, оскільки призводять до незворотних змін у матеріалі. Отже, отримання фактичних значень границі плинності матеріалу дозволить реально оцінити залишковий ресурс обладнання та зменшити рівень аварійності на підприємствах нафтогазового сектору.

Висновки до розділу 2:

1. В результаті проведеного аналізу способів визначення залишкового ресурсу нафтогазового обладнання встановлено, що оцінка залишкового ресурсу за допомогою імовірнісних методів є менш точнішою в порівнянні з комплексною методикою, що поєднує результати руйнівного і неруйнівного контролю з перевірочними розрахунками на міцність. Визначена необхідність переходу від дефектоскопії до методів технічної діагностики, заснованих на поєднанні механіки руйнувань, металознавства і неруйнівного контролю (НК).
2. Теоретичні дослідження впливу зміни значень механічних властивостей металу бурильних та насосно-компресорних труб на їх залишковий

ресурс дали змогу встановити, що найбільш впливовим є зміна значень границі плинності металу σ_t , зокрема, зміна σ_t на 15% призводить зміни значень ресурсу на 50% в той час, як границя міцності в процесі експлуатації значних змін практично не зазнає. Обґрунтовано актуальність застосування багатопараметрових методів для визначення границі плинності за фізичними ознаками металу, а також застосування якості одного з параметрів контролю характеристик поширення ультразвукових хвиль в металі бурильних та насосно-компресорних труб як структурночутливого.

3. Здійснено аналіз основних методів визначення фізико-механічних характеристик матеріалів, в результаті якого проаналізовані переваги, особливості застосування та технологічні обмеження неруйнівних методів контролю фізико-механічних характеристик.

Результати досліджень даного розділу наведено в таких публікаціях:

1. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Аналіз сучасного стану і тенденцій розвитку способів визначення ресурсу обладнання довготривалої експлуатації. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2017. № 2 (43). С. 11 - 18 (**фахове видання України**)
2. Чабан Н. І., Карпаш О. М., Рибіцький І. В., Миндюк В. Д. Аналіз методів акустичного контролю фізико-механічних характеристик металоконструкцій довготривалої експлуатації. *Методи та прилади контролю якості*. 2018. №2(41). С. 38 - 44. (**фахове видання України**)
3. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Визначення залишкового ресурсу насосно-компресорних труб з використанням ультразвукових методів. *Сучасні методи та засоби неруйнівного контролю і технічної діагностики: зб. доповідей 22-ї Міжнар. конф.* Одеса, 2018. С. 49.
4. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Аналіз сучасного стану і тенденцій розвитку способів визначення ресурсу обладнання довготривалої експлуатації.

Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання: зб. доповідей VIII Міжнар. наук.-техн. конф. пам'яті Ігоря Кісіля Івано-Франківськ, 2017. С. 183 – 185.

РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ІНФОРМАТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ

Технічне діагностування при експлуатації обладнання нафтогазового комплексу, в основному вирішує задачу виявлення і моніторингу розвитку дефектів типу тріщин, зумовлених впливом експлуатаційних чинників. За своєю природою – це макродефекти, які визначають інтегральні властивості елементів конструкцій. Розмір цих дефектів значно (не менше двох порядків) перевищує розмір структурних елементів матеріалів, такі як розмір зерна, нерівномірність розподілу складових та структури сталі, міжкристалічна корозія, що і є причиною зародження мікро-, а в подальшому макродефектів та неоднорідності фізико-механічних характеристик.

Проте ще задовго до появи мікродефектів у ході експлуатації відбуваються зміни в конструкційних матеріалах на мікроструктурному рівні – так звана деградація [58].

Технічні і граничні стани елементів конструкцій оцінюють за результатами дефектоскопічного контролю і характеристиками конструкційних матеріалів, отриманими на етапі виробництва, тобто без урахування їх експлуатаційної деградації. Це призводить до недостовірних оцінок залишкового ресурсу елементів конструкцій і зростання ризику їх руйнування [59].

3.1 Дослідження методів акустичного контролю фізико-механічних характеристик металоконструкцій довготривалої експлуатації

Забезпечення безпечної експлуатації металоконструкцій довготривалої експлуатації є складною та важливою проблемою, особливо в нафтогазовій галузі, де переважна більшість обладнання експлуатується в складних умовах (значні знакозмінні навантаження, наявність корозійно-активних середовищ, значні коливання температур та інше) [56].

Вирішення цієї проблеми, особливо в період їх експлуатації, можливе за рахунок застосування методів та засобів неруйнівного контролю (НК) та технічної діагностики (ТД), принцип дії яких полягає у взаємодії різних фізичних полів та речовин з контрольованим об'єктом. Одним з найпоширеніших є акустичний метод, заснований на встановленні взаємозв'язків між фізико-механічними, технологічними, структурними характеристиками матеріалів і виробів та акустичними характеристиками [60]. До основних фізико-механічних характеристик, які можна оцінювати акустичними методами, відносяться: пружні (модуль нормальної пружності, модуль зсуву, коефіцієнт Пуасона), міцнісні (міцність на згин, стискання, кручення та інші), структурні (анізотропія матеріалу, розміри кристалів, вид кристалічної ґратки, аморфність тощо), розміри та форма різних включень, глибина поверхневого зміцнення та ряд інших. Акустичними методами можна оцінювати тільки ті властивості матеріалів, які впливають на умови збудження, проходження, відбиття та заломлення пружних хвиль або на режими коливання об'єкта контролю. Інформативними параметрами акустичного методу контролю, які можуть бути виміряні сучасними дефектоскопами, можуть бути: швидкість поширення хвиль різних типів; хвильовий опір; коефіцієнти поглинання та розсіювання пружних хвиль.

Перевагами акустичного методу є можливість одностороннього доступу до контрольованої деталі, та доволі висока чутливість. Це дає можливість виявляти дефекти типу порушення суцільності матеріалу (тріщини, непровари, включення, технологічні дефекти), вимірювати георетричні розміри виробу (товщина, діаметр та інше) та контролювати фізико-механічні характеристики (в першу чергу, твердість, та структуру металоконструкції) [60].

На відміну від ультразвукової дефектоскопії та товщинометрії, ультразвуковий структурний аналіз, ще мало застосовується в світовій промисловості. Нерівномірність структури та фазового складу металу деталі зазвичай виявляють за зміною швидкості поширення УЗК та їх загасання. Слід відмітити, що вимірювання швидкості УЗК та коефіцієнта загасання ультразвуку існуючими імпульсними дефектоскопами (особливо контактним способом) має значну похибку, що пов'язано з важкістю врахування часу пробігу акустичного

імпульсу в контактному шарі між перетворювачем та взірцем, так як товщина цього шару змінюється випадковим чином. Для зменшення вказаної похибки застосовують імерсійний контакт або безконтактні (наприклад, лазерні) способи збудження та прийому ультразвукових коливань. Розроблено способи вимірювання швидкості та часу проходження, підвищеної точності [61]. Одним з них є спосіб синхрокільця або автоциркуляції імпульсу, при якому сигнал, що пройшов через об'єкт контролю, запускає генератор зондуючих імпульсів. В цьому випадку частота повторення імпульсів буде зворотнопропорційною часу проходження імпульсу та вимірюваної швидкості. Досліджено і інші способи вимірювання швидкості та загасання, а саме імпульсно-фазовий [61], гетеродинний [63] та інші.

Загалом всі вище названі методи є методами проходження і базуються на вимірюванні зміни параметру акустичного сигналу, що пройшов через об'єкт контролю.

Для контролю фізико-механічних характеристик металоконструкцій також застосовують імпедансні методи, які базуються на зміні механічного імпедансу (або входного акустичного імпедансу) поверхні об'єкту контролю, з яким взаємодіє п'єзоперетворювач.

Недоліками вказаних методів для широкого застосування є відсутність промислової апаратури; складність налаштування приладів (через відсутність відповідних калібрів); складність інтерпретації, документування та зберігання (накопичування) одержаних сигналів.

Найбільш перспективними для акустичного контролю металоконструкцій в промислових умовах є когерентні методи, в яких інформативним параметром (окрім амплітуди та часу проходження імпульсів) є фаза сигналу.

Стрімкий розвиток обчислювальної техніки зробив можливим застосування когерентних методів для візуалізації внутрішньої структури контрольованої деталі. При когерентній обробці вимірюваних значень акустичного поля, розсіяного порушенням цілісності матеріалу, застосовують аналогові та цифрові методи обробки сигналу. Методи обробки в частотному спектрі традиційно називають голографією. В США та країнах Європи ці методи називають

методами синтезованої цифрової сфокусованої апертури - SAFT [64]. Вони дозволяють вимірювати розподіл значень акустичного поля, розсіяного дефектом [65].

Одним з методів з цифровою когерентною обробкою даних є дифракційна томографія, яка передбачає визначення форми дефекта за даними розсіяного ним акустичного поля. Завдання, які вирішуються в дифракційній томографії, надзвичайно складні і представляють собою повноцінне рішення зворотньої задачі розсіювання. При цьому спочатку вирішується пряма задача розсіювання, а потім проводиться уточнення з використанням даних про поле, зареєстроване поза межами розсіювача (дефекта). Найпоширеніший приклад практичної реалізації названої технології - це ультразвукові томографи, які знайшли широке застосування в медицині.

В техніці результати досліджень були реалізовані в новітніх інформаційно-вимірювальних системах – ультразвукових дефектоскопах на фазованих ґратках (УЗФґ) [65].

Дефектоскопи на фазованих ґратках дають можливість здійснити інтегральну оцінку конструкції, оперативно візуалізувати внутрішню структуру контрольованого металу, полегшують інтерпретацію та документування результатів контролю, підвищують чутливість, достовірність контролю.

Основа системи УЗФґ складає спеціалізований ультразвуковий перетворювач з певною кількістю окремих п'єзоелементів (як правило 16-256). При цьому кожен з елементів активується окремо, за запрограмованою схемою. Перетворювачі можуть бути використані з різними типами призм (квадратна, кругла, трикутна), як при контактному, так і імерсійному способах контролю. Фазовані ґратки – це набір декількох п'єзоелементів, конструктивно з'єднаних в одному корпусі. Частота вимірювання знаходиться в діапазоні від 1 до 100 МГц [66]. Конфігурацію п'єзоелементів (форму, розміри, послідовність розташування) у системах УЗФґ вибирають у відповідності до об'єкту контролю та потенційних контрольованих параметрів.

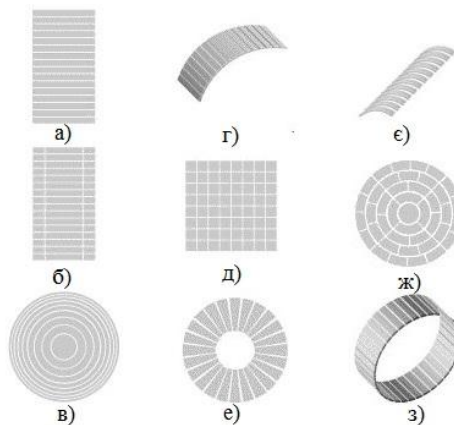


Рисунок 3.1 – Основні типи комбінацій п'єзоелементів

а, б - лінійний, в - циліндричний, г - зігнутий лінійний, д - лінійний двовимірний,
 е - секторний, е - лінійний фокусуючий, ж - циліндричний-секторний,
 з-радіальний

На практиці найчастіше використовуються лінійні перетворювачі з різною кількістю п'єзоелементів. На ринку з'явилися серійні дефектоскопи на ультразвукових п'єзоперетворювачах з фазованими ґратками високої якості та широкої номенклатури, які випускаються фірмами Imasonic (Франція), R/DTech (Канада), Siemens (Німеччина), Siui (Китай) та інші. Розвиток ІТ-технологій дозволяє створити відносно недорогі, компактні електронні блоки управління ФР. Основні характеристики та можливості ультразвукових дефектоскопів, що працюють в комплекті з п'єзоперетворювачами з фазованими ґратками наведені в табл.3.1.

Таблиця 3.1 – Технічні засоби для контролю з використанням УЗФГ

Назва	OmniScan MX2	Epoch 1000	Phasor XS	Harfang Veo	ISONIC20 10	CTS- 602
Виробник	R/D Tech	Olympus	GE Inspection Technologies	Sonatest	Sonotron	SIUI
Режими сканування	TOFD A, B, C, S	A, B, L, S	A, B, L, S	TOFD S/L/C	TOFD S/L/C	A, B, C, D
Максимальна кількість елементів	128	64	64	64	32	128

Продовження таблиці 3.1 – Технічні засоби для контролю з використанням УЗФГ

Максимальна кількість одночасно працюючих каналів	16	16	16	16	32	32
Кількість варіантів фокусування (законів фокусування)	256	61	128	1024	128	256
Можливість збереження / передачі даних	SDHC, USB, Ethernet	немає	USB	USB WIFI	немає	USB
Програмне забезпечення для опрацювання даних	OmniPC™, NDT SetupBuilder	ні	ні	ні	ні	ні
Нанесення контуру зварного з'єднання	так	так	ні	так	так	так

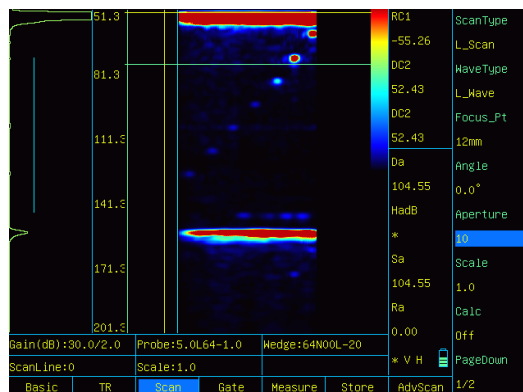
Фізичний принцип роботи фазових ґраток полягає в генеруванні ультразвукових (УЗ) хвиль всіма п'єзоелементами, які в комплексі формують ультразвуковий пучок. Електронне управління кутом вводу УЗ-пучком і аналіз отриманого луно-імпульсу дозволяє в режимі реального часу формувати на екрані дефектоскопа S-скан у вигляді двохмірного зображення перерізу деталі.

Дане зображення надає оператору наглядну інформацію про розміщення та координати дефектів. Типовий приклад S – скану показаний на рис. 3.2.

Сучасні дефектоскопи, в яких реалізована система УЗФГ, дозволяють одночасно працювати в декількох режимах та налаштовувати параметри контролю за допомогою модулів 3D, а також зберігати та документувати велику кількість S–сканів для подальшого їх використання при оцінці зміни тих чи інших контрольованих характеристик об'єкта.



а)



б)

Рисунок 3.2 - Зразок для налаштування ультразвукового дефектоскопа (а) і зображення структурних шумів та імітаторів дефектів типу тріщини на екрані дефектоскопа з УЗФГ (б)

Для отримання зображення перерізу візуалізованої області об'єкта весь набір прийнятих УЗ-сигналів, відбитих від кожної точки дефекту, піддають когерентній просторово-часовій обробці, що є результатом сумування відгуків (луно-сигналів, отриманих у різних ракурсах) від деякої точки простору всередині візуалізованої області і присвоєння результату сумування певного градієнта певного відтінку кольору. Цю операцію виконують для всіх точок простору, що знаходяться в площині візуалізованого перерізу (рис.3.3) [70].

У результаті контролю з використанням п'єзоелектричних перетворювачів з УЗФГ з електронним скануванням формується секторна розгортка області сканування, на якій амплітуда луно-сигналу від відбивача кодується кольором. Зміна кольору від темно-синього до червоного відповідає збільшенню амплітуди луно-імпульсу відбитого сигналу. В результаті заломлення та трансформації ультразвукових сигналів від груп зерен відбувається збільшення амплітуди луно-імпульсу відбитого сигналу, що, в свою чергу, дозволяє побачити структурні неоднорідності у вигляді світло-синіх плям. У місцях, де значення луно-імпульсів є максимальним, утворюються плями червоного кольору, які вказують на наявність дефекту.

Характерною особливістю ультразвукових дефектоскопів з п'єзоперетворювачами з фазованими ґратками, що є те, що за рахунок одночасного або почергового збудження окремих п'єзоелементів в складеному

п'єзоелектричному перетворювачі в електронному блоці керування генерується ультразвуковий промінь, в якому за допомогою програмного забезпечення можна змінювати такі параметри, як кут падіння, фокусна відстань і розмір фокусної плями. Також, програмне забезпечення приладу дозволяє створити акустичний промінь потрібної форми (через взаємодію хвиль), з врахуванням характеристик перетворювачів та досліджуваного матеріалу.

Суттєвою перевагою ультразвукових дефектоскопів з п'єзоперетворювачами з фазованими ґратками і головною відмінністю від традиційного ультразвукового контролю є можливість представлення результатів контролю у вигляді двовимірного зображення внутрішньої структури. Завдяки новому сприйняттю оператором інформації про внутрішню будову об'єкта контролю (на рівні образів) виникає головна відмінність від результатів традиційного ультразвукового контролю – можливість визначення ресурсу за результатами контролю [79].

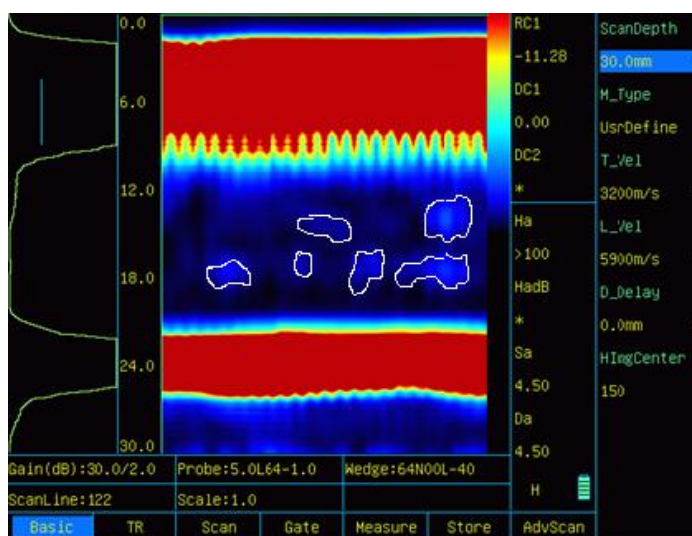


Рисунок 3.3 – Акустичне зображення елемента конструкції довготривалої експлуатації з структурними неоднорідностями, отримане на екрані дефектоскопа за допомогою УЗФГ

Представлення результатів прозвучування у вигляді двовимірного кольорового зображення внутрішньої структури об'єкта значно полегшує їх опрацювання, оскільки фахівець з неруйнівного контролю може оперативно

локалізувати ділянку об'єкта дослідження з найбільшою кількістю структурних неоднорідностей.

Розробивши спеціальну програму аналізу акустичних зображень об'єктів даного класу, можна буде отримати висновок про стан об'єкта і про його ресурс.

Таким чином, дефектоскопи на УЗФГ вже знайшли широке застосування в промислових умовах для виявлення місця утворення, форми та розмірів дефектів типу порушення цілісності матеріалу, в тому числі при контролі зварних з'єднань [9]. Потенційні можливості використання систем УЗФГ дають підставу для дослідження нових методів контролю фізико-механічних, насамперед, напружено-деформованого стану та зміни мікроструктури металоконструкцій довготривалої експлуатації і так званого переддефектного стану. Визначення вказаних параметрів важливе насамперед для металоконструкцій, які протягом тривалого часу перебувають в технологічному процесі (насосно-компресорні труби для видобування вуглеводневої суміші, бурильні труби для поглиблення стовбура свердловини та інші), під час якого контроль їх технічного стану є неможливим.

3.2 Методика проведення та аналіз результатів експериментальних досліджень удосконаленого методу контролю фізико-механічних характеристик сталей

Оцінювання технічного стану та обґрунтування залишкового ресурсу конструкцій після довготривалої експлуатації залишається комплексною та не до кінця вирішеною проблемою [67].

Оцінюючи технічний стан конструкцій тривалої експлуатації, зазвичай визначають місцезнаходження, кількість і розміри дефектів. Деякі з них усувають під час ремонту, а наявність інших враховують, визначаючи напружено-деформований стан елемента конструкції з дефектами (тріщинами) та визначають його залишковий ресурс за вихідними (заводськими) механічними характеристиками конструкційних матеріалів. Проте з розвитком експлуатаційної

деградації матеріалів механічні характеристики знижуються; відповідно знижуються і їх залишковий ресурс.

Для вирішення даної проблеми необхідно:

1. Визначити оптимальний інформативний параметр, що характеризує зображення акустичних структурних шумів;
2. Встановити наявність та характер залежностей між інформативним параметром зображень акустичних структурних шумів сталей та їх фізико-механічними характеристиками;
3. Провести дослідження з метою перевірки правильності запропонованої залежності.

Дослідження структурних змін сталі, що виникли в процесі експлуатації, та їх впливу на механічні характеристики проводилися згідно із запропонованою методологією [68], що включає в себе:

- розроблення плану проведення експериментальних досліджень залежності інформативних параметрів методів неруйнівного контролю та фізико-механічних характеристик сталей;

- вибір матеріалу металоконструкцій;

- відбір зразка зі структурними неоднорідностями, що виготовлений з даної сталі, з метою проведення експериментальних досліджень;

- підбір типу ультразвукового дефектоскопа та п'єзоелектричних перетворювачів;

- проведення повного ультразвукового сканування досліджуваного зразка (рис. 3.4) з метою визначення ділянок з найбільш вираженими структурними змінами;

- виготовлення з металу, що розміщений в цих ділянках, 18 циліндричних стандартних зразків для розтягу відповідно до ГОСТ 1497-84 [69];

- проведення руйнівних статичних випробувань на розтяг виготовлених циліндричних зразків типу III згідно з [69];

- отримання індивідуальних діаграм розтягу для кожного з зразків;

- визначення границі міцності, границі плинності, показників відносного видовження і звуження для кожного з 18 зразків .

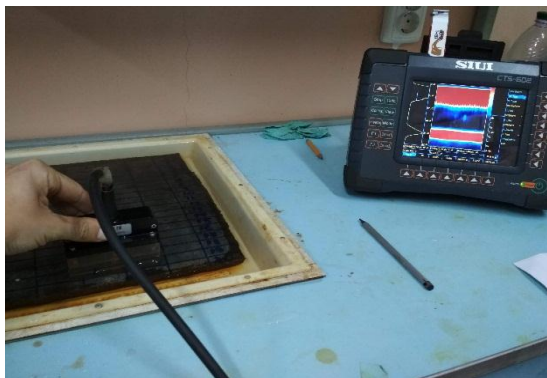


Рисунок 3.4 – Дослідження структурних неоднорідностей у відібраному зразку зі сталі 40Г

Для проведення експериментальних досліджень був відібраний прямокутний зразок конструкційної легованої сталі марки 40Г розміром 400x300 мм та товщиною 18,7 мм. Сталь 40Г використовують для виготовлення обладнання підвищеної міцності, такого як трубопроводи, посудини, що працюють під тиском тощо. Дану конфігурацію і матеріал досліджуваного зразка відібрано тільки з метою встановлення залежності між структурними неоднорідностями, що характеризуються інформативним параметрами ультразвукових хвиль, і фізико-механічними характеристиками матеріалу. Однак згідно довідкового посібника Г.К. Шрейбера, насосно-компресорні труби виготовляються з інших матеріалів, таких як: Сталь 20, Сталь 30, Сталь 30ХМА. Проте дані сталі поставляються у вигляді труби, смуги, прутка або дроту, що значно ускладнює процес виявлення структурних неоднорідностей наявними технічними засобами. Тому, в якості близького аналога за значеннями нормованих механічних характеристик, вибрано сталь 40Г, яка є дуже близькою до сталі 30ХМА за своїми фізико-механічними характеристиками, та входить в групу міцності К (табл. 3.2).

Також збільшена товщина досліджуваного зразка (в порівнянні з насосно-компресорними трубами) дозволяє точніше описати залежності між структурними неоднорідностями та фізико-механічними характеристиками досліджуваного зразка.

Таблиця 3.2 – Характеристики сталей, які використовуються для виготовлення насосно-компресорних труб та досліджуваної сталі

Сталь	Сталь 20	Сталь 30	Сталь 30ХМА	Сталь 40Г
Границя міцності, МПа	412	490	588	590
Границя плинності, МПа	245	295	392	360
Види поставок	Калібрований пруток, смуга, дріт, труби	Калібрований пруток, смуга, дріт, труби	Труба, пруток, смуга, дріт, тонкий лист	Пруток, товсті листи, смуга

Експериментальний зразок був очищений від корозії та умовно поділений на зони (рис.3.5). Розмір зон визначався з розрахунку не більше половини кожного з геометричних розмірів п'єзоперетворювача з ультразвуковими фазованими ґратками (довжини та ширини призми), що дозволяє визначити потенційні дефекти розміром половини значення геометричних розмірів призми. Довжина і ширина призми УЗФГ перетворювача, яка також виконує функцію акустичної затримки, становлять 84x35 мм відповідно, тому для зручності розрахований розмір кожної комірки становить 40x15 мм. Також ця конфігурація поділу зразка на зони забезпечує перекриття ділянок сканування, що суттєво підвищує точність і достовірність результатів, а також дозволить в подальшому виготовити стандартні зразки для проведення руйнівних випробувань на розтяг згідно з ГОСТ 1497-84 [69] з можливістю точного визначення місцезнаходження ділянок з структурними неоднорідностями. Таким чином, досліджуваний зразок було поділено на 200 зон для полегшення ідентифікації місця отриманих зображень акустичних структурних шумів (рис. 3.5).

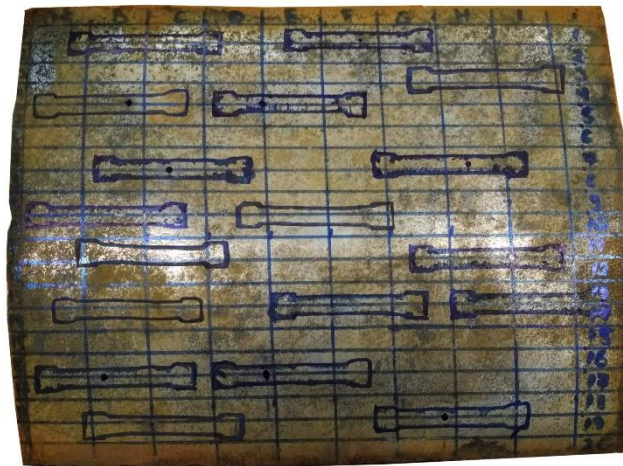


Рисунок 3.5 – Загальний вигляд досліджуваного зразка зі сталі 40 Г з визначеними місцями для вирізання стандартних зразків з метою проведення випробувань на розтяг

Основними вхідними параметрами при виборі ультразвукового дефектоскопа та п'єзоелектричного перетворювача були:

- характеристики досліджуваної сталі, зокрема середній розмір зерна;
- величина загасання ультразвукових коливань та габаритні розміри (товщина) зразка;
- можливість отримання та збереження акустичного зображення в цифровій формі для полегшення подальших досліджень;
- роздільна здатність та чутливість ультразвукового перетворювача.

З огляду на вищесказане, для проведення ультразвукових досліджень вибрано дефектоскоп SIUI CTS-602 з перетворювачем 5.0L-64-1.0-10 та перехідною призмою 64N00L-40. Основні параметри налаштування дефектоскопа наведені в таблиці 3.3.

Фізична суть процесу формування зображення структурних неоднорідностей полягає в тому, що в результаті відображення, заломлення і трансформації пройдених та відбитих акустичних хвиль на межах зерен чи груп неоднорідностей з відмінними значеннями акустичних параметрів (акустичний опір), структурні неоднорідності на екрані дефектоскопа відображаються у вигляді світліших і темніших зон.

Таблиця 3.3 – Параметри налаштування дефектоскопа SIUI CTS-602

Параметр	Значення
Частота ультразвукових коливань, МГц	5
Кут введення променів, град	0
Апертура	14
Підсилення, дБ	30

Інтенсивність яскравості та кольору цих зон змінюється від чорного до яскраво-червоного кольору і пропорційна амплітуді відбитих акустичних коливань. Даний зразок піддавався 100% УЗ скануванню з метою визначення ділянок з найбільш вираженими структурними змінами. З металу, що розміщений в цих ділянках, виготовлено 18 стандартних зразків для розтягу (рис. 3.6) відповідно до ГОСТ 1497-84 «Метали. Методи випробувань на розтяг» (рис. 3.7). Три зразки з 18-ти виготовлені з ділянок, на яких виявлені найменші значення акустичних шумів. Основні геометричні розміри виготовлених зразків наведені в табл. 3.4.



Рисунок 3.6 - Виготовлені зразки для руйнівних статичних випробувань на розтяг

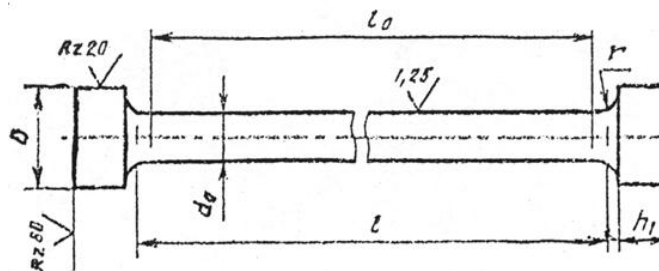


Рисунок 3.7 – Схематичне зображення типового зразка для розтягу згідно з ГОСТ 1497-84 «Метали. Методи випробувань на розтяг»

Таблиця 3.4 – Геометричні розміри виготовлених зразків для руйнівних статичних випробувань на розтяг

d_0 , мм	D , мм	l_0 , мм	l , мм	h_1 , мм	r , мм	Загальна довжина, мм	Кіль- кість
10.0 ± 0.1	14	50	70	12	3	100	18

Виготовлення циліндричних зразків для розтягу проводилося в 2 етапи:

- вирізання прямокутних заготовок з відібраного прямокутного зразка конструкційної легованої сталі марки 40Г (рис. 3.5);
- виготовлення циліндричних зразків із прямокутних заготовок.

Вирізання прямокутних заготовок, з яких в подальшому виготовлятимуться стандартні циліндричні зразки, проводилось на фрезувальному верстаті ФУ-251 при швидкості обертання фрези 80 об/хв та швидкості горизонтальної подачі фрези 2 см/хв при примусовому охолодженні зони різання. Отримані заготовки піддавались повторному детальному обстеженню ультразвуковими методом для підтвердження місця знаходження ділянок з структурними неоднорідностями, також збережено їх акустичні зображення.

Токарні роботи для виготовлення стандартних циліндричних зразків проводились на верстаті 1К62 при кутовій швидкості обертання 600 об/хв і примусовому охолодженні зони контактування заготовки з різцем. Зразки примусово охолоджували, з метою уникнення структурних змін матеріалу під

дією термічного впливу, спричиненого тертям різця і стандартного циліндричного зразка.

Експериментальні дослідження з руйнівного статичного випробування на розтяг зразків проводились на базі лабораторії випробувально-діагностичного центру ТОВ «Науково-виробнича фірма «Зонд». Обладнанням для розриву слугувала машина УММ-20 (зав № 742, свідоцтво калібрування № 07-1662/18 чинне до 27.08.2019 р.) (рис. 3.8). Руйнівні випробування з статичного розтягу зразків здійснювались за температури навколишнього середовища 20 °С.

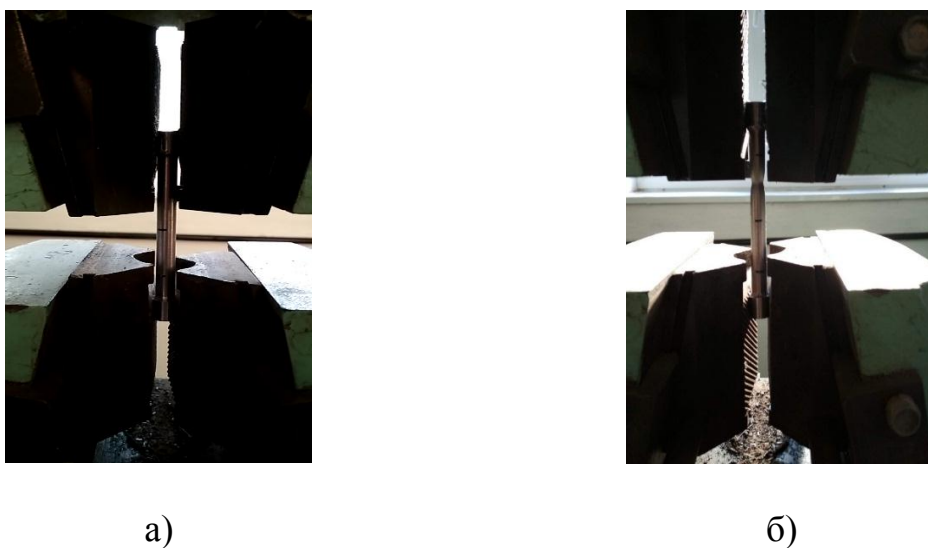


Рисунок 3.8 – Циліндричний зразок у ході випробувань на руйнівного випробування на статичний розтяг:

а - в зоні пружних деформацій; б - в зоні плинності матеріалу

За результатами випробувань отримано індивідуальні діаграми розтягу для кожного зразка [69]. За допомогою використання графоаналітичного та розрахункового способів згідно з ГОСТ 1497-84 визначено основні фізико-механічні характеристики матеріалу, зокрема: границя міцності, границя плинності, показники відносного видовження і звуження.

Результати руйнівних випробувань на статичний розтяг наведені в таблиці 3.5.

Наступним етапом експериментальних досліджень є аналіз кількісних показників отриманих зображень акустичних структурних шумів сталей з метою

вибору оптимального. На початковому етапі запропоновано в якості кількісного показника використовувати фактичну площу зображень неоднорідностей, тобто фактичну площу «світлих плям» на екрані дефектоскопа з УЗФГ. Вибраний для досліджень ультразвуковий дефектоскоп SIUI CTS-602 має можливість збереження і передачі зображень акустичних структурних шумів на електронний носій, або ж прямої передачі на портативний ком'ютер. Проте отримані зображення несуть інформацію про параметри ультразвукових хвиль та налаштування приладу, також на них зображено зону, що характеризує затримку перехідної призми, а також певну кількість відбиттів ультразвукового сигналу. Для подальшого опрацювання зображень виконано їх обрізку з метою отримання зображення, так званого, першого відбиття ультразвукових хвиль. З метою визначення площі структурних неоднорідностей матеріалу досліджуваного зразка використовувалось спеціальне програмне забезпечення ImageJ, де опрацьовувалися всі зображення акустичних структурних шумів, що отримані за допомогою ультразвукового дефектоскопа у комплекті з п'єзоперетворювачами з фазованими ґратками[70, 71]. Особливістю роботи в даному середовищі є необхідність встановлення рівня чутливості вимірювання. Тобто оператор повинен задати границі зони неоднорідності та контрастність зображення, а оскільки різниця між відтінками кольору, якими позначається неоднорідність металу без відхилень структури незначна, то запропонований спосіб володіє досить високою трудоємкістю та є суб'єктивним і не точним. Результати вимірювання площі ділянок структурних неоднорідностей наведені в таблиці 3.4. Після аналізу отриманих результатів встановлена слабка кореляційна залежність між площею ділянок структурних неоднорідностей та фізико-механічними характеристиками сталей, яка не перевищила 0,6.

Тому в ході наступного етапу експериментальних досліджень в напрямку аналізу отриманих зображень за показник, що характеризує структурні неоднорідності, обрано показник інтегральної густини зображення. Запропонований показник інтегральної густини зображення акустичних структурних шумів за своєю суттю відображає значення амплітуди (енергії) відбитих від неоднорідностей акустичних коливань та не залежить від

суб'єктивного рішення оператора, який при роботі в середовищі ImageJ повинен вибирати рівень чутливості.

Для визначення параметра інтегральної густини зображення, що отримані за допомогою дефектоскопа з УЗФГ, піддаються обробці в програмному середовищі MatLab [71]. Додаткове програмне забезпечення пакету MatLab Image Processing Toolbox конвертує отримані графічні зображення в матрицю чисел, де кожне число відповідає градієнту кольору кожного пікселя. Тобто кожному пікселю зображення присвоюється число, що залежить від його кольору. Інтегральна густина зображення характеризує суму цих чисел і є безрозмірною величиною. Результати отриманих значень інтегральних густин зображень наведені в таблиці 3.5.

Також в ході експерименту на дослідному зразку проведено лабораторні вимірювання комплексу фізико-механічних параметрів, таких як: коерцитивна сила H_c , твердість HB , магнітний індуктивний параметр I (визначається частотою електромагнітних коливань індуктивного перетворювача, що взаємодіє з об'єктом контролю), які є структурочутливими для феромагнітних сталей. Перелік технічних засобів, зображення процесу проведення досліджень, а також нормативні документи (методики контролю), якими регламентується кожен вид контролю, наведені в таблиці 3.6.

Результати вимірювання фізико-механічних параметрів досліджуваного зразка зі сталі 40Г подані в таблиці 3.5.

Для визначення наявності і характеру взаємозв'язку між інформативними параметрами зображень акустичних структурних шумів сталі і її фізико-механічних характеристик використано методи математичного аналізу, зокрема графічний та кореляційний аналіз.

Таблиця 3.5 – Фізико-механічні параметри циліндричних зразків III типу та кількісні показники зображень акустичних структурних шумів

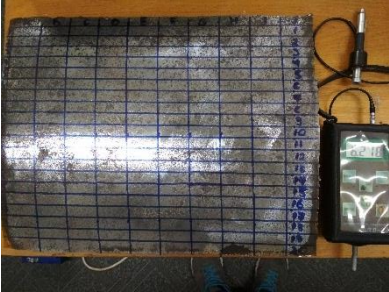
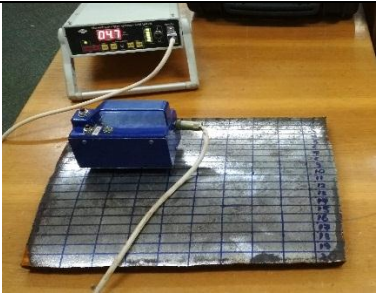

№ зразка	Границя міцності, σ_b , Н/мм ²	Границя пластичності, σ_t , Н/мм ²	Відносне видовження, δ_s %	Відносне звуження, ψ %	Площа структурних неоднорідностей пікселів	Інтегральна густина зображення, $\cdot 10^5$	НВ	Нс, А/с м	I, ум.од .
1	610	440	30	69	5220	8,43853	221	6,6	1972
2	600	400	32	71	7407	15,15736	226	6,4	1974
3	620	415	27	69	6963	12,69751	223	6,3	1973
4	620	425	28	68	152	11,73415	226	6,4	1980
5	610	435	23	69	207	11,58939	224	6,4	1997
6	620	485	26,5	70	6404	7,69845	226	6,6	1982
7	620	420	29	69	9965	13,86568	225	6,4	1991
8	620	425	27,5	68	6719	11,06315	218	6,5	2002
9	570	435	27,5	71	5038	11,57082	217	6,3	1976
10	620	465	27,5	70	8724	7,87664	230	6,4	1975
11	610	380	27	71	209	14,81317	212	6,5	1967
12	610	455	25	67	5044	9,68726	223	6,3	1980
13	610	435	26	69	15124	11,59324	225	6,7	1982
14	600	405	26,5	69	10536	15,15478	215	6,5	1975
15	620	420	25	70	9853	14,17472	225	6,3	1969
16	610	430	26,5	71	6842	11,89456	218	6,4	1972
17	610	420	27	68	7952	12,14123	222	6,5	1982
18	600	410	25,5	68	7154	12,96452	215	6,4	1972

Характер зв'язку між обраними характеристиками металу встановлювали шляхом попарного кореляційного аналізу результатів спостережень інформативних параметрів, які характеризують мікроструктуру M_q , та інформативних вимірних фізичних параметрів F_j , а наявність між ними кореляційної залежності визначали за формулою [72]:

$$R = \frac{\frac{1}{n} \left[\sum_{i=1}^n M_{q_i} \cdot F_{j_i} - \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^n M_{q_i} \right) \left(\sum_{i=1}^n F_{j_i} \right) \right]}{\sigma_{M_q} \cdot \sigma_{F_j}}, \quad (3.1)$$

де R – коефіцієнт кореляції; M_q - відповідний інформативний параметр зображень акустичних структурних шумів сталі 40Г; F_j - відповідний фізичний параметр; σ_{M_q} та σ_{F_j} - стандартні відхилення відповідних величин; n – кількість спостережень.

Таблиця 3.6 – Технічні засоби, які використовувалися під час досліджень

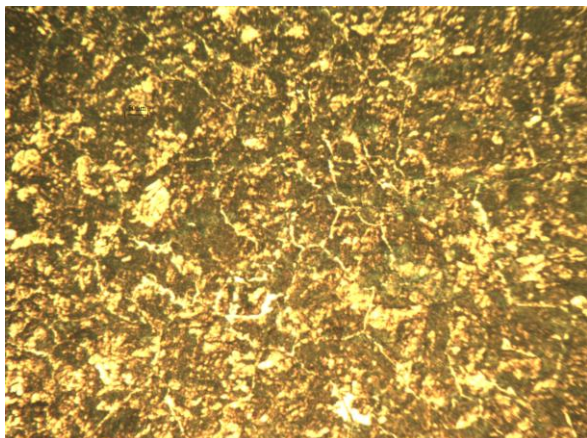
№ п/п	Контрольований параметр	Технічні засоби контролю	Нормативний документ чи методика контролю	Проведення досліджень з допомогою вибраних технічних засобів
1	Твердість поверхневого шару за шкалою Брінеля	Твердомір динамічний ТД-32	ГОСТ 22761-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия	
2	Коерцитивна сила H _c , А/см	Структуроскоп КРМ-Ц-К2М	Настанови з експлуатації, якими комплектується прилад	
3	Магнітний параметр I-2, ум. од.	Інформаційно-вимірювальна система ІВС-І2	Методика виконання вимірювань ударної в'язкості сталей трубопровідного сортаменту (розроблена Науково-дослідним інститутом нафтогазової енергетики і екології, 2011р.)	

Значення коефіцієнтів кореляцій між параметрами інформативними параметрами неруйнівного контролю та фізико-механічними властивостями наведені в таблиці 3.7.

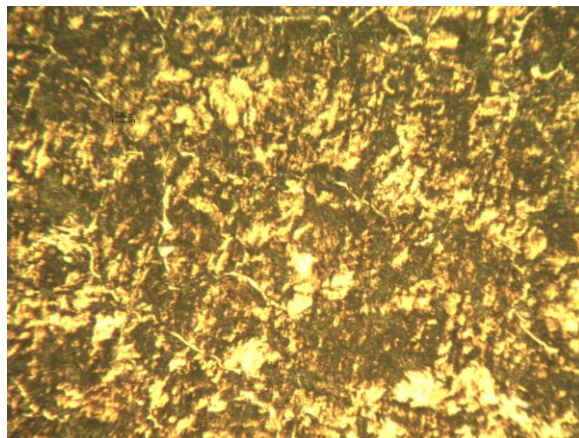
Таблиця 3.7 – Коефіцієнти кореляцій між інформативними параметрами неруйнівного контролю і фізико-механічними характеристиками досліджуваних циліндричних зразків

	НВ	<i>Hc</i>, А/см	<i>I</i>, ум.од.	Площа неоднорідностей <i>F</i>	Інтегральна густина, <i>R_o</i>
Границя плинності, σ_T Н/мм²	0,5633	0,1392	0,2514	0,0576	-0,9018

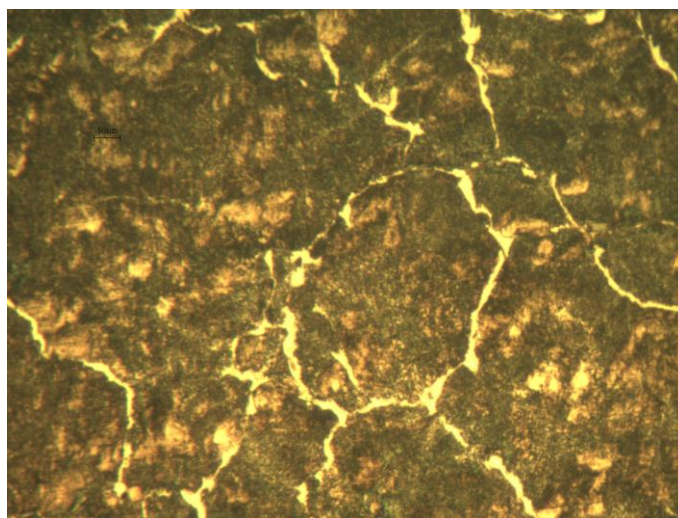
Згідно з таблицею 3.7 площа структурних неоднорідностей, коерцетивна сила та параметр *I* мають слабкий зв'язок з границею плинності, про що свідчать малі значення коефіцієнтів кореляції, тому в подальших дослідженнях їх використовувати недоцільно. Натомість найбільші значення коефіцієнтів кореляції характерні для показників інтегральної густини та твердості, тому саме їх і запропоновано використовувати як основні показники для подальших досліджень. Коефіцієнт кореляції експериментальних даних між границею плинності та інтегральною густиною є від'ємним і складає 0,9. Це свідчить, що ділянки з вищими значеннями інтегральної густини досягають границі плинності за менших значень напруження. Це пояснюється тим, що за умов високих значень інтегральної густини ультразвукові коливання відбиваються від великої кількості неоднорідностей ґратки [89]. За умови навантаження матеріалу такі неоднорідності концентруються в зоні найбільших напружень, призводячи спочатку до підвищення плинності металу в цій зоні, а потім і до руйнування зразка. Фактично інтегральна густина відображає інтегральну суму розмірів зерен сталі, тобто в зонах, де параметр інтегральної густини більший, структура сталі є крупнозернистішою. Для підтвердження вище вказаного було проведено металографічні дослідження зразка сталі 40Г, результати якого наведені на рис. 3.9.



а)



б)



в)

Рисунок 3.9 – Мікрофотознімки зразка із сталі 40Г
(збільшення а-100^х, б-200^х, в-400^х)

На зображеннях мікроструктури наочно представлена різнозернистість, що підтверджується результатами аналізу параметрів мікроструктури : розмір зерна перліту від 102 до 140 мкм, співвідношення перліт/ферит від 4,1 до 6. Бал зерна 5-6. Відповідно ця неоднорідність зумовлює різні значення інтегральної густини зображень структурних шумів.

Також зміна параметра інтегральної густини пояснюється тим, що в процесі експлуатації під впливом робочих умов можлива перебудова дрібнозернистої структури матеріалу в крупнозернисту. На ділянках, де такий перехід відбувся, виникають додаткові напруження та зароджуються мікротріщини, що в подальшому призводить до утворення макротріщин і руйнування (відповідно до зменшення границі плинності).

Підтвердження залежності параметрів ультразвукових хвиль і структури матеріалу наведені в працях В.В. Муравйова, де зазначено, що коефіцієнт загасання повздовжніх хвиль δ_l , обумовлений поглинанням δ_a , і розсіюванням δ_b , можна розрахувати [73] за формулою:

$$\delta_l = \delta_a + \delta_b = 0,12f + 20f^4 D_g^3, \quad (3.2)$$

де f – частота ультразвукової хвилі, МГц

D_g - середній діаметр зерна, мм.

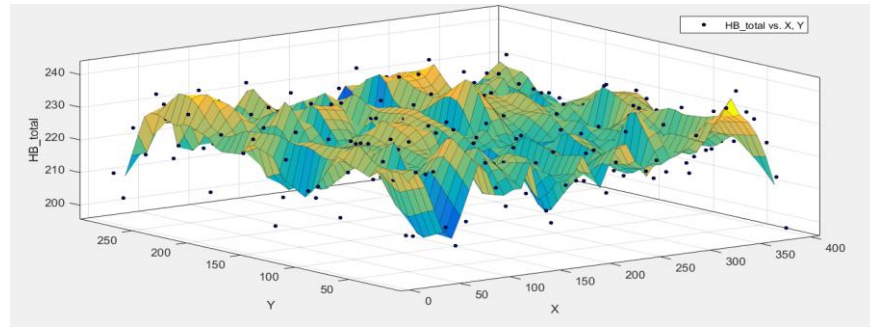
Для підвищення точності визначення фізико-механічних характеристик запропоновано взяти за основу існуючу методику визначення механічних характеристик матеріалів і модернізувати її. Оскільки показник інтегральної густини розглядається вперше, і прийнятих методик з його використанням не існує, то за основу взято параметр твердості. Згідно з існуючою методикою, що наведена в ГОСТ 10006-80 [74], границя плинності матеріалу через твердість наближено визначається за формулою:

$$\sigma_t = 0,2 \cdot HB, \quad (3.3)$$

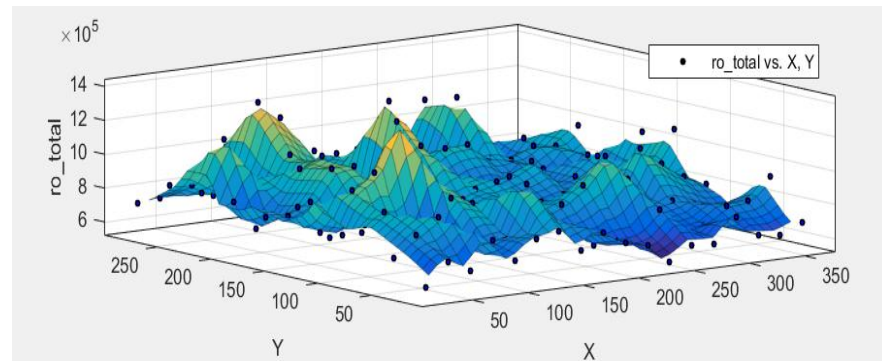
де σ_t - границя плинності матеріалу, МПа, HB - твердість за Брінелем, МПа.

Отже, як видно з формули (3.3) коефіцієнт кореляції між границею плинності і твердістю мав би дорівнювати 1, але аналіз отриманих експериментальних даних свідчить про інше. Відмінності між описаними коефіцієнтами кореляції пояснюються тим, що отримані значення твердості є твердістю тільки поверхневого шару і не можуть характеризувати загальний стан матеріалу. В свою чергу, результати ультразвукових досліджень показали, що структура сталі неоднорідна в об'ємі зразка.

Підтвердженням цього є графік розподілу твердості та інтегральної густини (рис. 3.10) по всій площі контрольованого зразка зі сталі 40Г.



а)



б)

Рисунок 3.10 – Розподіл твердості (а), та показника інтегральної густини зображень акустичних структурних шумів (б) по поверхні досліджуваного зразка сталі 40Г

Таким чином, використання тільки твердості при розрахунку за існуючими методиками границі плинності матеріалу не дає можливість отримання достовірної інформації про фізико-механічні характеристики матеріалу, тому актуальною проблемою залишається удосконалення цих методик шляхом доповнення їх новими інформативними параметрами.

З метою вибору нових інформативних параметрів та удосконалення методики визначення дійсних значень фізико-механічних характеристик сталей було проведено графічний аналіз отриманих значень твердості, інтегральної густини та границі плинності.

На рисунку 3.11 наведено гістограму розподілу значень інтегральної густини, яка була отримана у ході експериментальних досліджень. Подібність гістограми до нормального розподілу свідчить, що основна частина експериментальних взірців, яка відповідає вершині розподілу, характеризує

зразки з малими значеннями інтегральної густини. У випадку збільшення зернистості кількість взірців зменшується.

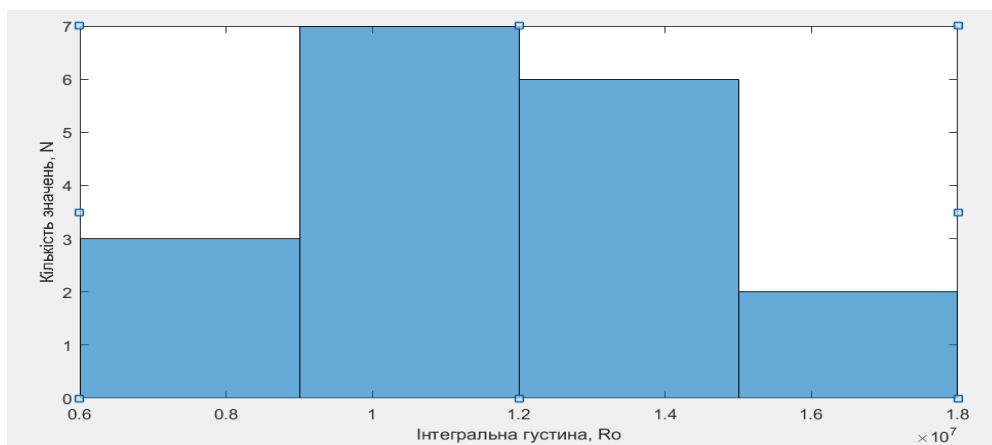


Рисунок 3.11 – Гістограма розподілу значень інтегральної густини

На рисунку 3.12 наведено гістограму частот експериментальних значень границі плинності. Вигляд цієї гістограми також свідчить про наближення до нормального розподілу. Це підтверджує, що величина границі плинності для більшої частини зразків близька до її середнього значення - 440 МПа.

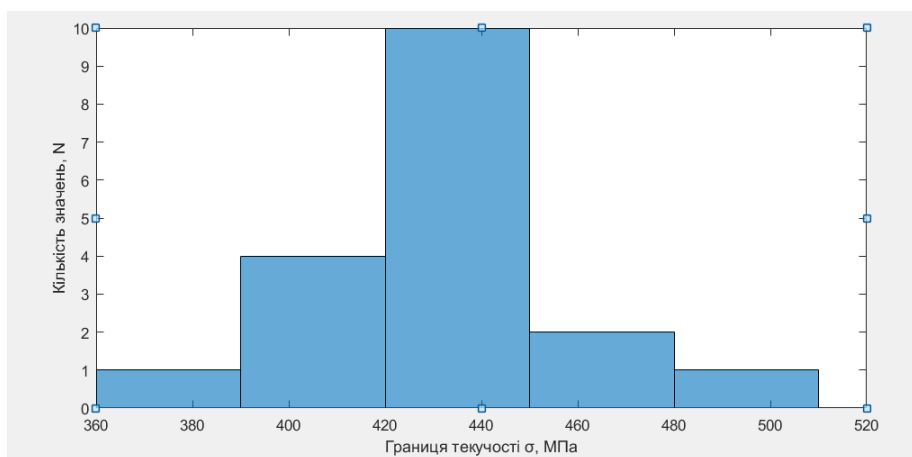


Рисунок 3.12 – Гістограма розподілу значень границі плинності

Аналіз та порівняння гістограм рис. 3.11 і 3.12 свідчить про імовірну високу корельованість між параметром інтегральної густини та границі плинності, що підтверджується аналітичними даними.

Розподіл частот вимірних значень твердості для експериментальних взірців наведено на рис. 3.13. Даний розподіл близький до рівномірного, що свідчить про великий розкид значень твердості і порівняно невисоку корельованість з границею плинності. Однак використання твердості як параметра з іншою

фізичною природою дозволяє підвищити достовірність результатів вимірювання та рівень його рабастності.

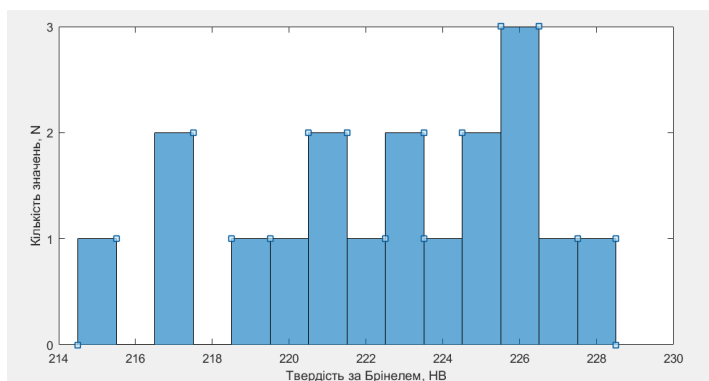
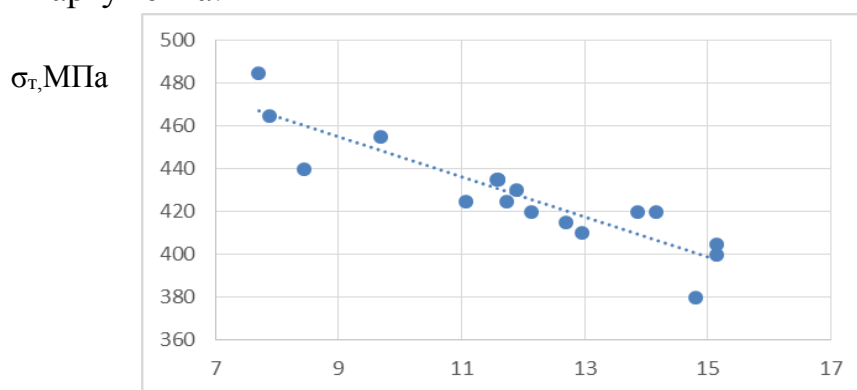


Рисунок 3.13 – Гістограма розподілу значень твердості

Для визначення характеру і виду залежності інформативних параметрів неруйнівного контролю від механічних властивостей сталі запропоновано використати регресійний аналіз отриманих даних, що дасть можливість отримати регресійну модель у вигляді рівняння.

З цією метою побудовано графічну залежність границі плинності як функції інтегральної густини, що зображена на рис. 3.14. Високе значення коефіцієнта кореляції (-0,9) свідчить про близькість до лінійного зв'язку між границею плинності та інформативним параметром інтегральної густини i , відповідно, доцільність уведення останнього в регресійну модель для визначення границі плинності як аргумента.

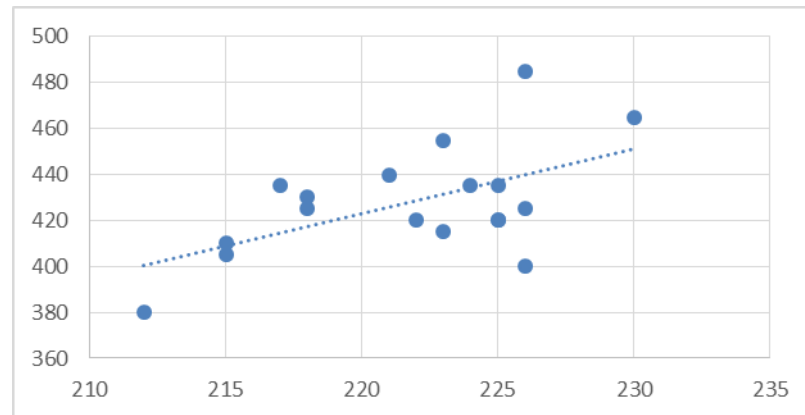


Інтегральна густина, Ro

Рисунок 3.14 – Графік залежності границі плинності як функції інтегральної густини

З метою визначення характеру та виду залежності границі плинності сталі від її твердості побудовано графік $\sigma_t = f(HB)$, зображений на рис. 3.15.

σ_t , МПа



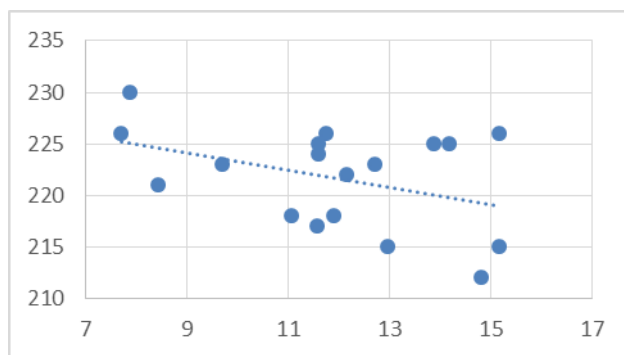
Твердість, HB

Рисунок 3.15 – Графік залежності границі плинності як функції твердості

Результати регресійного аналізу підтверджують, що для твердості характерна гірша корельованість (коефіцієнт кореляції рівний 0,5633) між нею і границею плинності, що свідчить про слабший зв'язок між цими параметрами та вищу похибку вимірювання твердості. Після аналізу отриманих даних встановлено, що зміна твердості експериментальних зразків була в межах 18 одиниць, а діапазон невизначеності вимірювання твердості (похибка вимірювання) становить 12 одиниць. Дане співвідношення змінюваності значень до невизначеності призводить до низької корельованості між границею плинності і твердістю, оскільки в дисперсії границі плинності, зумовленої твердістю, велика складова за значеннями розкиду значень твердості обумовлена впливом інших факторів, а не структурою матеріалу.

Для встановлення рівня взаємозалежності твердості та інтегральної густини проведено їх графічний аналіз. Для цього побудовано графік залежності цих двох величин, визначено коефіцієнт кореляції. (рис. 3.16). За наявності високої кореляції між значеннями інтегральної густини та твердості їх одночасне використання як аргументів рівняння для визначення границі плинності є недоцільним, оскільки вони чинитимуть односторонній вплив на значення функції.

Твердість, HB



Інтегральна густина, Ro

Рисунок 3.16 – Графік залежності твердості від інтегральної густини

Так як коефіцієнт кореляції між ними лише $-0,16$, то можна вважати їх некорельованими і обидві змінні вводити в модель як незалежні аргументи.

Як інструмент для побудови регресійної моделі використано спеціальне програмне забезпечення MatLab. З допомогою надбудови Curve Fitting Tool побудований тривимірний графік (рис. 3.17) залежності:

$$\sigma_t = f(HB, Ro), \quad (3.4)$$

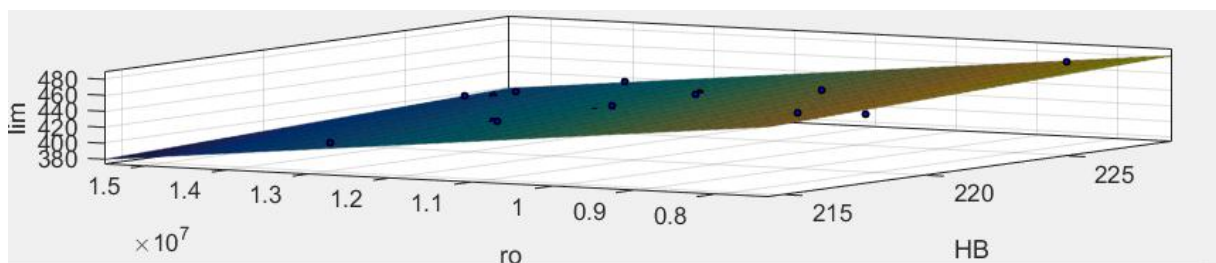


Рисунок 3.17 – Графік функції залежності границі плинності від твердості та інтегральної густини

Рівняння лінійної регресії для даної моделі має вигляд:

$$\sigma_t = f(HB, Ro) = a_0 + a_1 \cdot HB + a_2 \cdot Ro, \quad (3.5)$$

де a_0, a_1, a_2 - коефіцієнти регресії, $a_0 = 240,7$; $a_1 = 1,381$; $a_2 = -10,11$.

Для даної моделі коефіцієнт детермінації становить $R^2 = 0,8543$, що свідчить про високий рівень підтверджуваності моделлю отриманих результатів. Тобто значення, отримані за допомогою залежності з високою достовірністю, повторюють експериментальні. Скоригований R-квадрат є модифікованою

версією R-квадрата, який був скоригований на кількість предикторів у моделі і становить 0.8349.

Низький коефіцієнт кореляції між границею плинності і твердістю також може свідчити про нелінійний характер взаємозв'язку між даними характеристиками, тому для підвищення точності визначення границі плинності доцільним є моделювання регресійної моделі, де аргумент твердості виражений нелінійно (рис. 3.18).

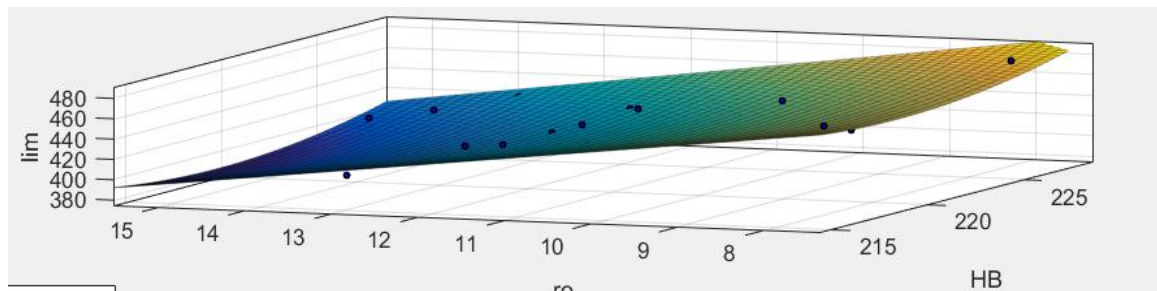


Рисунок 3.18 – Графік функції залежності границі плинності від твердості та інтегральної густини (змінено степінь аргумента HB)

З підвищенням степеня аргументів рівняння збільшується кількість коефіцієнтів регресії, що, в свою чергу, ускладнює процес обчислення. Проведений аналіз вигляду рівнянь регресії встановив, що оптимальним є друга степінь для аргумента твердості, оскільки з подальшим збільшенням степеня кількість коефіцієнтів зростає, а коефіцієнт детермінації змінюється несуттєво. Остаточо прийнято таку конфігурацію рівняння:

$$\sigma_t = a_0 + a_1 \cdot HB + a_2 \cdot Ro + a_3 \cdot HB^2 + a_4 \cdot HB \cdot Ro, \quad (3.6)$$

де a_0, a_1, a_2, a_3, a_4 - коефіцієнти регресії, які відповідно дорівнюють: $a_0=13890$; $a_1=-123,1$; $a_2=11,64$; $a_3= 0.2835$; $a_4= -0.09933$.

Коефіцієнт детермінації для даного рівняння становить $R^2 = 0,8779$, що свідчить про високий рівень підтверджуваності моделлю отриманих результатів. Скоригований R-квадрат є модифікованою версією R^2 , який був скоригований на кількість предикторів у моделі і становить 0,8404. Середньоквадратична помилка RMSE становить 9,672, в той час як залишкова сума квадратів дорівнює 1216, що свідчить про високу достовірність моделі. Слід відмітити, що дана модель достовірна в межах значень границі плинності 380- 500 МПа.

Висновки до розділу 3:

1. За результатами експериментальних досліджень підтверджено залежність інтегральної густини зображень акустичних структурних шумів, отриманих за допомогою ультразвукового дефектоскопа з п'єзоперетворювачами на фазованих решітках, від неоднорідностей мікроструктури сталі 40Г.
2. Виявлено, що інтегральна густина зображень акустичних структурних шумів відзначається значним коефіцієнтом кореляції з границею плинності ($R = -0,9$), що дало змогу використовувати цей параметр для визначення границі плинності металу.
3. Розроблено методологію та проведено експериментальні дослідження з метою встановлення залежності виду $\sigma_t = f(Ro, HB)$ та отримане відповідне рівняння регресії з коефіцієнтом детермінації $R^2 = 0,8779$, що свідчить про високий рівень підтверджуваності моделлю отриманих результатів.

Результати експериментальних досліджень даного розділу наведено в таких публікаціях:

1. Чабан Н.І., Рибіцький І.В., Миндюк В.Д. Розвиток акустичного виду контролю для виявлення та оцінювання структурних змін сталевих конструкцій. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №3(68). С. 27-30. **(фахове видання України)**
2. Чабан Н. І., Карпаш О. М., Рибіцький І. В., Миндюк В. Д. Аналіз методів акустичного контролю фізико-механічних характеристик металоконструкцій довготривалої експлуатації. *Методи та прилади контролю якості*. 2018. №2(41). С. 38 - 44. **(фахове видання України)**
3. Чабан Н. І. Експериментальні дослідження залежності інформативних параметрів методів неруйнівного контролю та фізико-механічних характеристик сталей. *Нафтогазова енергетика*. 2018. №2 (30). С. 44 - 48. **(фахове видання України)**
4. Чабан Н. І., Рибіцький І. В., Карпаш М. О., Миндюк В. Д. Апробація та аналіз результатів експериментальних досліджень удосконаленого методу

контролю фізико-механічних характеристик сталей. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №4(69). С. 37 - 50. **(фахове видання України)**

5. Миндюк В. Д., Чабан Н. І. Дослідження характеру впливу робочого середовища на деградацію фізико-механічних властивостей насосно-компресорних труб. *Неруйнівний контроль в контексті асоційованого членства України в Європейському Союзі – NDT-UA 2017* : зб. доповідей 1-шої наук-техн. конф. з міжнар. участю. Люблін, Польща : УТ НКТД, 2017. С. 64 – 68.
6. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Визначення залишкового ресурсу насосно-компресорних труб з використанням ультразвукових методів. *Сучасні методи та засоби неруйнівного контролю і технічної діагностики*: зб. доповідей 22-ї Міжнар. конф. Одеса, 2018. С. 49.

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДОЛОГІЇ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ БУРИЛЬНИХ ТА НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ЇХ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ

Для проведення промислової апробації отриманих результатів теоретичних і експериментальних досліджень запропоновано розробити методологію визначення технічного стану бурильних та насосно-компресорних труб з використанням нового комплексу інформативних параметрів. Також був розроблений проект нормативного документу (проект СОУ «Труби нафтового сортаменту. Визначення технічного стану матеріалу труб за оцінкою зміни їх фізико-механічних характеристик. Методика), що регламентує порядок проведення обстеження бурильних та насосно-компресорних труб у промислових умовах.

4.1 Розроблення методології оцінювання технічного стану бурильних та насосно-компресорних труб

Запропонована методологія установлює порядок оцінювання технічного стану металу бурильних та насосно-компресорних труб, а саме - визначення дійсних значень фізико-механічних характеристик матеріалу, за результатами якого прийматиметься висновок про ФТС бурильних та насосно-компресорних труб, його залишковий ресурс, і визначатиметься термін експлуатації до наступного обстеження, необхідність проведення ремонту, або ж виведення з експлуатації тощо.

Методологію рекомендовано використовувати організаціям, які займаються експертним обстеженням обладнання підвищеної небезпеки, та організаціям, що експлуатують дане обладнання.

Розроблена методологія базується на експериментально встановлених кореляційних зв'язках між отриманими новими інформативними параметрами та фізико-механічними характеристиками матеріалу.

Методологія визначення фактичних значень фізико-механічних характеристик матеріалу бурильних і насосно-компресорних труб включає в себе наступні операції (рисунок 4.1):



Рисунок 4.1 – Послідовність виконання робіт з визначення фактичного технічного стану та залишкового ресурсу бурильних та насосно-компресорних труб

- аналіз об'єкта контролю;
- складання програми робіт;

- локалізація ділянок вимірювання;
- підготовка поверхні досліджуваної ділянки;
- налаштування засобів вимірювання;
- вимірювання інформативних параметрів: твердості та параметра інтегральної густини зображень акустичних структурних шумів;
- опрацювання результатів;
- отримання значення границі плинності матеріалу з врахуванням комплексу вимірюваних інформативних параметрів;
- визначення фактичного технічного стану металу та залишкового ресурсу бурильних і насосно-компресорних труб.

Перед початком робіт з обстеження фактичного технічного стану та оцінювання ресурсу бурильних та насосно-компресорних труб замовник зобов'язаний:

- підготувати досліджувані об'єкти до проведення контролю (здійснити підйом колони труб зі свердловини тощо);
- надати необхідну технічну документацію на досліджуваний об'єкт (сертифікати на матеріали, журнали обстеження, проектну документацію тощо);

Право виконання робіт з визначення фактичного технічного стану матеріалу бурильних і насосно-компресорних труб мають організації, які акредитовані на технічну компетентність згідно з [75, 76, 49] і мають усі дозвільні документи, передбачені чинним законодавством.

Фахівці, що здійснюють визначення технічного стану зобов'язані володіти теоретичними знаннями та практичними навичками експлуатації обладнання яке використовується для даних робіт, а також дотримуватись правил охорони праці, електро- та пожежної безпеки. [77,78].

Обладнання, яке застосовується для визначення інформативних параметрів, повинне відповідати вимогам чинних стандартів та нормативних документів з охорони праці.

Технічні засоби та обладнання, що використовуються в процесі визначення фактичного технічного стану повинні бути повіреними у спеціальних установах та мати відповідні сертифікати.

Перед початком роботи обладнання повинне бути перевірене на працездатність та після налаштування на відповідних стандартних робочих зразка виведене в робочі режими.

Перед початком робіт із визначення фактичного технічного стану бурильних і насосно-компресорних труб необхідно ознайомитись з документацією на досліджуваній об'єкт (партію), до якої відноситься:

- сертифікати на матеріали, з яких виготовлені труби нафтового сортаменту;
- інформація про термін експлуатації;
- відомості про аварії та відмови на свердловинах, де використовувались досліджувані бурильні або ж насосно-компресорні труби;
- робочі журнали, що містять дані про особливості та режими експлуатації, про проведені ремонти, аварії або аварійні зупинки тощо;
- висновки експертних організацій про проведені раніше огляди або діагностування (за їх наявності);
- інші документи, що містять інформацію про особливості експлуатації, відображають процес виготовлення тощо (за їх наявності).

На основі аналізу наданої інформації ідентифікуються труби, що підлягають контролю. Підлягають контролю як нові труби, так і експлуатовані. Нові труби контролюють з метою підтвердження характеристик, що вказані в технічній документації. Щодо труб, які вже були в експлуатації, то вони контролюються за даною методологією тільки після проходження відбракувального, візуального та інших видів контролю. Також дана методологія застосовується для труб, в яких у процесі ремонтних робіт усунуті відбракувальні дефекти.

Ділянки труб, які підлягають контролю, необхідно очистити від бруду, відкладень, пухких продуктів корозії. Також слід забезпечити необхідну освітлюваність зони контролю.

Наступним етапом є вимірювання значень інформативних параметрів, а саме: твердості та інтегральної густини [57].

Вимірювання твердості металу рекомендується проводити за допомогою динамічних твердомірів типу ТД-32 або ж контактено-резонансних типу ТКР-35

або аналогічних. Для розрахунків використовується значення твердості за шкалою Брінеля (НВ).

Для забезпечення достовірності та інформативності результатів вимірювання необхідно проводити щонайменше у трьох поперечних перерізах бурильних і насосно-компресорних труб на ділянках 1000-1500 мм від ніпеля, посередині та 1000-1500 мм від муфти труби.

Методика проведення вимірів твердості серійними динамічними або контактнo-резонансними твердомірами наводиться в їх експлуатаційних документах.

Отримані результати вносяться до протоколу вимірювання, а також заносяться у розроблений розрахунковий модуль в середовищі MatLab з метою їх опрацювання.

Визначення інтегральної густини зображень акустичних структурних шумів металу рекомендується проводити з використанням серійних ультразвукових дефектоскопів у комплекті з п'єзоперетворювачами з фазованими ґратками. Застосування дефектоскопів даного типу дозволяє визначити структурні зміни матеріалу тіла труби, що виникли в процесі експлуатації; зберігати отримані результати на зовнішніх пристроях або у вбудованій пам'яті.

Для визначення цього інформативного параметру рекомендується здійснити вимірювання інтегральної густини в не менш як трьох поперечних перерізах бурильних і насосно-компресорних труб на ділянках 1000-1500 мм від ніпеля, посередині та 1000-1500 мм від муфти труби. Порядок вимірювання інтегральної густини зображень акустичних структурних шумів передбачає:

1. Проведення підготовки тіла труби до контролю (поверхня труби очищується від бруду, продуктів корозії тощо) для забезпечення таких вимог:
 - поверхня контролю не повинна містити вм'ятин, відшарувань, забоїн, слідів вирубки, сильних корозійних пошкоджень.
 - шорсткість поверхні повинна бути меншою 40 мкм.
2. Налаштування чутливості приладів на робочих стандартних взірцях згідно з технічною документацією на прилади.

3. Ультразвукове сканування тіла труби у встановлених місцях та згідно встановлених обсягів.
4. Отримання зображення акустичних структурних шумів з подальшим їх збереженням та опрацюванням в спеціальному програмному забезпеченні MatLab, Image Processing Toolbox, де вони конвертуються в матрицю чисел. Кожне з яких трансформується у відповідний градієнт кольору кожного пікселя. Інтегральна густина зображення характеризує суму цих чисел і є безрозмірною величиною. Отримані значення інтегральної густини заносять до протоколу вимірювання та вносять у отриману розрахункову залежність для подальшого опрацювання.

Подальші розрахунки проводять за допомогою портативного комп'ютера, який виконує розрахунок значення границі плинності металу труб за результатами вимірювань твердості та інтегральної густини відповідно до розробленого алгоритму розрахунку.

Результати вимірювання та розрахунку оформляються протоколом оцінки фактичного технічного. Протокол повинен складатися з наступних пунктів:

- дані про контрольовану трубу (тип, місце в трубній колоні тощо);
- дані про організацію та фахівців, що виконували перевірку (рівень кваліфікації, номер посвідчення, прізвище);
- дані про види та обсяги проведення контролю;
- інформацію про технічні засоби і прилади, що використовувались під час обстеження;
- перелік нормативних документів, у відповідності до яких проводиться контроль;
- значення виміряних інформативних параметрів;
- результати розрахунку значення границі плинності матеріалу;
- розрахунок залишкового ресурсу (за необхідності);
- висновок із вказанням виду технічного стану труб та рекомендації щодо можливості подальшого застосування та умов експлуатації.

У випадку виявлення дефектів у протоколі повинна бути наведена детальна інформація з вказанням всіх їх параметрів. Протокол може бути доповнений схемами, ескізами, та іншими необхідними матеріалами.

4.2 Промислова апробація розробленої методології оцінювання фактичного технічного стану бурильних та насосно-компресорних труб

Для перевірки адекватності та ефективності запропонованої методології, а також для встановлення можливості контролю фактичного технічного стану насосно-компресорних труб (НКТ) проведено промислову апробацію розробленої методології на базі Випробувального центру товариства з обмеженою відповідальністю «Науково-виробнича фірма «Зонд», м. Івано-Франківськ.

Дослідження проводились з метою підтвердження достовірності визначення границі плинності за комплексом вимірних інформативних параметрів, а саме параметра інтегральної густини зображень акустичних структурних шумів та твердості, відповідно до розробленої методології.

Робочій групі були надані:

- опис технології проведення контролю фізичних інформативних параметрів, для визначення границі плинності металу;
- результати попередньо проведених експериментальних досліджень отримані в ході виконання дисертаційної роботи;
- обладнання для проведення вимірювань інформативних параметрів: твердомір динамічний ТД-32, ультразвуковий дефектоскоп SIUI CTS-602 у комплекті з п'єзоелектричними перетворювачами з ультразвуковими фазованими ґратками.

В умовах Випробувального центру ТОВ «Науково-виробнича фірма «Зонд» дослідження проводилися на насосно-компресорних трубах типу НКТ 73 5.5 – К ГОСТ 633-80 (9 зразків, термін, характер та особливості експлуатації невідомі). Для покращення якості отриманих зображень акустичних структурних шумів матеріалу досліджуваних насосно-компресорних труб виготовлену спеціальну перехідну призму, радіус кривизни контактної поверхні якої повторює радіус

кривизни стінки труби. Дана конфігурація поверхні значно підвищує якість акустичного контакту п'єзоперетворювача з фазованими ґратками і досліджуваної насосно-компресорної труби. Також за допомогою даної призми змінюється кут вводу ультразвукових хвиль в досліджуваний об'єкт, що, в свою чергу, збільшує площу зображення поперечного перерізу тіла досліджуваного об'єкта. Кут вводу пучка ультразвукових хвиль становить 37° . Зовнішній вигляд виготовленої перехідної призми зображений на рис 4.2.



Рисунок 4.2 – Зовнішній вигляд перехідної призми для УЗ-контролю насосно-компресорних труб умовним діаметром 73 мм



Рисунок 4.3 - Вимірювання інтегральної густини структурних шумів з використанням п'єзоперетворювача на фазованих ґратках на зразках НКТ

Результати вимірювання наведені в таблиці 4.1

Таблиця 4.1 – Результати вимірювання інформативних параметрів металу тіла труби НКТ 73 5.5 – К ГОСТ 633-80

№ НКТ	Твердість за Брінелем, НВ	Інтегральна густина зображення, $\cdot 10^5$
1	239	12,58592
2	240	13,38321
3	241	15,23452
4	238	15,65345
5	231	7,38931
6	235	11,48336
7	240	12,25261
8	230	14,84832
9	241	15,94742

Результати вимірювань внесені в отриману розрахункову модель (3.6) визначення границі плинності. Розрахункові значення границі плинності наведені в таблиці 4.2.

Для перевірки правильності отриманих результатів були проведені руйнівні випробування металу досліджуваних НКТ на розтяг за ГОСТ 1497-84 [69] (рис. 4.4). Для визначення дійсних значень фізико-механічних характеристик досліджуваних НКТ виготовлено 9 стандартних зразків для випробування на розтяг згідно з [69] (рис 4.5).



Рисунок 4.4 - Процес випробування металу досліджуваних НКТ на розтяг

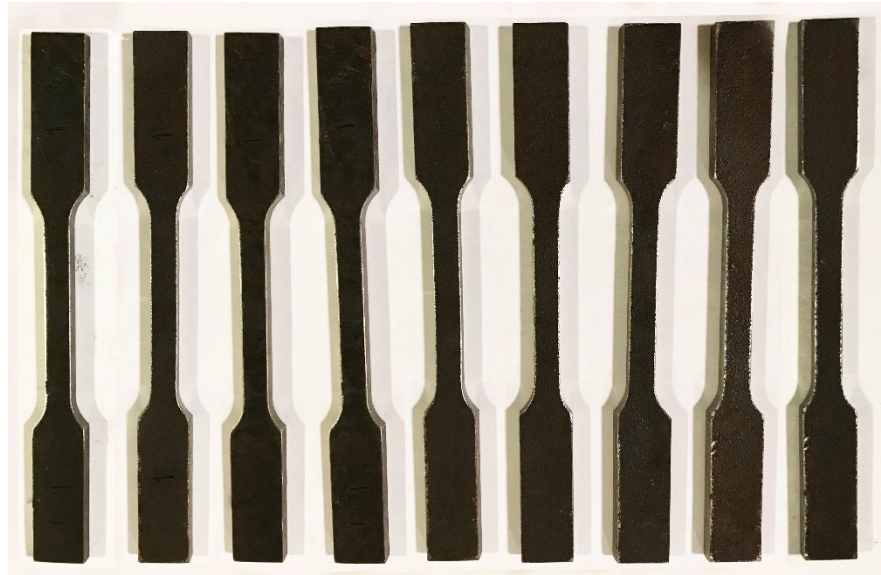


Рисунок 4.5 – Стандартні плоскі зразки для руйнівних статичних випробувань на розтяг

У результаті випробувань на розтяг отримано індивідуальні діаграми розтягу для кожного зі зразків відповідно до [69]. За допомогою графо-аналітичного та розрахункового способів згідно з [69] визначено границі плинності. Результати випробувань на розтяг наведені в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Отримані значення границі плинності за результатами розрахунку, випробувань на розтяг та відносна похибка розрахункових значень границі плинності

№ зразка	Границя плинності за результатами руйнівних випробувань зразків на розтяг, σ_T Н/мм ²	Розрахункове значення границі плинності, σ_T Н/мм ²	Відносна похибка, %
1	523	535	2,0
2	517	536	3,6
3	509	526	3,2
4	503	487	3,3
5	530	521	1,7
6	510	507	0,6
7	522	548	4,7
8	515	549	5,0
9	497	517	3,8

Основна відносна похибка визначення границі плинності розраховується, щоб оцінити розбіжність між розрахунковими та реальними значеннями границі плинності за формулою:

$$\Delta = \frac{\sigma_i^\phi - \sigma_i^p}{\sigma_i^\phi} \cdot 100\% , \quad (4.1)$$

де σ_i^ϕ - границя плинності, визначена руйнівними методами, МПа;

σ_i^p - розрахункове значення границі плинності, МПа.

Результати визначення значень границі плинності матеріалу досліджуваних об'єктів підтвердили достовірність запропонованої методології (похибка не більше 5 %), однак були виявлені ряд несуттєвих її недоліків:

- запропонована методологія потребує використання декількох технічних засобів для вимірювання інформативних параметрів, які потребують підключення до окремих джерел живлення, що є не зручним у процесі вимірювання;
- досить складним і трудомістким є налаштування чутливості дефектоскопа з фазованими ґратками;
- для контролю інших типорозмірів насосно-компресорних труб необхідно використовувати інші перехідні призми;
- процес визначення границі плинності металу НКТ потребує залучення ПК та додаткової витрати часу.

Загалом, робоча група встановила, що розроблена методологія визначення фактичних значень границі плинності може бути використана для контролю фактичного технічного стану насосно-компресорних труб.

На наступному етапі промислової апробації на об'єктах ПАТ «Укрнафта» здійснено розрахунок залишкового ресурсу з використанням даних, отриманих на першому етапі промислової апробації.

Об'єктом дослідження були три труби типу НКТ 73 5.5 – К ГОСТ 633-80 з терміном служби 2 роки та одна труба з резервного запасу цієї ж партії, що підтверджено експлуатаційними документами.

Залишковий ресурс визначався з урахуванням критерію відношення границі плинності до границі міцності. Критичним значенням для цього співвідношення є

0,9. Дане співвідношення характеризує так зване окрихчення матеріалу, адже при тривалій експлуатації сталевих конструкцій відбуваються деградаційні зміни властивостей металу, проявом якого є зниження пластичності, вираженої в зближенні величин границі плинності σ_T і границі міцності σ_B . Оскільки запропонована методика визначення ресурсу базується тільки на критерії експлуатаційної деградації і не бере до уваги тип і характер навантажень [80], то її доцільно застосовувати для визначення ресурсу бурильних та насосно-компресорних труб.

Зниження пластичності металу труб в результаті старіння, тобто залежність основних механічних характеристик (σ_T , σ_B) від часу експлуатації труби, можна представити у вигляді функції, значення якої визначаються за формулою:

$$\psi = \frac{\sigma_T}{\sigma_B} = \frac{\sigma_{T0} + ct + et^2}{\sigma_{B0} + \alpha t + bt^2}, \quad (4.2)$$

де α , b , c , e - параметри, що відображають процес старіння (табл.2.2)

Для визначення залишкового ресурсу згідно запропонованої методики необхідні наступні дані:

- початкові значення границі плинності та міцності (табл. 4.3);
- фактичні значення границі плинності та міцності;
- фактичний термін експлуатації.

Таблиця 4.3 – Початкові фізико-механічні характеристики матеріалу насосно-компресорних труб групи К згідно з ГОСТ 633-80

Найменування показника	Значення
Границя міцності σ_B , МПа, не менше	687
Границя плинності, σ_T МПа, не менше	491
Відносне видовження, %, не менше	12,0

Для підтвердження можливості застосування запропонованої методики визначення залишкового ресурсу для труб типу НКТ запропоновано:

- визначити фактичні значення фізико-механічних характеристик труби з резервного запасу;
- отримання розрахункових даних згідно залежності (4.2) для даних труб;
- спрогнозувати значення ψ для вказаного терміну експлуатації;
- визначити фактичні значення фізико-механічних характеристик та ψ для експлуатованих труб;
- провести порівняння розрахованих та фактичних значень ψ .

Визначення фактичних значень фізико-механічних характеристик труби з резервного запасу здійснювалось за комплексом інформативних параметрів, а саме твердості та інтегральної густини відповідно до розробленої методології за результатами досліджень. Результати вимірювання наведені в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Результати вимірювань інформативних параметрів та фактичних значень фізико-механічних характеристик труби резервного запасу

№ труби		Твердість за Брінелем, НВ,	Інтегральна густина отриманих зображень, R_o	Розрахункове значення границі плинності σ_t , МПа	Параметр ψ
НКТ № 1	1 переріз	233	10,13652	505	0,735
	2 переріз	231	10,05421	491	0,715
	3 переріз	233	9,63218	511	0,744

Наступним етапом є побудова залежності зміни показника ψ та ψ_1 (інформація представлена в розділі 2 дисертаційної роботи) від терміну експлуатації (рис 4.6).

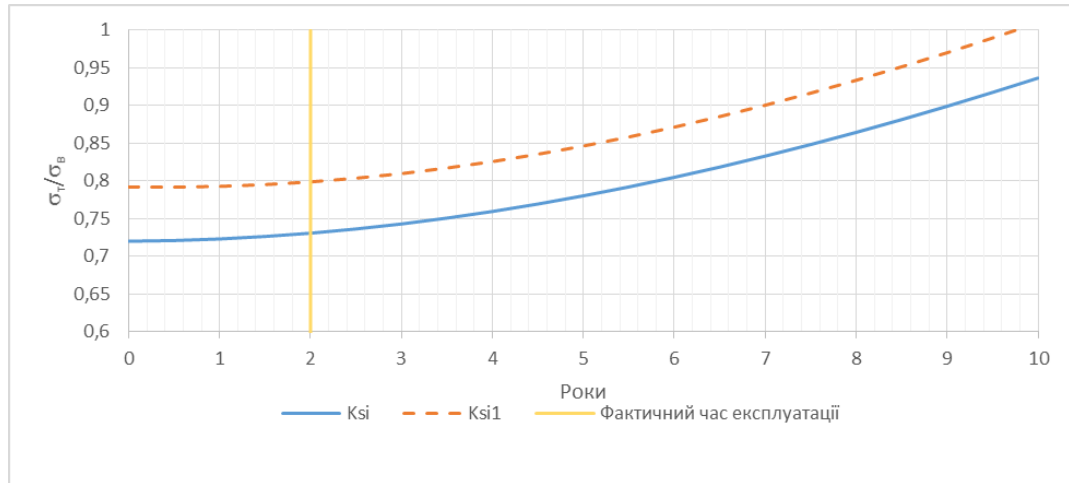


Рисунок 4.6 – Розрахунковий графік зміни параметра ψ та ψ_1 в часі

Як видно з рис. 4.6, відношення σ_T/σ_B на термін експлуатації 2 роки має становити 0,796.

Надалі для труб, що були в експлуатації 2 роки, проводилось визначення фактичних значень фізико-механічних характеристик за допомогою розробленої методики, визначення границі плинності за комплексом інформативних параметрів.

Таблиця 4.5 - Фактичні значення фізико-механічних характеристик експлуатованих труб

№ НКТ		Твердість за Брінелем, НВ	Інтегральна густина отриманих зображень, Ro	Розрахункове значення границі плинності σ_t , МПа	Параметр ψ
НКТ № 1	1 переріз	240	12,07863	552	0,804
	2 переріз	241	13,57889	546	0,794
	3 переріз	242	13,97452	551	0,804
НКТ № 2	1 переріз	239	11,07853	553	0,804
	2 переріз	240	12,62108	546	0,794
	3 переріз	241	12,92398	554	0,806
НКТ № 3	1 переріз	239	11,53697	547	0,797
	2 переріз	242	14,25931	550	0,8
	3 переріз	238	12,04392	530	0,772

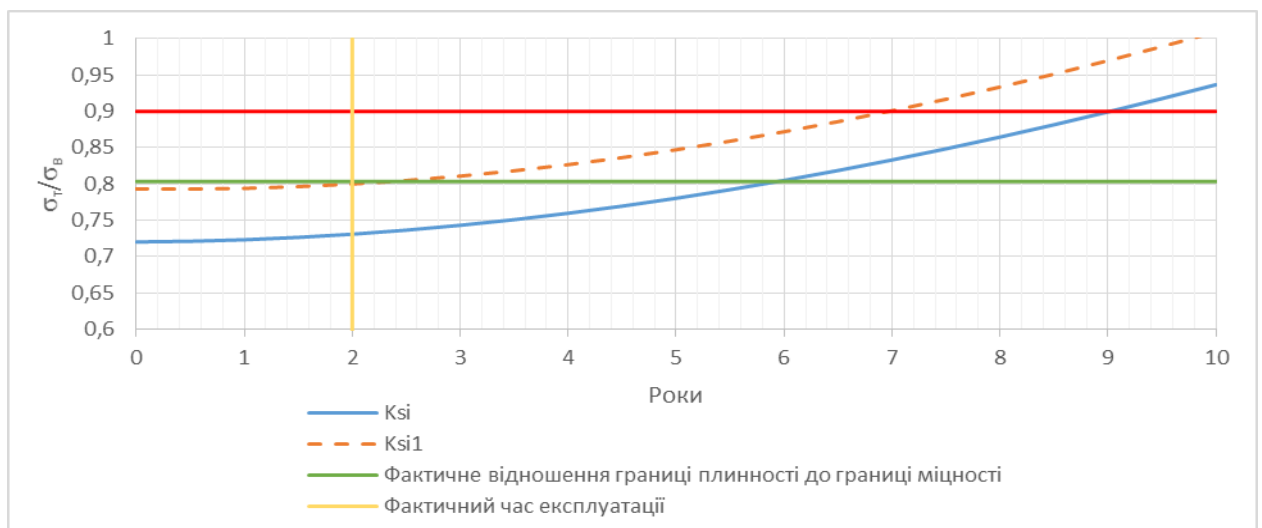
Порівняння змодельованих та фактичних значень параметра ψ проводились з метою перевірки адекватності та правильності застосування запропонованої методики визначення залишкового ресурсу для насосно-компресорних труб. Результати порівняння наведені в таблиці 4.6

Таблиця 4.6 – Розрахункові і фактичні значення параметра ψ та похибка між ними

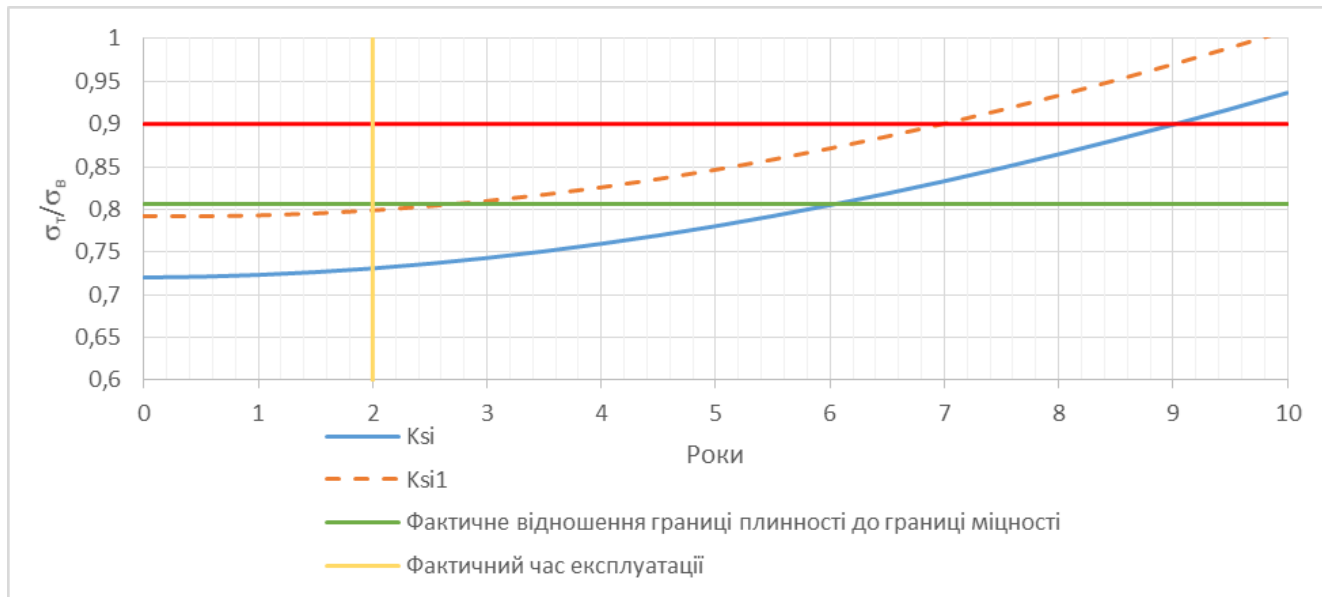
Розрахунковий показник	Фактичні значення	Відносна похибка, %
0,796	0,804	1,0
	0,794	0,3
	0,804	1,0
	0,804	1,0
	0,794	0,3
	0,806	1,2
	0,797	0,1
	0,8	0,5
	0,772	3,0

Як видно з таблиці 4.6, різниця між змодельованими та вимірними значеннями параметра ψ незначна (в межах 3,0 %). Це свідчить про можливість застосування запропонованої методики визначення залишкового ресурсу для насосно-компресорних труб.

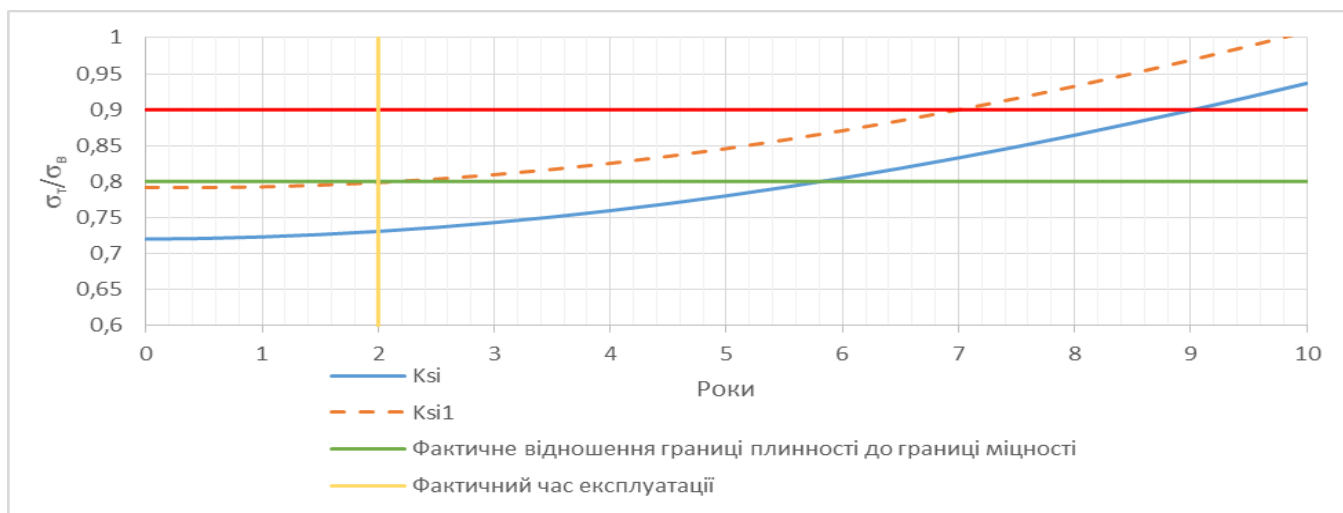
Для кожної досліджуваної НКТ, що була в експлуатації, визначено залишковий ресурс [101] шляхом розв'язання комплексної задачі графо-аналітичним способом (рис. 4.7).



а)



б)



в)

Рисунок 4.7 - Графіки оцінювання ресурсу НКТ для графоаналітичного способу

а) НКТ №1; б) НКТ №2; в) НКТ №3

Результати визначення залишкового ресурсу експлуатованих труб з урахуванням їх терміну експлуатації наведені в таблиці 4.7

Таблиця 4.7 – Залишковий ресурс насосно-компресорних труб, що були в експлуатації

№ труби	Залишковий ресурс, роки
1	4,5
2	4,3
3	4,7

Аналіз отриманих результатів свідчить про прийнятну достовірність результатів визначення залишкового ресурсу насосно-компресорних труб за запропонованою методикою, яка оцінена похибкою визначення ресурсу на рівні не більше 3% і підтверджує її можливість для застосування для обраних об'єктів.

Однак в процесі апробації методики оцінювання ресурсу труб НКТ були виявлені ряд несуттєвих недоліків:

– досить тривалим в часі є процес виведення в робочий режим дефектоскопа з фазованими ґратками;

– опрацювання вимірних даних потребує використання спеціалізованого ПЗ та ПК.

В цілому, робоча група встановила, що застосування існуючої методології визначення залишкового ресурсу магістральних трубопроводів можливе для визначення ресурсу насосно-компресорних труб за умови попереднього визначення фактичного технічного стану бурильних та насосно-компресорних труб за комплексом нових інформативних параметрів.

4.3 Розроблення проекту нормативного документу, що регламентує технології оцінювання стану матеріалу бурильних та насосно-компресорних труб комплексним методом

Наведений у 1 розділі аналіз літературних джерел встановив, що на даний час, відповідно до чинних нормативних документів для визначення придатності до подальшої експлуатації бурильних та насосно-компресорних труб, проводяться контрольні-сортувальні роботи (розбраковування), які доцільно розділяють на два етапи:

- 1) візуальне виявлення дефектів;
- 2) виявлення дефектів різними видами контролю і шляхом вимірювання (дефектоскопія і товщинометрія, випробування внутрішнім тиском, вимірювання параметрів спеціальними засобами контролю, калібрування).

Проте номенклатура оціночного комплексу не містить етапу оцінювання змін фізико-механічних характеристик під дією умов експлуатації насосно-компресорних труб (осьові навантаження, циклічні навантаження, корозія і т.д).

Розроблена методологія визначення фактичного технічного стану бурильних та насосно-компресорних труб базується на вимірюванні комплексу інформативних параметрів і на подальшому їх опрацюванні за допомогою ПЗ. Опис такого підходу до визначення фактичного технічного стану в існуючих та застосовуваних методиках відсутній.

Тому доцільно розробити нормативний документ типу СОУ (Стандарт організації України), який би регламентував весь перелік необхідних робіт щодо вимірювання комплексу інформативних параметрів та розрахунку фактичних значень фізико-механічних характеристик, за результатами якого прийматимуть рішення про відповідність обладнання нормам безпеки, величину залишкового ресурсу обладнання і термінів подальшого контролю.

Для фахівців експертних організацій, які здійснюють контроль фактичного технічного стану бурильних і насосно-компресорних труб, розроблено проект стандарту організації України (СОУ) та методичку проведення робіт з визначення фізико-механічних характеристик, який складається з 12 розділів (Додаток Г).

Перші три розділи містять загальну інформацію («Сфера застосування», «Нормативні посилання», «Терміни та визначення понять»).

У розділі 4 «Загальні положення» вказано основні методи неруйнівного контролю, які необхідно застосовувати для вимірювання інформативних параметрів.

Розділи 5 «Вимоги до організацій та персоналу» та 6 «Вимоги охорони праці під час проведення робіт» містять вимоги до компетентності організацій згідно з ДСТУ ISO/IEC 17025 та ДСТУ ISO/IEC 1702, кваліфікації персоналу згідно з ДСТУ EN 473, і охорони праці при проведенні робіт згідно з ДНАОП 0.00-1.21.

Розділ 7 «Аналіз технічної та оперативної документації щодо об'єкту контролю» визначає перелік вхідної інформації про об'єкт контролю, аналіз якої

необхідний для визначення ділянок вимірювання інформативних параметрів та складання програми робіт.

Розділ 8 «Вимоги до апаратури» містить вимоги до обладнання та засобів вимірювальної техніки, що використовуються для вимірювання інформативних параметрів. Також відмічена необхідність метрологічної повірки даних засобів.

У розділі 9 «Обсяг та види контролю» передбачено вимірювання комплексу інформативних параметрів методами неруйнівного контролю та їх опрацювання в програмному середовищі Matlab.

Організаційні та підготовчі роботи відображені у розділі 10. Організація-власник об'єкта контролю повинна видати всі необхідні дозволи на проведення робіт, а також підготувати об'єкт до проведення контролю у нормальних умовах.

У 11 розділі «Методика визначення границі плинності матеріалу бурильних та насосно-компресорних труб» детально описано послідовність операцій при вимірюванні комплексу інформативних параметрів з вказання місць контролю та кількості необхідних вимірювань.

Розділ 12 «Опрацювання результатів» містить алгоритм проведення розрахунку границі плинності, за всіма виміряними інформативними параметрами за допомогою отриманої залежності. Також наведено вимоги до оформлення Протоколу неруйнівного контролю. Форма «Протоколу» наведена у додатку до методики.

Висновки до розділу 4

1. Розроблено методологію оцінки технічного стану бурильних та насосно-компресорних на основі удосконаленого методу визначення границі плинності металу за виміряними значеннями твердості та інтегральної густини зображень акустичних структурних шумів.
2. Проведено промислову апробацію розробленої методології в умовах ТОВ НВФ «Зонд» та на об'єктах ПАТ «Укрнафта», в ході якої встановлено, що гранична основна похибка визначення границі плинності за допомогою отриманих залежностей не перевищує 5% відносно дійсних

значень, отриманих випробуванням досліджуваних зразків труб на статичний розтяг, в той час як існуючі методики визначення границі плинності сталей за значеннями твердості допускають відхилення результатів в межах (7 – 10)%.

Результати експериментальних досліджень даного розділу наведено в таких публікаціях:

1. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Аналіз сучасного стану і тенденцій розвитку способів визначення ресурсу обладнання довготривалої експлуатації. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2017. № 2 (43). С. 11 - 18 **(фахове видання України)**
2. Чабан Н. І., Рибіцький І. В., Карпаш М. О., Миндюк В. Д. Апробація та аналіз результатів експериментальних досліджень удосконаленого методу контролю фізико-механічних характеристик сталей. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №4(69). С. 37 - 50. **(фахове видання України)**
3. Чабан Н.І., Рибіцький І.В., Миндюк В.Д. Розвиток акустичного виду контролю для виявлення та оцінювання структурних змін сталевих конструкцій. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №3(68). С. 27-30. **(фахове видання України)**
4. Чабан Н. І. Експериментальні дослідження залежності інформативних параметрів методів неруйнівного контролю та фізико-механічних характеристик сталей. *Нафтогазова енергетика*. 2018. №2 (30). С. 44 - 48. **(фахове видання України)**
5. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Визначення залишкового ресурсу насосно-компресорних труб з використанням ультразвукових методів. *Сучасні методи та засоби неруйнівного контролю і технічної діагностики*: зб. доповідей 22-ї Міжнар. конф. Одеса, 2018. С. 49.
6. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Аналіз сучасного стану і тенденцій розвитку способів визначення ресурсу обладнання довготривалої експлуатації.

Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання: зб. доповідей VIII Міжнар. наук.-техн. конф. пам'яті Ігоря Кісіля Івано-Франківськ, 2017. С. 183 – 185.

ВИСНОВКИ

В результаті проведених теоретичних і експериментальних досліджень вирішено актуальну науково-прикладну задачу, що полягає в удосконаленні методу оцінки технічного стану бурильних та насосно-компресорних труб шляхом встановлення нових інформативних ознак технічного стану металу сталевих конструкцій. Найбільш важливі наукові та практичні результати досліджень полягають у наступному:

1. На основі аналізу причин і характеру відмов бурильних та насосно-компресорних труб у складних експлуатаційних умовах (значні глибини свердловин, агресивні середовища) встановлено, що частота та час виникнення дефектів від моменту введення в експлуатацію до відмови відрізняється від типових. Тому виникає необхідність визначення дефектів на стадії їх зародження, тобто на мікроструктурному рівні. Існуючі методи діагностування фактичного технічного стану не дозволяють оцінювати стан металу на мікроструктурному рівні в промислових умовах. Водночас нові інформативні параметри стану металу могли би бути використані при оцінюванні залишкового ресурсу.
2. Теоретичні дослідження впливу зміни значень механічних властивостей металу бурильних та насосно-компресорних труб на їх залишковий ресурс дали змогу встановити, що найбільш впливовим є зміна значень границі плинності металу σ_t , зокрема, зміна σ_t на 15% призводить зміни значень ресурсу на 50% в той час, як границя міцності в процесі експлуатації значних змін практично не зазнає. Обґрунтовано актуальність застосування багатопараметрових методів для визначення границі плинності за фізичними ознаками металу, а також застосування як одного з параметрів контролю характеристик поширення ультразвукових хвиль (інтегральної густини зображень акустичних структурних шумів) в металі бурильних та насосно-компресорних труб як структурночутливого.
3. За результатами експериментальних досліджень підтверджено залежність інтегральної густини зображень акустичних структурних шумів,

отриманих за допомогою ультразвукового дефектоскопа з п'єзоперетворювачами на фазованих ґратках, від характерних особливостей мікроструктури сталі 40Г. Виявлено, що інтегральна густина зображень акустичних структурних шумів відзначається значним коефіцієнтом кореляції з границею плинності ($R = -0,9$), що дало змогу використовувати цей параметр для визначення границі плинності металу. Розроблено методологію та проведено експериментальні дослідження з метою встановлення залежності виду $\sigma_t = f(Ro, HB)$ та отримане відповідне рівняння регресії з коефіцієнтом детермінації $R^2 = 0,8779$, що свідчить про високий рівень підтверджуваності моделлю отриманих результатів.

4. Розроблено технологію оцінки технічного стану бурильних та насосно-компресорних на основі удосконаленого методу оцінювання границі плинності металу за вимірними значеннями твердості та інтегральної густини зображень акустичних структурних шумів. Проведено промислову апробацію розробленої методології в умовах ТОВ НВФ «Зонд» та на об'єктах ПАТ «Укрнафта», в ході якої встановлено, що гранична основна похибка визначення границі плинності за допомогою отриманих залежностей не перевищує 5% відносно дійсних значень, отриманих випробуванням досліджуваних зразків труб на статичний розтяг, в той час як існуючі методики визначення границі плинності сталей за значеннями твердості допускають відхилення результатів в межах (7 – 10)%.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Гафаров Н. А., Гончаров А. А., Кушнаренко В. М., Определение характеристик надежности и технического состояния оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. М. : ООО« Недрa - Бизнесцентр », 2001. 239 с.
2. Иванов В. А., Семенов А. С., Гимадутдинов А. Р. Основные принципы технического диагностирования и определения остаточного ресурса оборудования нефтегазовых объектов : учебное пособие. Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. 50 с.
3. Ланина Т. Д., Литвиненко В. И., Варфоломеев Б. Г. Процессы переработки пластовых вод месторождений углеводородов : монография. Ухта: УГТУ, 2006. 172 с.
4. ГОСТ 633-80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия. М.: Издательство стандартов, 1980. 23 с.
5. ГОСТ 31446-2017 Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия М.: Издательство стандартов, 2017. 241 с.
6. Гафаров Н. А., Гончаров А. А., Кушнаренко В. М. Определение характеристик надежности и технического состояния оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. М.: ООО «Недрa - Бизнесцентр », 2001. 239 с.
7. Иванов В. А., Семенов А. С., Гимадутдинов А. Р. Основные принципы технического диагностирования и определения остаточного ресурса оборудования нефтегазовых объектов : учебное пособие. Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. 50 с.
8. Копей Б. В., Копей В. Б., Копей І. Б. Насосні штанги свердловинних установок для видобування нафти. Івано-Франківськ : Факел, 2009. 406 с.
9. J. K. Brownlee, K. O. Flesner, K. R. Riggs. Selection and Qualitification of Materials for HPHT Wells. SPE 97590, 2005.
10. РД 153-39.1-288-03 Трубы насосно-компрессорные с внутренним полимерным покрытием. Инструкция по эксплуатации. М. : ОАО «Гатнефть», 2003. 75с.
11. ГОСТ Р 52203-2004 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия. М. : Издательство стандартов, 2004. 67 с.

12. РД 39-136-95 Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб. Самара, 1995. 159 с.
13. ГОСТ Р ИСО 17359-2009 Контроль состояния и диагностика машин. Общее руководство по организации контроля состояния и диагностирования. М. : Издательство стандартов, 2009. 20 с.
14. ГОСТ 10654-81 Калибры для треугольной резьбы насосно-компрессорных труб и муфт к ним. Типы. Основные размеры и допуски. М. : Издательство стандартов, 1981. 7 с.
15. ГОСТ Р 53365-2009 Трубы обсадные и насосно-компрессорные и муфты к ним. Основные параметры и контроль резьбовых соединений. М. : Издательство стандартов, 2009. 44 с.
16. ГОСТ 17410-78 Контроль неразрушающий. Трубы металлические безшовные цилиндрические. Методы ультразвуковой дефектоскопии. М. : Издательство стандартов, 1978. 24 с.
17. ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые. М. : Издательство стандартов, 1986. 27 с.
18. ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод М.: Издательство стандартов, 1987. 12 с.
19. ГОСТ 10006-80 Трубы металлические. Метод испытания на растяжение. М. : Издательство стандартов, 1980. 206 с.
20. Механіка руйнування та міцність матеріалів : Довідниковий посібник. Під заг. ред. В. В. Панасюка. Т.9: Міцність і довговічність авіаційних матеріалів та елементів конструкцій / Осташ О. П. та ін. Львів : Сполом, 2007. 1068 с.
21. Дубов А. А. Проблемы оценки остаточного ресурса стареющего оборудования. *Методы контроля и диагностики*. 2012. №3. С. 74 - 78.
22. РД 10-577-03. Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций. М. : ОРГРЭС, 2003.
23. РД ЭО 1.1.2.09.0774-2009 Методика оценки технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов, сосудов и насосов энергоблоков АЭС. М. : Концерн "Росэнергоатом", 2009. 75с.

24. Концепция технического перевооружения энергообъектов электростанций РАО "ЕЭС России" в период до 2015 года. Документ РАО "ЕЭС России". Москва, ноябрь, 2001.
25. Дубов А. А., Демин Е. А., Миляев А. И., Стеклов О. И. Контроль напряженно-деформированного состояния газопроводов. *Газовая промышленность*. 2002. №2. С. 58-61.
26. Комаровский А. А. Диагностика напряженно-деформированного состояния. *Контроль. Диагностика*. 2000. №2. С. 22 - 27.
27. Бородин Н. А., Борисов С. П. Проблемы и методы оценки сопротивления металлических материалов многоциклового усталости и длительному статическому разрушению. *Заводская лаборатория Диагностика материалов*. 2002. № 1. С. 89 - 93.
28. ГОСТ 30415-96. Сталь. Неразрушающий контроль механических свойств и микроструктуры металлопродукции магнитным методом. Введ. 01.01.98. М. : Издательство стандартов, 1996. 58 с.
29. Исследование структурной повреждаемости стальных образцов с использованием метода магнитной памяти металла / Горецкий В. М., Дубов А. А., Демин Е. А. *Контроль. Диагностика*. 2000. № 3. С. 23 – 26.
30. Хапонен Н. А., Иванов Г. П., Худошин А. А. Перспективы развития неразрушающего контроля *Безопасность труда в промышленности*. 2001. № 1. С. 48 – 50.
31. Оценка текущего состояния и остаточного ресурса прокатных валков на основе магнитного (по коэрцитивной силе) метода неразрушающего контроля / Безлюдько Г. Я. и др. *Специальные научные разработки*. 2003. №2. С. 31 – 33.
32. Стрельников В. П. Определение ожидаемой остаточной наработки при DM-распределении. *Математичні машини і системи*. 2000. №1. С. 94 – 100.
33. Изерманн Р. Перспективные методы контроля, обнаружения и диагностики неисправностей и их применение. *Приборы и системы управления*. 1998. №4. С.56 – 70.

34. Анализ применимости уравнений и исследование формы кривой усталости / Борисов Ю. С. и др. *Заводская лаборатория. Диагностика материалов*. 2000. № 10. С. 41–52.
35. Kopnov V. A. Residual life linear fatigued a mage accumulation and optimal stopping. *Reliability Engineering and System Safety*. 1993. № 40. P. 319 – 325.
36. S. Chopra, P. Meindl Supply Chain Management: Strategy, Planning and Operation *Prentice-Hall*. 2004. №2. С. 40 – 44.
37. Chen H. M., Vidakovic B., Mavris N. D. Multiscale forecasting method using armax models *Technological Forecasting and Social Change*. 2004. №1. P. 34–39.
38. ГОСТ 1497-84 Металлы. Методы испытания на растяжение. Введ. 01.01.86. М.: Издательство стандартов, 1985. 26 с.
39. Неразрушающий контроль и диагностика : Справочник. Клюев В. В. и др.; Под ред. В. В. Клюева. М. : Машиностроение, 1995. 448 с.
40. Миндюк В. Д. Розроблення методу оцінки якісних змін матеріалів нафтогазового обладнання за комплексом фізичних характеристик : дисертація кандидата технічних наук: 05.05.12 машини нафтової та газової промисловості. Івано-Франківськ, 2014. 133 с.
41. Михеев М. Н., Горкунов Э. С. Связь магнитных свойств со структурным состоянием вещества – физическая основа магнитного структурного анализа. *Дефектоскопия*. 1981. № 8. С. 8 - 21.
42. Михеев М. Н. Магнитный метод контроля твердости и микроструктуры стальных труб. *Заводская лаборатория*. 1938. № 10. С. 1155 - 1160.
43. Белокур И. П., Коваленко В. А. Дефектоскопия материалов и изделий. К. : Техника, 1989. 192 с.
44. Герасимов В. Г., Покровский А. Д., Сухоруков В. В. Неразрушающий контроль. В 5 кн. Кн. 3. Электромагнитный контроль : практ. пособие; под ред. В.В. Сухорукова. М. : Высш. шк., 1992. 312 с.
45. Агинея Р. В., Теплинский Ю. А., Кузьбожев А. С. Применение коэрциметрического метода для оценки микроструктуры стали 17Г1С *Контроль. Диагностика*. 2005. №1. С.32 - 34

46. Тацакович Н. Л. Удосконалення методу технічної діагностики нафтогазопроводів: дис. на здобуття наукового ступеню канд. тех. наук: спец. 05.15.13 «Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища». Івано-Франківськ, 2009. 154 с.
47. Тацакович Н. Л., Карпаш О. М., Карпаш М. О. Експериментальне дослідження можливості визначення ударної в'язкості неруйнівним методом *Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів «Леотест-2009»* : 14 Міжнар. наук.-техн. конф., Славське, 16-21 лютого 2009 р.: матер. конф. Львів, 2009. С. 75 - 76.
48. Тацакович Н. Л., Карпаш О. М. Дослідження неруйнівного методу визначення ударної в'язкості. *Техніка і прогресивні технології в нафтогазовій інженерії*: Міжнар. наук.-техн. конф. молодих вчених, Івано-Франківськ (16-20 вересня 2008 р) : анотації. Івано-Франківськ, 2008. С. 54.
49. Карпаш А. М. Удосконалення методів контролю напруженого стану металоконструкцій довготривалої експлуатації (на прикладі АГНКС) : дисертація кандидата технічних наук: 05.15.13 трубопровідний транспорт та нафтогазосховища. Івано-Франківськ, 2018. 118 с.
50. Карпаш М. О. Розроблення методу та засобу визначення фізико-механічних характеристик матеріалу металоконструкцій довготривалої експлуатації) : дисертація кандидата технічних наук : 05.11.13 прилади і методи контролю та визначення складу речовин. Івано-Франківськ, 2006. 125 с.
51. Шарко А. В. Современное состояние и перспективы развития акустических методов контроля прочностных свойств конструкционных материалов (обзор). *Дефектоскопия*. 1983. № 5. С. 72 - 87.
52. Бобренко В. М., Вангели М. С., Куценко Л. Н. Акустические методы контроля напряженного состояния материала. Кишинев : Штиинца, 1981. 148 с.
53. Криштал М. А., Никитин К. Е. Фазовый измеритель скорости распространения поверхностных волн. *Дефектоскопия*. 1979. № 2. С. 51.
54. Вычеров Е. В. Акустический способ контроля качества закалки изделий. Авт. свид. № 457920. *Бюлл. изобр.* 1975. № 3. С. 3.

55. РД 153-112-017-97 инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров. М. : АО "Нефтемонтаждиagnostика", 1997. 36 с.
56. Технічна діагностика матеріалів і конструкцій : довідн. пос. у 8 томах; за заг.ред. З. Т. Назарчука. Львів : Простір, 2017. Том 1: Експлуатаційна деградація матеріалів та конструкцій / Крижанівський Є. І. та ін.т, П. В. Ясній. 2016. 360 с.
57. Апробація та аналіз результатів експериментальних досліджень удосконаленого методу контролю фізико-механічних характеристик сталей / Чабан Н. І., Рибіцький І. В., Карпаш М. О., Миндюк В. Д. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №4(69). С. 37 - 50.
58. Аналіз методів акустичного контролю фізико-механічних характеристик металоконструкцій довготривалої експлуатації / Чабан Н. І., Карпаш О. М., Рибіцький І. В., Миндюк В. Д. *Методи та прилади контролю якості*. 2018. №2(41). С. 38 - 44.
59. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Аналіз сучасного стану і тенденцій розвитку способів визначення ресурсу обладнання довготривалої експлуатації *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2017. №2 (43). С. 11 - 18.
60. Ермолов И. Н., Ланге Ю. В. Неразрушающий контроль : Справочник: в 8т. Под общ. ред. Клюева В. В. Т.3. Ультразвуковой контроль. 2-е изд.испр. М. : Машиностроение, 2006. 864 с., ил.
61. Труэл Р., Эльбаум Ч., Чик Б. Ультразвуковые методы в физике твердого тела: пер. с англ. М. : Мир, 2009. 307 с.
62. Пябус Г. В., Мельканович А. Ф., Кушкулей Л. М. Установка для измерения ультразвука в твердых телах *Дефектоскопия*, 2007. №2. С 57 - 63.
63. Методы неразрушающих испытаний : пер. с англ. Под ред. Р. Шарпа. М. : Мир, 2012. 564 с.
64. Ультразвуковая дефектметрия металлов с применением голографических методов / Бадаян В. Г. и др. М. : Высшая школа, 2008. 298 с.
65. Крауткремер Й., Крауткремер Г. Ультразвуковой контроль материалов : справ. изд. : пер. с нем. М. : Металлургия, 1991. 752 с.

66. Introduction to Phased Array Ultrasonic Technology Applications: R/D Tech Guideline. Quebec: R/D Techinc., 2012. 368 p.
67. Чабан Н. І., Рибіцький І. В., Миндюк В. Д. Розвиток акустичного виду контролю для виявлення та оцінювання структурних змін сталевих конструкцій. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ, 2018. №3(68). С. 27 - 30.
68. Чабан Н. І. Експериментальні дослідження залежності інформативних параметрів методів неруйнівного контролю та фізико-механічних характеристик сталей. *Нафтогазова енергетика*. 2018. №2 (30). С. 44 - 48.
69. ГОСТ 1497-84 «Метали. Методи випробувань на розтяг». М.: Издательство стандартов, 1984. 23 с.
70. Гурвич А. К., Дымкин Г. Я., Цомук С. Р. Новый информационный признак формы дефекта. *Дефектоскопия*. 1990. № 11. С. 3 - 7.
71. Wick D. Freeandopen-source Software applications for mathematics and education / D. Wick // *Proceeding softhetwenty-firstannual international conference on technology in collegiate mathematics*. 2009. P. 300 – 304.
72. Миндюк В. Д. Експериментальні дослідження щодо можливості оцінки фактичного стану металу елементів нафтогазового обладнання в процесі їх експлуатації. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. №3. С. 89 - 99.
73. Методика определения акустических структурных шумов металла / Муравйов В. В., Муравйова О. В., Байтеряков А. В., Дедов А. І. *Интеллектуальные системы в производстве*. 2013. №1(21). С. 143 - 148.
74. ГОСТ 10006 – 80 Трубы металлические. Метод испытания на растяжение. М. : Издательство стандартов, 1980. 12 с.
75. ДСТУ ISO / ІЕС 17025 : 2006. Загальні вимоги до компетентності випробувальних та калібрувальних лабораторій. [Чинний від 2007-07-01]. Вид. офіц. К.: Держспоживстандарт України, 2007. 32 с.
76. ДСТУ ISO / ІЕС 17020 : 2001. Загальні критерії щодо діяльності органів різного типу, що здійснюють інспектування. [Чинний від 2002-03-01]. Вид. офіц. К.: Держстандарт України, 2002. 25 с.

77. ДНАОП 0.00-1.21–98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. [Чинний від 20.02.1998]. Вид. офіц. К. : Держнаглядхоронпраці України, 1998. 72 с.
78. НПАОП 0.00-1.59-87. Правила будови і безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском. [Чинний від 27.11.1987]. Вид. офіц. М. : Надра, 1989. 135 с.
79. Попович О. В. Удосконалення акустичних методів визначення типів та розмірів дефектів металоконструкцій : дисертація кандидата технічних наук : 03.11.16 / Попович Ольга Василівна. Івано-Франківськ, 2008. 128 с.
80. РД 12 – 411 - 01 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов. М. : 2001. 75 с.
81. Смирнов А. Н. Структурно-фазовое состояние и ресурс длительно работающего металла технических устройств опасных производственных объектов, перспективы дальнейшего развития методов оценки работоспособности. *Контроль. Диагностика*. 2009. № 1. С. 22 - 32.
82. Буденков Г. А. Исследование напряженно-деформированного состояния ободьев цельнокатаных вагонных колес методом акустической тензометрии. *Фундаментальные проблемы современного материаловедения*. 2009. Том 6. № 3. С. 111 - 117.
83. Муравьев В. В. К расчету параметров системы намагничивания электромагнитно-акустического преобразователя. *Интеллектуальные системы в производстве*. 2011. № 1. С. 197 - 205.
84. Муравьев В. В. Оценка остаточных напряжений в ободьях вагонных колес электромагнитно-акустическим методом. *Дефектоскопия*. 2011. № 8. С. 16 - 28.
85. Муравьев В. В. Распределение остаточных напряжений при электроконтактном упрочнении бандажем локомотивных колес. *Технология машиностроения*. 2011. № 9. С. 42 - 45.
86. Муравьев В. В., Сухарев Е. М., Ермолаева З. И. Связь скорости ультразвука с ударной вязкостью и технология контроля качества конструкционных сталей. *Контроль. Диагностика*. 2002. № 7. С. 49 - 55.
87. Муравьев В. В. Взаимосвязь структуры и твердости сталей со скоростью объемных и поверхностных акустических волн. *Изв. вузов. Черная металлургия*.

1991. № 10. С. 100 - 102.

88. Муравьев В. В., Зуев Л. Б., Билута А. П. Взаимосвязь структуры и механических свойств инструментальной углеродистой стали со скоростью распространения ультразвуковых колебаний. *Техническая диагностика и неразрушающий контроль*. 1992. № 2. С. 69 - 71.

89. Муравьев В. В., Зуев Л. Б., Комаров К. Л. *Скорость звука и структура сталей и сплавов*. Новосибирск : Наука, 1996. 181 с.

90. Буденков Г. А. Оценка напряженного состояния изделий из серого чугуна акустическим методом. *Дефектоскопия*. 1998. № 7. С. 3 - 7.

91. Буденков Г. А., Муравьев В. В., Коробейникова О. В. Исследование напряженно-деформированного состояния ободьев цельнокатаных вагонных колес методом акустической тензометрии. *Фундамент. Проблемы современного материаловедения*. 2009. Т. 6, № 3. С. 111 - 117.

92. Муравьев В. В., Стрижак В. А., Балобанов Е. Н. К расчету параметров системы намагничивания электромагнитно-акустического преобразователя. Интеллектуальные системы в производстве. 2011. № 1. С. 197 - 205.

93. Многоканальная акустико-эмиссионная система диагностики конструкций / Степанова Л. Н., Серьезнов А. Н., Круглов М., Муравьев В. В.: Патент РФ РФ № 2217741 С2. Бюл. № 33, 27.11.2003. Москва, ФИПС. 18 с.

94. Ермолаева З. И. Влияние некоторых структурных параметров на скорость ультразвука в сталях. *Изв. вузов. Черная металлургия*. 1999. № 8. С. 29 - 31.

95. Junshan Gao, KeWang. Study on the technology of ultrasonic imaging detection based on phasedarray / *International Journal of Signal Processing, Image Processing and Pattern Recognition*. 2013. Vol. 8, No.5. P. 71 - 78

96. Introduction to Phased Array Ultrasonic Technology Applications: R/D Tech Guideline. - Quebec: R/D Techinc., 2004. - 368 p.

97. Chaban N. The Tubing Destruction Features in Operation of the Gas Condensate Fields With Corrosive Fluids High Content / N. Chaban, V. Myndiuk, O. Karpash *International Journal of Fluid Mechanics & Thermal Sciences*. 2017. № 3(2). P. 75-81.

98. Миндюк В. Д., Чабан Н. І. Дослідження характеру впливу робочого середовища на деградацію фізико-механічних властивостей насосно-

компресорних труб : збірник доповідей 1-шої науково-технічної конференції з міжнародною участю «Неруйнівний контроль в контексті асоційованого членства України в Європейському Союзі – NDT-UA 2017». Люблін, Польща : УТ НКТД, 2017. С. 64 – 68.

99. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Аналіз сучасного стану і тенденцій розвитку способів визначення ресурсу обладнання довготривалої експлуатації : збірник доповідей 8-ї міжнародної науково-технічної конференції пам'яті Ігоря Кісіля «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання». Івано-Франківськ, 2017. С. 183 - 185.

100. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Визначення залишкового ресурсу насосно-компресорних труб з використанням ультразвукових методів : збірник доповідей 22-ї міжнародної конференції «Сучасні методи та засоби неруйнівного контролю і технічної діагностики». Одеса, 2018. С. 49.

101. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Особливості руйнування насосно-компресорних труб в умовах експлуатації газоконденсатних родовищ з високим вмістом корозійно-активних речовин: збірник доповідей VI міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика - 2017». Івано-Франківськ, 2017. 116 с.

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

Чабан Назарій Ігорович

ДОДАТКИ
до дисертаційної роботи

**УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ
БУРИЛЬНИХ ТА НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ**

Спеціальність: 05.05.12 – Машини нафтової та газової промисловості

Галузь знань: Виробництво та технології

Додаток А
Список публікацій здобувача

1. Чабан Н. І., Миндюк В.Д. Особливості руйнування насосно-компресорних труб в умовах експлуатації газоконденсатних родовищ з високим вмістом корозійно-активних речовин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. №3 (64). С.110-117. **(фахове видання України)**
2. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Аналіз сучасного стану і тенденцій розвитку способів визначення ресурсу обладнання довготривалої експлуатації. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2017. № 2 (43). С. 11 - 18 **(фахове видання України)**
3. Чабан Н.І., Рибіцький І.В., Миндюк В.Д. Розвиток акустичного виду контролю для виявлення та оцінювання структурних змін сталевих конструкцій. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №3(68). С. 27-30. **(фахове видання України)**
4. Чабан Н. І., Карпаш О. М., Рибіцький І. В., Миндюк В. Д. Аналіз методів акустичного контролю фізико-механічних характеристик металоконструкцій довготривалої експлуатації. *Методи та прилади контролю якості*. 2018. №2(41). С. 38 - 44. **(фахове видання України)**
5. Чабан Н. І. Експериментальні дослідження залежності інформативних параметрів методів неруйнівного контролю та фізико-механічних характеристик сталей. *Нафтогазова енергетика*. 2018. №2 (30). С. 44 - 48. **(фахове видання України)**
6. Чабан Н. І., Рибіцький І. В., Карпаш М. О., Миндюк В. Д. Апробація та аналіз результатів експериментальних досліджень удосконаленого методу контролю фізико-механічних характеристик сталей. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №4(69). С. 37 - 50. **(фахове видання України)**
7. Chaban N., Myndiuk V., Karpash O. The Tubing Destruction Features in Operation of the Gas Condensate Fields With Corrosive Fluids High Content.

8. Миндюк В. Д., Чабан Н. І. Дослідження характеру впливу робочого середовища на деградацію фізико-механічних властивостей насосно-компресорних труб. *Неруйнівний контроль в контексті асоційованого членства України в Європейському Союзі – NDT-UA 2017* : зб. доповідей 1-шої наук.-техн. конф. з міжнар. участю. Люблін, Польща : УТ НКТД, 2017. С. 64 – 68.
9. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Аналіз сучасного стану і тенденцій розвитку способів визначення ресурсу обладнання довготривалої експлуатації. *Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання*: зб. доповідей VIII Міжнар. наук.-техн. конф. пам'яті Ігоря Кісіля Івано-Франківськ, 2017. С. 183 – 185.
10. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Визначення залишкового ресурсу насосно-компресорних труб з використанням ультразвукових методів. *Сучасні методи та засоби неруйнівного контролю і технічної діагностики*: зб. доповідей 22-ї Міжнар. конф. Одеса, 2018. С. 49.
11. Чабан Н. І., Миндюк В. Д. Особливості руйнування насосно-компресорних труб в умовах експлуатації газоконденсатних родовищ з високим вмістом корозійно-активних речовин. *Нафтогазова енергетика – 2017*: зб. доповідей VI Міжнар. наук.-техн. конф. Івано-Франківськ, 2017. С.116

ДОДАТОК Б

Акт промислової апробації

Затверджую

Директор ТОВ «Науково-
виробнича фірма «Зонд»

А.М. Карпаш

2019 р.

АКТ

Промислової апробації способу визначення фактичного технічного стану
матеріалу труб нафтового сортаменту

Робоча група у складі:

Голови – Карпаш А.М. – к.т.н, директор ТОВ «Науково-виробнича фірма
«Зонд»

І членів робочої групи:

1. Власійчук І.М. – головний інженер ТОВ «НВФ «ЗОНД», начальник
Випробувального центру
2. Доценко Є.Р. – к.т.н, заступник директора ТОВ «Науково-виробнича
фірма «Зонд»
3. Цюцяк І.І. – радник директора, технічний експерт у
нафтогазовидобувній промисловості, ТОВ «Науково-виробнича фірма
«Зонд»
4. Чабан Н.І. – аспірант кафедри ЕМіТД, ІФНТУНГ
5. Рибіцький І.В. – к.т.н, доцент кафедри ЕМ і ТД, ІФНТУНГ

Продовження додатка Б

Склали цей акт про таке:

1. 22 січня 2019 р. робоча група здійснила апробацію способу визначення фактичного технічного стану труб нафтового сортаменту з використанням запропонованої методології комплексного врахування параметрів (твердість і інтегральна густина зображень акустичних структурних шумів, що отримані за допомогою ультразвукового дефектоскопа з п'єзоперетворювачами з фазованими ґратками).
2. Робочій групі були надані:
 - опис технології проведення контролю фізичних інформативних параметрів, для визначення границі плинності металу;
 - результати попередньо проведених експериментальних досліджень отримані в ході виконання дисертаційної роботи;
 - обладнання для проведення вимірювань інформативних параметрів: твердомір динамічний ТД-32, ультразвуковий дефектоскоп SIUI CTS-602 у комплекті з п'єзоелектричними перетворювачами з ультразвуковими фазованими ґратками .
3. В умовах ВЦ ТОВ «Науково-виробнича фірма «Зонд» дослідження проводилися на трубах типу НКТ 73 5.5 – К ГОСТ 633-80. (9 зразків, термін та характер експлуатації невідомі)

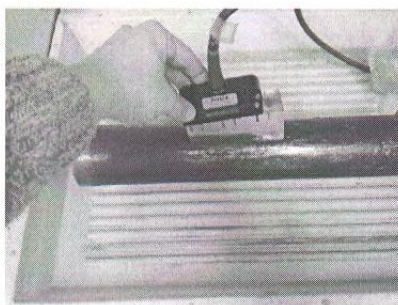


Рисунок 1 - Вимірювання інтегральної густини структурних шумів з використанням п'єзоперетворювача на ФР на зразках НКТ

Результати вимірювання наведені в таблиці 1.

Таблиця 1 – Результати вимірювання інформативних параметрів металу тіла труби НКТ 73 5.5 – К ГОСТ 633-80

Продовження додатка Б

№ НКТ	Твердість за Брінелем, НВ	Інтегральна густина зображення, $\cdot 10^5$
1	239	12,58592
2	240	13,38321
3	241	15,23452
4	238	15,65345
5	231	7,38931
6	235	11,48336
7	240	12,25261
8	230	14,84832
9	241	15,94742

4. Результати вимірювань внесені в отриману розрахункову модель визначення границі плинності. Розрахункові значення границі плинності, наведені в таблиці 2.

5. Для перевірки правильності отриманих результатів були проведені руйнівні випробування металу досліджуваних НКТ на розтяг за ГОСТ 1497-84 (рис. 3)

6. Для визначення дійсних значень ФМХ досліджуваних НКТ виготовлено 9 стандартних зразків для випробування на розтяг згідно з (рис 4).

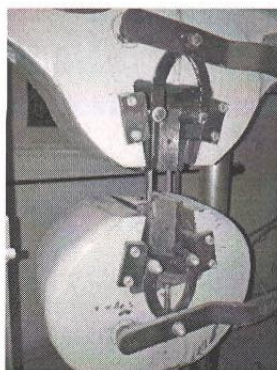


Рисунок 3 - Процес випробування металу досліджуваних НКТ на розтяг

Продовження додатка Б

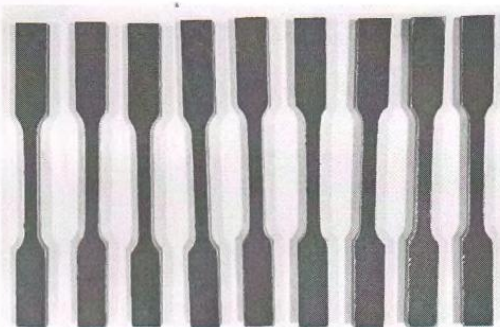


Рисунок 4 – Стандартні плоскі зразки для руйнівних статичних випробувань на розтяг

6. У результаті випробувань на розтяг отримано індивідуальні діаграми розтягу для кожного зі зразків відповідно до ГОСТ 1497-84. За допомогою графо-аналітичного та розрахункового способів згідно з [69] визначено границі плинності. Результати випробувань на розтяг наведені в таблиці 2.

Таблиця 2 – Отримані значення границі плинності за результатами розрахунку, випробувань на розтяг та відносна похибка розрахункових значень границі плинності

№ зразка	Границя плинності за результатами випробувань зразків на розтяг, σ_T Н/мм ²	Розрахункове значення границі плинності, σ_T Н/мм ²	Відносна похибка, %
1	523	535	2,0
2	517	536	3,6
3	509	526	3,2
4	503	487	3,3
5	530	521	1,7
6	510	507	0,6
7	522	548	4,7
8	515	549	5,0
9	497	517	3,8

Закінчення додатка Б

Основна відносна похибка визначення границі плинності розраховується, щоб оцінити розбіжність між розрахунковими та реальними значеннями границі плинності за формулою:

$$\Delta = \frac{\sigma_i^{\phi} - \sigma_i^p}{\sigma_i^{\phi}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

де σ_i^{ϕ} - границя плинності, визначена руйнівними методами, МПа;

σ_i^p - розрахункове значення границі плинності, МПа.

7. Результати визначення значень границі плинності матеріалу досліджуваних об'єктів підтвердили достовірність запропонованої методології (похибка не більше 5 %), однак були виявлені ряд несуттєвих її недоліків:







– запропонована методологія потребує використання декількох технічних засобів для вимірювання інформативних параметрів, які потребують підключення до окремих джерел живлення, що є не зручним у процесі вимірювання;

– досить складним і трудомістким є настроювання чутливості дефектоскопа з фазованими решітками;

– процес визначення границі плинності металу НКТ потребує залучення ПК та додаткової витрати часу.

В цілому, робоча група встановила, що розроблена методологія визначення фактичних значень границі плинності може бути використана для контролю фактичного технічного стану насосно-компресорних труб.

Члени робочої групи:

	А.М. Карпаш
	І.М. Власійчук
	Є.Р. Доценко
	І.І. Цюцяк
	Н.І. Чабан
	І.В. Рибіцький

ДОДАТОК В
Акт промислової апробації

Затверджую

Начальник ЦКПРС

НГВУ «Долинанафтогаз»

ПАТ «Укрнафта»

А.О. Левченко



2019 р.

АКТ

промислової апробації способу визначення фактичного технічного стану
матеріалу труб нафтового сортаменту

Робоча група у складі:

Голови – Левченко А.О. – начальника ЦКПРС НГВУ «Долинанафтогаз»,
ПАТ «Укрнафта»

І членів робочої групи:

1. Карпаш А.М. – експерт технічний з промислової безпеки, ТОВ «НФВ
«Зонд»;
2. Рибіцький І.В. – к.т.н, доцент кафедри ЕМ і ТД, ІФНТУНГ
3. Чабан Н.І. – аспірант кафедри ЕМіТД, ІФНТУНГ

Склали цей акт про таке:

1. 7.02 2019 р. робоча група здійснила апробацію способу визначення фактичного технічного стану труб нафтового сортаменту з використанням запропонованої методології комплексного врахування інформативних параметрів (твердість і інтегральна густина зображень



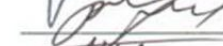
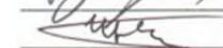
Продовження додатка В

акустичних структурних шумів, що отримані за допомогою ультразвукового дефектоскопа у комплекті п'єзоперетворювачами з фазованими ґратками).

2. Робоча група встановила, що результати, отримані за допомогою запропонованої методології можуть бути використані для визначення залишкового ресурсу насосно-компресорних труб шляхом використання існуючої методики згідно РД 12-411-01.
3. Аналіз отриманих результатів свідчить про прийнятну достовірність результатів визначення залишкового ресурсу насосно-компресорних труб за запропонованою методикою, яка оцінена похибкою визначення ресурсу на рівні не більше 3% і підтверджує її можливість для застосування для обраних об'єктів.

В цілому, робоча група встановила, що застосування існуючої методології визначення залишкового ресурсу магістральних трубопроводів можливе для визначення ресурсу насосно-компресорних труб за умови попереднього визначення фактичного технічного стану труб нафтового сортаменту за комплексом нових інформативних параметрів.

Члени робочої групи:


А.О. Левченко

А.М. Карпаш

І.В. Рибіцький

Н.І. Чабан

Додаток Г
ПРОЕКТ СОУ

Проект СОУ _____

СТАНДАРТ ОРГАНІЗАЦІЇ УКРАЇНИ

**МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ МАТЕРІАЛУ
БУРИЛЬНИХ ТА НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ ЗА ОЦІНКОЮ ЗМІНИ ЇХ
ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК**

Івано-Франківськ
ІФНТУНГ

2019 р.

Продовження додатку Г

ПЕРЕДМОВА

1 РОЗРОБЛЕНО:

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

РОЗРОБНИКИ:

Н.І. Чабан, О.М. Карпаш, д.т.н., І.В. Рибіцький, к.т.н, В.Д. Миндюк, к.т.н.

2 ВНЕСЕНО:

3 ПРИЙНЯТО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ:

4 УВЕДЕНО ВПЕРШЕ

Продовження додатку Г

ЗМІСТ	
	С.
1 Сфера застосування	
2 Нормативні посилання	
3 Терміни та визначення понять	
4 Загальні положення	
5«Вимоги до організацій та персоналу	
6 Вимоги охорони праці під час проведення робіт	
7 Аналіз технічної та оперативної документації щодо об'єкту контролю	
8 Вимоги до апаратури	
9 Обсяг та види контролю	
10 Організаційні та підготовчі роботи	
11 Методика визначення границі плинності матеріалу бурильних та насосно-компресорних труб	
12 Опрацювання результатів	
Додаток А Форма протоколу	